

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE MÉTODOS EXPERIMENTALES PARA LA
DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO
ESTACIONARIO COMPARADOS CON RESULTADOS EXPERIMENTALES DE
ESTADO ESTACIONARIO EN SISTEMAS AGUA-ACEITE**

**DIEGO ANDRÉS GRISALES NIÑO
JUAN PABLO PÉREZ DEVIA**

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

2016

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE MÉTODOS EXPERIMENTALES PARA LA
DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO
ESTACIONARIO COMPARADOS CON RESULTADOS EXPERIMENTALES DE
ESTADO ESTACIONARIO EN SISTEMAS AGUA-ACEITE**

**DIEGO ANDRÉS GRISALES NIÑO
JUAN PABLO PÉREZ DEVIA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
M.Sc LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
Químico**

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

2016

AGRADECIMIENTOS

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

Dios por guiarnos en este camino valioso y poder llegar a concluir con una etapa importante de nuestro existir, la cual también es valiosa para nuestros seres amados.

A la Universidad Industrial de Santander por formarnos en el ámbito profesional y a todos los docentes por suministrarnos los pilares del preciado conocimiento.

Al M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno por apoyarnos en nuestro proyecto y compartirnos su sabiduría, por darnos constantemente la adecuada orientación con apoyo, paciencia y dedicación.

Al M.Sc. Hernando Buendía por sus consejos y acompañamiento en el desarrollo de este trabajo.

Al ingeniero Andrés Felipe Ortiz Meneses por su incondicional apoyo y transmisión de saberes, por instruirnos de la mejor forma posible desde el inicio hasta la culminación de este proyecto.

A todos los integrantes del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación en especial a los ingenieros Henry Galvis, Gonzalo Pabón, Helena Ribón y a los técnicos Athala Buendía, Jhon Badillo y Mauricio Alvarez por su acompañamiento y colaboración.

A todos los amigos y seres queridos que aportaron su granito de arena en este proceso, en especial a Juan Diego Andrés Prada Ramírez.

Diego A.
Juan P.

DEDICATORIA

A mis padres Ferley y Amparo por formarme con amor, valores, perseverancia y tenacidad, por depositar su cariño y ternura incondicional, las palabras no me alcanzarían para expresarles mi agradecimiento.

A mi hermanito Juan David por ser el motor de mis días y la ilusión de mi corazón, por inundarme de alegrías y amor verdadero.

A mis abuelas Teresa e Hilda por su inmensa ternura, apoyo y ejemplo de vida, por los logros que he cumplido gracias a sus dignas enseñanzas.

A mis abuelos Miguel y Jesús por su guía y experiencias compartidas, por enseñarme que la vida es ideal hasta que somos conscientes de que cada decisión tomada influye en nuestro entorno.

A mi amigo Pablo por todos los momentos de aprendizaje y por ser mi compañero de camino universitario.

A Erika por todo su cariño, fortaleza, comprensión, y por los grandes momentos vividos.

A mis mejores amigos por su compañía y buenos deseos.

Diego Andrés Grisales Niño

DEDICATORIA

A Dios por permitirme vivir esta etapa de mi vida llena de muchas alegrías y buenas experiencias, por ponerme en una familia llena de muchos valores y grandes sueños.

A mis padres Sergio Pérez y Esperanza Devia, que por sus valiosos consejos, enseñanzas, sacrificios y constante apoyo es que estoy donde estoy. Este logro es de ustedes también.

A mis hermanos Andrés y Rosa Angélica por ser mis cómplices y confidentes en muchos de los momentos de mi vida, por darme ánimo y sobre todo por estar ahí cuando más los necesito.

A mis abuelos Rosalina y Jorge por siempre creer en mí y quererme tanto como siempre lo han hecho.

A mi tío Pacho, que, aunque ya no está en este mundo me cuida desde el más allá.

A mi compañero Diego Grisales por su gran apoyo y conocimiento aportado para la culminación de este proyecto.

A Marilyn por su incondicional apoyo, buenos consejos y por ser quien es en mi vida.

A todos los amigos que he hecho a lo largo de mi vida universitaria y los eternos del colegio, por todas las buenas enseñanzas que he adquirido a lo largo de este camino.

Gracias, ¡Muchas gracias!

Juan Pablo Pérez Devia

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. GENERALIDADES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	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	26
1.5.1. Mojabilidad.....	26
1.5.2. Saturación Inicial de Agua	29
1.5.3. Geometría de Poro.	30
1.5.4. Propiedades de las Rocas.	30
1.5.5. Historia de la Saturación	30
1.5.5.1. Drenaje	31
1.5.5.2. Imbibición.....	31
1.6. NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	32
1.7. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	33
1.7.1. Estado Estacionario.	34
1.7.2. Estado No Estacionario	34
1.7.2.1. Método JBN	35
1.7.2.2. Método Gráfico	37
1.7.2.3. Ajuste Histórico	38
1.8. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO EN SISTEMAS AGUA - ACEITE	39

1.8.1. Descripción de la Prueba de Estado Estacionario.....	39
1.8.2. Descripción de la Prueba de Estado no Estacionario.....	40
1.8.3. Descripción del Equipo	41
2. METODOLOGÍA DE TRABAJO	44
2.1. GENERALIDADES DEL PROCESO	44
2.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO	44
2.2.1. Selección de muestras.....	46
2.2.1.1. Selección de muestras de roca	46
2.2.1.2. Selección de fluidos	48
2.2.2. Saturación de la muestra.	50
2.2.3. Desplazamiento de Fluidos – Determinación de Permeabilidades Relativas a partir de datos de desplazamiento.....	51
2.2.3.1. Preparación del equipo	51
2.2.3.2. Permeabilidad absoluta al agua:	51
2.2.3.3. Drenaje	51
2.2.3.4. Imbibición en estado no estacionario	51
2.2.3.5. Imbibición en estado estacionario	53
2.2.4. Disposición final de muestras	55
3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE ESTADO NO ESTACIONARIO	56
3.1. APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE ESTADO NO ESTACIONARIO	57
3.2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO	59
3.2.1. Método de referencia.	60
3.2.1.1. Protocolo prueba de desplazamiento de permeabilidad relativa de estado estacionario	60
3.2.1.2. Protocolo prueba de desplazamiento de permeabilidad relativa de estado estacionario	62

3.2.2. Aplicación del método de determinación de estado estacionario.	63
3.3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO POR MEDIO DEL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN R^2	64
3.4. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO POR MEDIO DE LA REGLA DE SIMPSON 1/3 DE APLICACIÓN MÚLTIPLE	65
3.5. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO CONSIDERANDO LAS CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL	72
4. CONCLUSIONES	76
5. RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	82

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios para identificar mojabilidad de una roca.....	29
Tabla 2. Propiedades petrofísicas básicas.....	48
Tabla 3. Propiedades de los fluidos seleccionados.....	49
Tabla 4. Composición salmuera sintética.....	50
Tabla 5. Datos de imbibición en estado no estacionario	52
Tabla 6. Datos de imbibición en estado estacionario	54
Tabla 7. Evaluación por medio del coeficiente de determinación	64
Tabla 8. Porcentaje de error entre las áreas de las curvas de permeabilidad relativa de aceite y agua en estado no estacionario con respecto al estado estacionario	71
Tabla 9. Flujo fraccional de agua calculado por el Método JBN.....	72
Tabla 10. Flujo fraccional de agua calculado por el Método Gráfico	73
Tabla 11. Flujo fraccional de agua calculado por el Método de Ajuste Histórico ...	73
Tabla 12. Flujo fraccional de agua calculado por el Estado Estacionario	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite	24
Figura 2. Curvas de permeabilidad relativa aceite-gas	25
Figura 3. Ilustración de la mojabilidad.....	27
Figura 4. Ilustración de la mojabilidad en el modelo textural	28
Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por agua.....	28
Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por aceite	29
Figura 7. Efecto de histéresis en las permeabilidades relativas	32
Figura 8. Equipo de Desplazamiento Vinci RPS-700	42
Figura 9. Metodología del estado no estacionario.....	45
Figura 10. Metodología del estado estacionario.....	46
Figura 11. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, Método JBN	57
Figura 12. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, Ajuste Histórico	58
Figura 13. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, Método Gráfico.....	58
Figura 14. Curvas de permeabilidad relativa en estado estacionario	63
Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa de aceite en estado estacionario y no estacionario (Ajuste Histórico)	67
Figura 16. Flujos fraccionales de agua contra Saturación de agua	74

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – MÉTODO JBN.....	82
ANEXO B. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – AJUSTE HISTÓRICO.....	88
ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – MÉTODO GRÁFICO	102
ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – ESTADO ESTACIONARIO.....	109
ANEXO E. REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA.....	119

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE MÉTODOS EXPERIMENTALES PARA LA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO ESTACIONARIO COMPARADOS CON RESULTADOS EXPERIMENTALES DE ESTADO ESTACIONARIO EN SISTEMAS AGUA-ACEITE*

**AUTORES: DIEGO ANDRÉS GRISALES NIÑO
JUAN PABLO PÉREZ DEVIA****

PALABRAS CLAVE: Permeabilidad Relativa, Prueba de Desplazamiento, Estado Estacionario, Estado No Estacionario, Propiedades Petrofísicas.

En la industria petrolera las curvas de permeabilidad relativa son de gran utilidad, ya que estas permiten implementar de manera efectiva los diferentes métodos de explotación para cada yacimiento, donde se pueden ejecutar estudios de movilidad de los fluidos en el medio poroso y diseñar métodos de recobro mejorado.

El objetivo del presente trabajo de grado es exponer la evaluación del desempeño de métodos experimentales para la determinación de permeabilidades relativas en estado no estacionario comparado con los resultados experimentales de estado estacionario en sistemas agua-aceite a partir de pruebas de desplazamiento dinámico en una muestra de roca tipo Arenisca Berea.

La metodología de trabajo en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, consta de la selección de muestras tanto de roca, como de fluidos, determinación de propiedades petrofísicas básicas y la realización de pruebas de desplazamiento dinámico, después de esta fase se implementa la aplicación de los métodos de determinación de las Curvas de Permeabilidad Relativa en estado no estacionario, que son comparadas con la curva obtenida a través del estado estacionario y se concluye con la presentación del desempeño de los métodos de estado no estable más próximos al estado estable.

* Trabajo de Grado

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

ABSTRACT

TITLE: PERFORMANCE EVALUATION OF EXPERIMENTAL METHODS FOR THE DETERMINATION OF RELATIVE PERMEABILITIES IN UNSTEADY STATE COMPARE WITH EXPERIMENTAL RESULTS OF STEADY STATE IN OIL-WATER SYSTEMS*

**AUTHORS: DIEGO ANDRES GRISALES NIÑO
JUAN PABLO PÉREZ DEVIA****

KEYWORDS: Relative Permeability, Displacement Test, Steady State, Unsteady State, Petrophysical Properties.

In the petroleum industry, the relative permeability curves are very useful, because they allowed implementing in effective way different methods of exploitation for each oilfield, where is possible to execute mobility studies of fluids in a porous media and to design methods of enhanced oil recovery (EOR).

The aim of this work is to show the evaluation of the achievement of experimental methods, in order to determine the relative permeability in unsteady state compare with experimental results of steady state in oil-water systems, based on dynamic displacement test in a rock sample of Berea sandstone.

The methodology of working in the laboratory of petrophysical analysis and damage formation of the Universidad Industrial de Santander consists of the selection of rock and fluids samples, determination of basic petrophysical properties and the relation of dynamic displacement proofs. After this phase, it is implemented the application of methods of the relative permeability curves in unsteady state, that are compared with the obtained curve through the steady state, and it concludes with the presentation of the performance of unsteady state methods closer to the steady state.

* Degree Graduate Project - Thesis

** Physic-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

INTRODUCCIÓN

Las curvas de permeabilidad relativa suministran información valiosa al estudio de los yacimientos, ya que por medio de estas se pueden analizar factores determinantes en la explotación de un campo, como por ejemplo la geometría de poro, mojabilidad de la roca, la distribución y saturación de fluidos. Además, estas curvas describen el flujo de los fluidos en el medio poroso, dando a conocer las relaciones de movilidad entre las fases presentes dentro de la roca, teniendo en cuenta que la saturación de agua aumenta a partir de la saturación de agua crítica hasta llegar a la saturación máxima a condiciones de $(1-S_{or})$; en el caso contrario de la saturación de agua, la saturación de aceite va disminuyendo hasta llegar a la saturación de aceite residual S_{or} , punto en el cuál no hay más producción de aceite.

La metodología experimental desarrollada, permitió la determinación de las curvas de permeabilidad relativa, a partir de los datos obtenidos de pruebas de desplazamiento dinámico en estado estacionario y no estacionario realizadas en una muestra de roca tipo Arenisca Berea, aplicando para el estado no estable los Métodos JBN, Gráfico y Ajuste Histórico, y en el caso del estado estable la Ley de Darcy.

Se presenta un estado del arte en el primer capítulo acerca de permeabilidad relativa, los factores que intervienen en esta, las características de una prueba de desplazamiento dinámico y el equipo utilizado, también se describen las técnicas de medición y los métodos de determinación.

Consecutivamente, en el segundo capítulo se presenta el proceso del trabajo desarrollado en el laboratorio; selección de muestras tanto de fluidos como de roca, realización de la medición de las propiedades petrofísicas básicas,

saturación con condiciones de vacío a la muestra rocosa utilizando salmuera sintética, aplicación de las pruebas de desplazamiento dinámico con sus respectivos resultados y la disposición de la muestra y los fluidos una vez finalizadas las pruebas.

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, la aplicación de los métodos de determinación de estado no estacionario, la normalización de las curvas obtenidas y la validación por medio de la comparación de las curvas de estado no estacionario respecto a la curva graficada con el estado estacionario.

1. GENERALIDADES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

En 1856 en la ciudad francesa de Dijon el Ingeniero e hidráulico francés Henry Darcy trabajando en el sistema de purificación de aguas de dicha ciudad investigó el flujo del agua a través de filtros de arena, Darcy realizó una serie de experimentos donde hacía pasar agua a través de filtros de arena homogéneos los cuales concluyeron en la siguiente ecuación:

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

Donde q es la tasa de inyección de agua al sistema en cm^3/seg , L y A son la longitud y el área transversal del filtro de arena en cm y cm^2 respectivamente, h_1 y h_2 representan las cabezas hidrostáticas en la entrada y la salida, por último, K es una constante de proporcionalidad que depende de las características de la arena¹.

Con el paso del tiempo diferentes personajes investigaron más a fondo y determinaron que la ley de Darcy podría modificarse para describir el flujo de fluidos distintos del agua, y que la constante de proporcionalidad K podría ser sustituida por k/μ , conocida como la movilidad, donde k hace referencia a la permeabilidad que es propia del material y μ hace referencia a la viscosidad la cual es propia del fluido.

La ley de Darcy se establece sin tener en cuenta la interacción roca fluido, que existan condiciones de flujo laminar, sea un medio homogéneo, el medio poroso

¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2009.

esté saturado al 100 % por un solo fluido y que además este sea incompresible, 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 μ .

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:

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

En un estudio de ingeniería de yacimientos las propiedades de flujo en un medio poroso son parámetros de gran relevancia, tales propiedades incluyen la permeabilidad absoluta, la permeabilidad relativa y los efectos capilares.

1.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA

La permeabilidad absoluta hace referencia a la constante K de la ley de Darcy, y se define como la facilidad con la cual un fluido fluye a través de un medio poroso bajo un gradiente de potencial aplicado cuando este se encuentra saturado al 100% de dicho fluido.

Al momento de introducir el concepto de permeabilidad absoluta en flujo multifásico, surge un nuevo concepto el cual es denominado permeabilidad efectiva.

1.2. PERMEABILIDAD EFECTIVA

La permeabilidad efectiva hace referencia a la facilidad que efectivamente tiene un fluido para fluir en un medio poroso cuando está en presencia de otros fluidos inmiscibles. La permeabilidad efectiva de cada fluido va a ser siempre menor que su permeabilidad absoluta.

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

k_e hace referencia a la permeabilidad efectiva y el subíndice i representa a cada una de las fases inmiscibles presentes en el medio poroso, la permeabilidad efectiva va a ser menor o mayor dependiendo de la disminución o incremento de la saturación. Las permeabilidades efectivas están normalmente medidas directamente en el laboratorio sobre tapones de núcleos pequeños. Debido a muchas combinaciones posibles de saturación de un solo medio, los datos de laboratorio normalmente se resumen y se informan como la permeabilidad relativa.²

1.3. PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa es un término adimensional que se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y una de referencia o base, la cual puede ser la permeabilidad absoluta a una de las fases, o al gas corregida por el efecto Klinkenberg, o la permeabilidad efectiva de la fase mojante a condiciones de saturación crítica de la fase no mojante o la más utilizada que es la permeabilidad efectiva de la fase no mojante a condiciones de saturación irreducible de la fase

² AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Gulf Professional Publishing. Houston Texas. 2001.

mojante. 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.

Las denotaciones aceptadas para las permeabilidades relativas son K_{ro} , K_{rw} y K_{rg} y se representan matemáticamente de la siguiente manera:

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_b} \quad (4)$$

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_b} \quad (5)$$

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_b} \quad (6)$$

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.

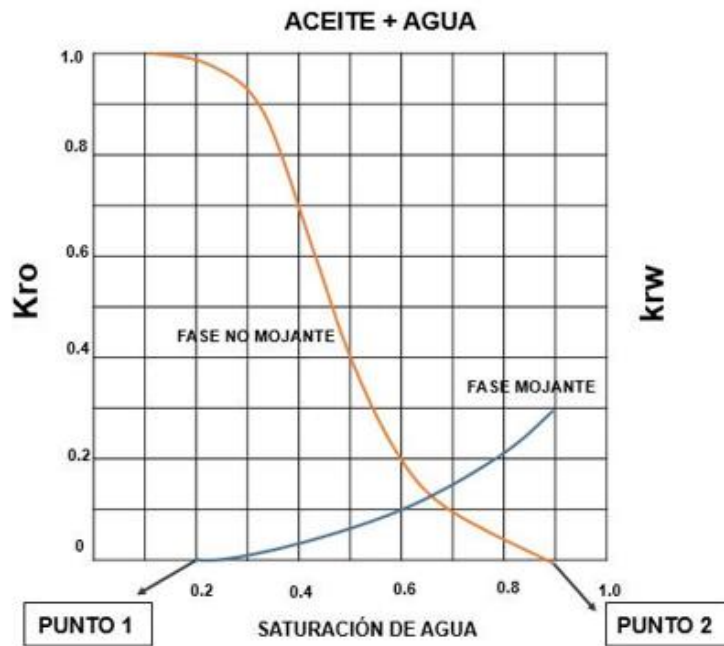
K_b = Permeabilidad base o de referencia.

Cabe resaltar que la suma de las permeabilidades relativas por ejemplo si se trata de un sistema trifásico (K_{ro} , K_{rw} y K_{rg}) nunca va a ser mayor a la unidad, esta siempre va a ser menor a la unidad.

1.4. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN SISTEMAS BIFÁSICOS

Para el desarrollo de un flujo multifásico se puede hacer en sistemas bifásicos o trifásicos, siendo más común el sistema bifásico, en el cual dos fluidos llamados mojante y no mojante coinciden en el mismo medio poroso. En la siguiente figura se puede observar un gráfico de permeabilidades relativas contra saturación de agua, donde coincide el agua y el aceite, siendo el aceite la fase no mojante y el agua la fase mojante.

Figura 1. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite



La buena lectura de la Figura 1, depende de un buen conocimiento de los puntos importantes de esta gráfica, los cuales se presentan a continuación:

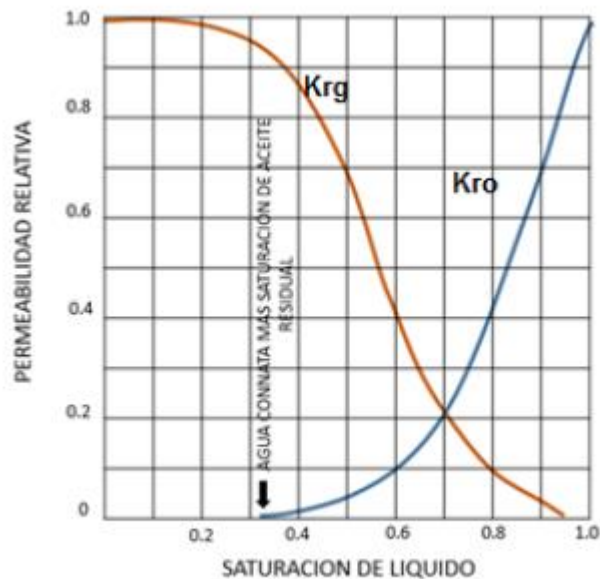
- Punto 1. La saturación de agua irreducible (S_{wirr}), también llamada saturación de agua connata (S_{wc}) o saturación de agua crítica, es la saturación de agua más baja que se puede tener después de un desplazamiento del agua por el

petróleo. En este punto de saturación la fase agua tampoco es móvil en presencia de otro fluido (petróleo) y además se presenta la máxima saturación de la fase no mojante (S_{omax}) lo cual permite evidenciar una gran producción de petróleo.

- Punto 2. La saturación de aceite residual (S_{or}) es el punto en el cual la fase no mojante presenta una permeabilidad relativa igual a cero, esto quiere decir, que la fase no mojante es inmóvil en presencia de la fase mojante, además, en este punto simultáneamente existe el punto de saturación de agua máxima (S_{wmax}).

Para sistemas gas - líquido comúnmente gas - petróleo, se presentan los mismos puntos importantes, pero ya denotados con sus respectivas fases, en la Figura 2 se puede observar una curva de permeabilidad relativa donde coinciden el gas y el petróleo en un sistema bifásico.

Figura 2. Curvas de permeabilidad relativa aceite-gas



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

Hay que tener en cuenta que la curva que representa los cambios en la permeabilidad relativa del aceite en sistemas gas - aceite presenta cambios notorios respecto a la forma de la curva de la permeabilidad relativa de aceite en el sistema de agua - aceite. En el sistema de agua - aceite, como se señaló previamente, el aceite es normalmente la fase no humectante, mientras que en presencia de gas el aceite es la fase humectante. En consecuencia, en presencia de agua solamente, la curva de la permeabilidad relativa de aceite adquiere una forma de S, mientras que en la presencia de gas la curva de la permeabilidad relativa del aceite adopta la forma de la fase humectante y es cóncava hacia arriba. Se tiene en cuenta que la saturación de gas crítica S_{gc} es generalmente muy pequeña³.

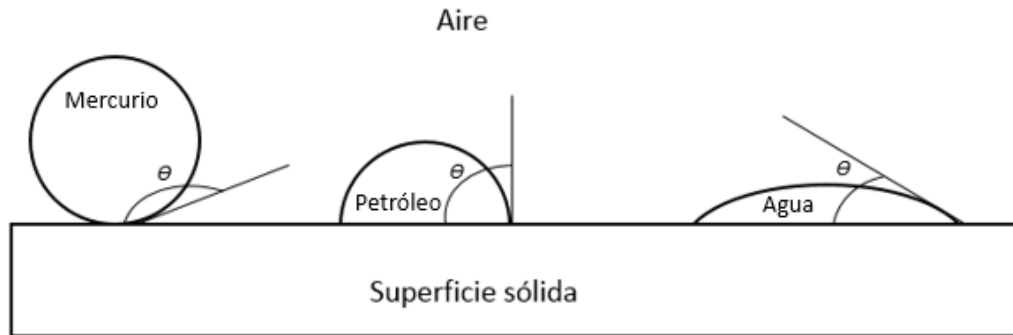
En la construcción de las curvas de permeabilidades relativas siempre van a haber algunos factores que afectan su realización, a continuación, se presentan algunos de estos.

1.5. FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

1.5.1. Mojabilidad. La mojabilidad hace referencia a la preferencia que tiene una superficie sólida a permanecer en contacto con uno o varios fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible. Esta preferencia va de la mano con el tipo de minerales presentes en la roca y la naturaleza de los fluidos.

³ Ibid

Figura 3. Ilustración de la mojabilidad



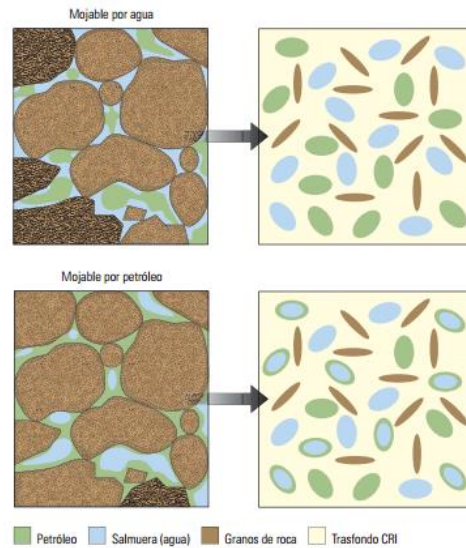
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2009.

Como se observa en la Figura anterior, a medida que el ángulo de contacto disminuye, las características humectantes del líquido aumentan.

Generalmente, una roca puede estar mojada por agua, por aceite o presentar mojabilidad intermedia, cuando la roca se encuentra mojada por agua (fase mojante), en un sistema agua - aceite y que se encuentre en condiciones de saturación de agua irreducible, los espacios porosos van a estar invadidos por una pequeña película de agua generando canales de flujo por donde podrá fluir fácilmente el aceite (fase no mojante), pero 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 la roca se encuentra mojada por aceite (fase mojante), en un sistema agua - aceite y que se encuentre en condiciones de saturación de aceite residual, los espacios porosos van a estar invadidos por una pequeña película de aceite generando canales de flujo por donde podrá fluir el agua (fase no mojante), pero 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 agua.

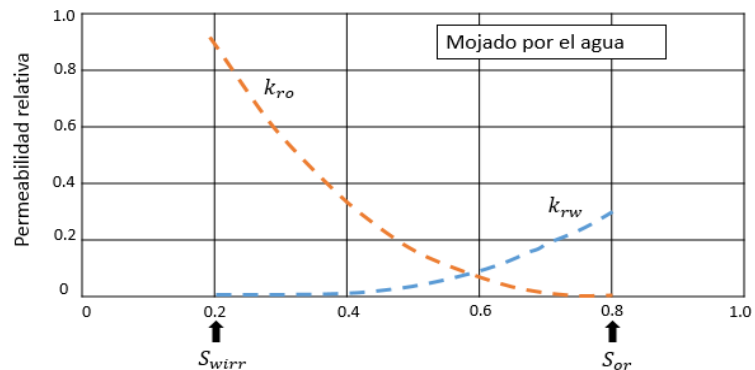
Figura 4. Ilustración de la mojabilidad en el modelo textural



Fuente: OIL FIELD REVIEW, Schlumberger, Otoño del 2007

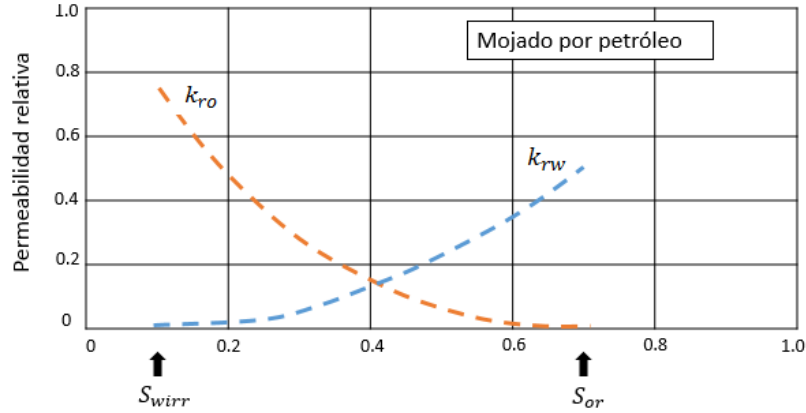
Diversas investigaciones convergen en que la mojabilidad es el factor de mayor incidencia en la realización de las curvas de permeabilidad relativa dado que es el principal responsable de la distribución de los fluidos en el medio poroso, a continuación se muestran dos curvas de permeabilidad relativa en medios porosos distintos y mojabilidades diferentes.

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



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

Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por aceite



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

Los principales criterios para identificar la mojabilidad de una roca con curvas de permeabilidad relativa se muestran de una forma organizada en la siguiente Tabla.

Tabla 1. Criterios para identificar mojabilidad de una roca

CRITERIO	MOJADO POR AGUA	MOJADO POR ACEITE
S_{wi}	>20-25%	<15%, usualmente 10%
$K_{rw}=K_{ro}$	@ $S_w > 50\%$	@ $S_w < 50\%$
$K_{rw} @ S_{or}$	<0.3	>0.5, cerca de 1

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

1.5.2. Saturación Inicial de Agua. En rocas mojadas por agua la saturación inicial es mayor que cuando la roca esta mojada por aceite, motivo por el cual las curvas de permeabilidad relativa se ven más afectadas ya que este parámetro marca el inicio de ellas y puede cambiar su localización y forma.

1.5.3. Geometría de Poro. Este parámetro tiene gran influencia en la forma de las curvas de permeabilidad relativa ya que rocas de poro grande y por consiguiente de menor área superficial tienen menor saturación irreducible de agua y por tanto mayor espacio poroso disponible para el flujo, lo cual se refleja en una alta permeabilidad relativa, caso contrario ocurre en rocas de poros pequeño.

1.5.4. Propiedades de las Rocas. Las propiedades y del mismo modo las relaciones permeabilidad relativa - saturación de una roca almacén, varían de yacimiento en yacimiento y hasta en porciones distintas de una misma formación cuando esta no es homogénea, por lo tanto, 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.⁴

1.5.5. Historia de la Saturación. Dependiendo de la distribución de fluidos en el medio poroso, lo cual tiene relación con la mojabilidad que presente, se puede hablar de dos tipos de desplazamientos, los cuales son la imbibición y el drenaje, donde la imbibición es el desplazamiento de la fase no mojante por la mojante, y el drenaje es el desplazamiento de la fase mojante por la no mojante. Cuando en los dos procesos las curvas de permeabilidad relativa - saturación no coinciden, la diferencia encontrada es denominada histéresis.

Se cree que la existencia de la histéresis probablemente esté relacionada con la distribución del tamaño de los poros y con la cementación de la roca. Se ha encontrado, principalmente a través de pruebas de estado estable, que para un medio poroso fuertemente humectable, la permeabilidad relativa de la fase humectante es esencialmente función de su propia saturación; esto quiere decir

⁴ LOPERA Sergio. Permeabilidad Relativa. Trabajo de Promoción a Profesor Asistente. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 1996.

que no presenta histéresis, en tanto la fase no humectante siempre presenta una histéresis significativa⁵

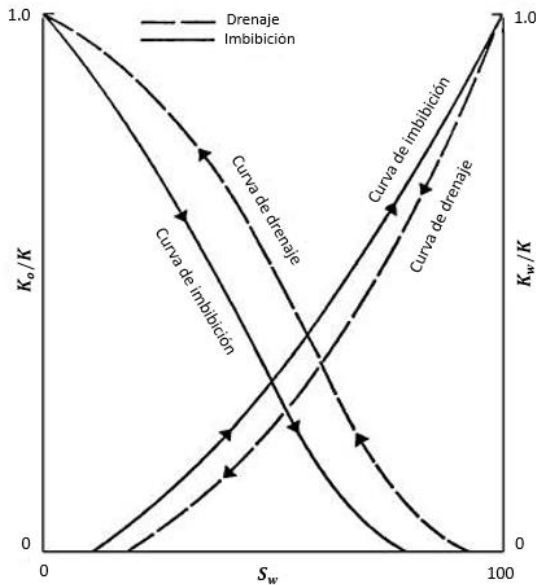
1.5.5.1. Drenaje: Generalmente se asume que en el yacimiento los espacios porosos de la roca inicialmente están ocupados por agua, después se asume que el aceite se mueve desplazando el agua hasta que está en saturación de agua irreducible, cuando inicia la explotación del yacimiento la saturación de agua va aumentando con el tiempo. Cuando el gas aparece como agente desplazante, este se mueve dentro del yacimiento desplazando al aceite.

Este mismo procedimiento se repite en laboratorio para eliminar los efectos de histéresis. Lo primero que se debe hacer 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. En el laboratorio, lo primero que se hace es saturar el núcleo de agua (fase mojante), luego se pasa aceite (fase no mojante) hasta que el agua llegue a su saturación irreducible, esto se hace con el fin de restaurar las condiciones iniciales, por último, se inyecta agua en el núcleo, por tanto, se incrementa la saturación de agua a medida que transcurre la prueba.

⁵ Ibid

Figura 7. Efecto de histéresis en las permeabilidades relativas



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

En la Figura 7 se evidencia los efectos de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa, se puede observar que en la imbibición la fase no mojanete (aceite) pierde su movilidad a valores más altos de saturación de la fase mojanete (agua); de manera contraria sucede con la movilidad de la fase mojanete (agua) en el proceso de drenaje, ya que en este la movilidad se pierde a valores más altos de saturación de la fase no mojanete.

1.6. NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

En la construcción de las curvas de permeabilidad relativa, es necesario, reportar los valores de permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del aceite en forma de fracción o porcentual, por tanto, es un requisito indispensable estandarizar las curvas normalizando sus valores con respecto a, bien sea, la

permeabilidad absoluta al agua o a la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible, siendo esta última la más utilizada. Después de esto, las curvas de permeabilidad relativa tendrán un rango de valores entre 0 y 1 en el eje de las ordenadas con el fin de tener una mejor visión y así facilitar su lectura.

También es necesario hacer hincapié en que, las curvas de permeabilidad relativa deben normalizarse para eliminar el efecto que produce considerar diferentes saturaciones de agua inicial y saturaciones críticas de petróleo. Por otra parte, la permeabilidad relativa puede entonces ser de-normalizada y asignada a diferentes regiones del yacimiento basándose en la saturación crítica de fluido presente en cada región del yacimiento.⁶

1.7. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Debido a que los datos de permeabilidad relativa simbolizan la capacidad de conducción o el comportamiento de flujo de un medio poroso cuando está saturado por más de una fase, las técnicas de medición más obvias en el laboratorio para determinar la permeabilidad relativa son los experimentos de flujo. Este tipo de mediciones están ya muy bien establecidas. Esencialmente existen dos tipos de pruebas diferentes para determinar la permeabilidad, las cuales son:

- Estado estacionario o estable (steady state, SS)
- Estado no estacionario o no estable (unsteady state, USS)

⁶ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Gulf Professional Publishing. Houston Texas. 2001.

1.7.1. Estado Estacionario. Este método para permeabilidades relativas aceite - agua en arenas no consolidadas, fue reportado por primera vez en 1939 por Leverett. Este procedimiento básicamente involucra dos fases inyectadas a cierta relación volumétrica bajo una caída de presión a través del núcleo y una relación de eficiencia volumétrica estables. Las saturaciones de las dos fases en el núcleo se determinan típicamente pesando el núcleo o mediante cálculos de balance de materia para cada fase. Los datos individuales de permeabilidad relativa se calculan aplicando la ley de Darcy directamente.

1.7.2. Estado No Estacionario. Este método se basa en la interpretación de un proceso de desplazamiento inmisible propuesta por Buckley y Leverett en 1942 y Welge en 1952. Para un sistema de dos fases, un núcleo que se encuentre en estado nativo/preservado o restaurado, a condiciones de saturación del yacimiento se hace fluir con una de las fases desplazantes. Típicamente este flujo se lleva a cabo con gas (para relaciones gas - aceite) o con agua (para las de aceite - agua).

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.

Para determinar los datos de permeabilidad relativa del estado no estacionario, se pueden seguir dos métodos de cálculo: el de Johnson-Bossler-Naumann

(Método JBN) y el Método Gráfico. Además, también se puede utilizar el Ajuste Histórico para hallar las curvas de permeabilidad relativa.

1.7.2.1. Método JBN: Describe el procedimiento para determinar las permeabilidades relativas en estado transitorio o no estable, 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.⁷

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.

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

⁷ JOHNSON, E., BOSSLER, D. Y NAUMAN V. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. SPE-1023-G. 1959.

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

$$S_w = \bar{S}_w - Q_i * (1 - f_w) \quad (9)$$

Donde:

f_o = Flujo fraccional de aceite [adimensional].

f_w = Flujo fraccional de agua [adimensional].

μ_o = Viscosidad dinámica del aceite [cP]

μ_w = Viscosidad dinámica del agua [cP].

Q_i = Volumen poroso inyectado.

IR = Inyectividad relativa.

\bar{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,

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

Δp_i = Diferencial de Presión base.

Δp = 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 $1/Q_i \cdot I_R$ 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 hace escogiendo 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.

1.7.2.2. Método Gráfico: Para el cálculo de las permeabilidades relativas se emplean los valores puntuales de saturación en un punto dado del núcleo, de forma similar, el valor puntual del gradiente de presión por unidad de inyección es requerido.

El planteamiento de este método es equivalente a las ecuaciones presentadas por Welge y las descritas por el Método JBN, permitiendo su aplicación a desplazamientos de tasa constante, presión constante o desplazamientos de tasa y presión variables, ofreciendo mayor precisión y fácil aplicación⁸.

Ignorando los efectos capilares y gravitacionales, la permeabilidad relativa del agua y del aceite se determina por medio de las siguientes ecuaciones:

$$K_{rw} = \frac{\mu_w f_{w2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (11)$$

$$K_{ro} = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (12)$$

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

μ_w = Viscosidad dinámica del agua [cP].

μ_o = Viscosidad dinámica del aceite [cP].

f_{w2} = Flujo fraccional del agua a la salida del núcleo [adimensional].

f_{o2} = Flujo fraccional de aceite a la salida del núcleo [adimensional].

λ_2^{-1} = Viscosidad efectiva a la salida del núcleo [adimensional].

Donde el subíndice 2 indica el extremo de salida, λ_2^{-1} es definido como viscosidad efectiva.

$$\lambda_2^{-1} = \lambda_{prom}^{-1} - \left(Q_i * \frac{d\lambda_{prom}^{-1}}{dQ_i} \right) \quad (13)$$

Para poder usar estas ecuaciones, el flujo fraccional y la viscosidad efectiva deben ser calculados en función de la saturación, como valores puntuales y no como valores promedios. La ubicación más conveniente de estos valores es en el extremo de salida del núcleo, porque en este punto el flujo fraccional es el mismo que el aceite producido o el corte de agua.

1.7.2.3. Ajuste Histórico: Es un método 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 dinámica.

Un ajuste histórico es compuesto de: Un simulador numérico de flujo bifásico unidimensional de estado no estable de aceite y agua a través de un núcleo, 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: Sendra es un modelo de simulación de petróleo negro de dos fases que se utiliza para el análisis de experimentos a escala individuales, así como varios experimentos de forma simultánea. Sendra cubre sistemas de aceite - agua, así como experimentos de gas y agua, además maneja lo que es la imbibición y el drenaje.

El software es realizado con el propósito de revelar la permeabilidad relativa y la presión capilar a partir de desplazamiento de flujo de dos fases y de múltiples fases realizadas en núcleos de laboratorio.

1.8. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO EN SISTEMAS AGUA - ACEITE

Las pruebas de desplazamiento dinámico se pueden realizar en núcleos de perforación o sintéticos con la idea de recrear los fenómenos que suceden en un yacimiento con el fin de determinar valores de sus propiedades. Estas pruebas se pueden realizar en los dos estados más comunes de desplazamiento como lo son el estado estacionario y el no estacionario.

A continuación, se darán a conocer los aspectos más importantes, concepto y aplicación de una prueba de desplazamiento dinámico en los dos estados, además, de hacer una pequeña descripción del equipo.

1.8.1. Descripción de la Prueba de Estado Estacionario. Una prueba de desplazamiento en estado estacionario consta de un núcleo inicialmente saturado 100% por dos fluidos inmiscibles los cuales pueden ser agua (como

fluido desplazante) y aceite (como fluido a desplazar) estando el segundo en mayor proporción, la inyección se hace en simultaneo con los dos fluidos, inicialmente en más proporción el aceite que el agua, pero se van variando las tasas de inyección a favor del fluido desplazante cada vez que el diferencial de presión 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, donde el fin es que quede en su punto de saturación de aceite residual (S_{or}).

En tiempos tempranos de inyección únicamente hay producción de aceite, equivalente a la cantidad de fluido inyectado, la duración de este periodo dependerá de la mojabilidad de la muestra, viscosidad y permeabilidades relativas de los fluidos presentes.

Cuando la proporción del fluido desplazante aumenta de forma considerable con respecto a la del fluido a desplazar, en la salida del núcleo se puede observar producción de los dos fluidos, este tiempo se conoce como tiempo de ruptura, y a partir de este la producción de agua comienza a aumentar continuamente a medida que la del aceite disminuye.

Al finalizar el proceso se deben cuantificar los volúmenes producidos que conforman la mezcla efluente obtenida en la cara de salida del núcleo.

1.8.2. Descripción de la Prueba de Estado no Estacionario. Se diferencia del estado estacionario ya que 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 está 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 (S_{or}), mientras que el fluido desplazante llegue a su punto de saturación máxima (S_{wmax}). 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 de la tasa de agua y el volumen acumulativo de aceite producido.

Igual que en el anterior procedimiento, 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. Descripción del Equipo. En la realización de las pruebas se hizo uso del equipo de desplazamiento ubicado en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará, el cual se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Equipo de Desplazamiento Vinci RPS-700



El equipo de permeabilidades relativas RPS - 700 está diseñado para desarrollar pruebas de permeabilidades relativas en estado estable y no estable, así como de daño a la formación. Donde se evalúa la interacción roca - fluido. Las partes principales del equipo serán nombradas a continuación:

- Core Holder
- 2 hornos
- Bombas de desplazamiento positivo Vinci (3 de agua, 3 de aceite, 3 de gas, 1 de confinamiento y 1 de contrapresión)

- 1 separador bifásico
- Back pressure
- Medidores de diferencial de presión (valydine)
- Sistema de control
- Sistema de cámara (3) y control de interface
- Gas injection box
- Gasómetro

Las 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. Las bombas de gas presentan la misma presión máxima y rango de caudal, pero se diferencian en el volumen el cual es de 125 cc. Las bombas de confinamiento y contrapresión, igualmente presentan 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.

El sistema de control está compuesto por un computador - software.

El separador el cual separa los fluidos inmiscibles de la prueba tiene una capacidad de 220 cc.

El gasómetro mide el volumen de gas producido a presión atmosférica.

2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.1. GENERALIDADES DEL PROCESO

Se seleccionó como referencia un campo ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena, teniendo en cuenta las condiciones termodinámicas fundamentales del yacimiento como lo son la presión, temperatura del mismo y las características básicas de las propiedades de los fluidos.

2.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

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

La metodología del estado no estacionario se sintetiza en los siguientes pasos:

Figura 9. Metodología del estado no estacionario



La metodología del estado estacionario se ilustra en los siguientes pasos:

Figura 10. Metodología del estado estacionario



2.2.1. Selección de muestras. Esta etapa es fundamental para el desarrollo experimental, ya que escoger muestras óptimas de roca y fluido, trasciende en la calidad de los resultados a analizar y por tanto al seleccionar de forma correcta las muestras, se reflejan de manera adecuada los fenómenos físicos que tienen lugar en el reservorio.

2.2.1.1. Selección de muestras de roca: Se escogió una muestra de tipo Arenisca Berea Buff, la cual estaba disponible en el laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, teniendo en cuenta que esta muestra se tomó de un grupo de rocas de tipo Berea, las cuales se estaban usando para los proyectos a realizar en el laboratorio.

- **Selección fase I**

La selección se realizó teniendo en cuenta que las muestras reunieran las siguientes características básicas:

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

- **Selección fase II**

Los criterios de selección aplicados en esta fase corresponden a características petrofísicas de las muestras. Se tuvieron en cuenta las muestras con los valores más altos de propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad, las cuales son el común denominador en las rocas de tipo Berea Buff.

La muestra seleccionada fue B-TC-PET-05.

- **Selección de muestra definitiva**

En esta selección, se debe asegurar las condiciones óptimas del material rocoso, deben suprimir todos los factores que puedan conducir a errores en el desarrollo del experimento, por tanto, la muestra debe ser sometida a un proceso de secado y de determinación de sus propiedades petrofísicas básicas.

- **Secado de muestra**

La muestra es llevada al horno convencional a una temperatura de 90 °C para eliminar cualquier fracción de agua presente, donde la duración del proceso es de 4 horas. El proceso de secado se realiza según las instrucciones de la Norma API RP- 40:1998.

Una vez finalizado el proceso de secado de la muestra, esta es pesada y llevada a un desecador con sílica gel activa, que contendrá la muestra hasta el inicio del

proceso de saturación, en esta etapa se evitará que absorba la humedad del ambiente y atraparé la humedad adicional que haya quedado en el interior de las muestras, posterior al secado.

- Medición de propiedades petrofísicas básicas

Al finalizar el proceso de secado, se realiza la medición de Porosidad y Permeabilidad absoluta al aire. Los resultados están contenidos en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas básicas

MUESTRA	POROSIDAD Φ [%]	PERMEABILIDAD K [mD]	LONGITUD [cm]	DIÁMETRO [cm]
B-TC-PET-05	24,77	467,5	7,62	3,76

La determinación de 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.

Para determinar la permeabilidad al aire se realizó con el Permeómetro 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: Los fluidos seleccionados son naturales en el caso del crudo, y se prepararon fluidos sintéticos como por ejemplo el agua de formación, en donde se realice una reproducción con la mayor precisión posible de

las propiedades de estos de acuerdo con las características del campo en referencia. La Tabla 3 resume las características de los fluidos seleccionados.

Tabla 3. Propiedades de los fluidos seleccionados

FLUIDO	VISCOSIDAD [cP]	GRAVEDAD API	DENSIDAD [g/cm ³]
Crudo Cusiana MA-28	6 @ 86 °F	33	0,8589
Salmuera Sintética	1 @ 77 °F	N.R	1,08
Aceite Mineral	N.R	N.R	N.R
Mezcla Aceite Mineral (45% vol.) y Crudo Cusiana (55%vol.)	15 @ 77 °F	34	0,857

- **Crudo**

El crudo seleccionado para el desarrollo del proyecto es el Crudo Cusiana MA-28. Este crudo está 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 μm , 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° API.

- **Agua de formación**

Ante la ausencia de agua de formación se hace necesario preparar una salmuera sintética con la composición del agua de formación.

Tabla 4. Composición salmuera sintética

Compuesto	Cantidad [g/L]
NaCl ⁻	5,493
KCl ⁻	0,150
CaCl ₂ 2H ₂ O	1,665
MgCl ₂ 6H ₂ O	0,495

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

- **Aceite mineral**

En el protocolo establecido se requiere usar aceite mineral, el cual necesita que sus características se asemejen a las del crudo seleccionado. El aceite mineral evitará la formación de emulsiones en el medio poroso y evitará la precipitación de parafinas en las líneas de producción del equipo.

2.2.2. Saturación de la muestra. Una vez la muestra es secada en el horno y pesada, es confinada dentro de un desecador conectado a un sistema de alto vacío, el cual se comunica lateralmente con el recipiente que contiene la salmuera. La muestra descansa sobre esferas de cristal que disminuyen el área de contacto entre esta y el recipiente que la contiene, favoreciendo la desaireación. Se aplican ciclos de alto vacío por 4 horas.

Posteriormente, la salmuera se hace gotear dentro del recipiente que contiene los plugs, y se aplican ciclos de vacío por tres días, favoreciendo así, la entrada de la salmuera en la muestra.

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

2.2.3.1. Preparación del equipo: Se requiere 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.

2.2.3.2. Permeabilidad absoluta al agua: En esta etapa se inyecta salmuera sintética a razón de 0,5 *cc/min*, 1 *cc/min* y 2 *cc/min* hasta estabilizar el diferencial de presión por cada tasa 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.

2.2.3.3. Drenaje: Una vez finalizado el proceso de hallar la permeabilidad absoluta al agua, se estabiliza el equipo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento ($P = 1100 \text{ psi}$ y $T = 77 \text{ }^\circ\text{F}$). Una vez son estabilizadas las condiciones de yacimiento, se realiza el desplazamiento inmisible, donde la fase desplazante es la mezcla de Crudo Cusiana - Aceite Mineral y la fase desplazada es la salmuera sintética.

El drenaje se ejecuta a tasa de 1 *cc/min*, al final de la inyección se calcula la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de saturación de agua crítica o agua irreducible (S_{wirr}) el cual da un valor de 35,97 mD.

2.2.3.4. Imbibición en estado no estacionario. Este proceso es 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 a tasa de 1 *cc/min*, donde se registra el tiempo de inyección, el aceite producido y el diferencial de presión; al finalizar el desplazamiento se calcula la saturación residual de aceite (S_{or}) la cual da un valor de 34,20 %.

Tabla 5. Datos de imbibición en estado no estacionario

<i>T</i>	<i>Np</i>	ΔP
[min]	[cc]	[psi]
4,00	3,45	68,1
5,00	3,68	64,0
6,00	3,87	60,7
7,00	3,99	57,7
12,00	4,34	48,7
14	4,45	46,2
16	4,53	44,6
38,01	5,17	34,4
39,01	5,19	34,3

En la Tabla 5 se registran los datos recopilados del desplazamiento, con los cuales se generan las curvas de permeabilidad relativa para la muestra en cuestión, sin tener en cuenta los datos para determinar la permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación de agua irreducible y la permeabilidad relativa del agua a condiciones de saturación de aceite residual, ya que estas son calculadas. Para la inyección de la imbibición en estado no estacionario, se desplazaron 68,66 volúmenes porosos.

Las permeabilidades relativas en los endpoints, o sea a condiciones de saturación crítica tanto de petróleo como de agua, se calculan respecto a los resultados que arroja el laboratorio, como por ejemplo en el caso de hallar la permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación de agua irreducible, se toma como referencia la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de saturación de

agua irreducible que provee el laboratorio y se divide sobre sí misma para que quede normalizado el valor de permeabilidad relativa.

En el caso de la permeabilidad relativa del agua a condiciones de saturación de aceite residual, se calcula la permeabilidad efectiva del agua por medio de la Ley de Darcy, y después se normaliza respecto a la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de saturación de agua irreducible.

2.2.3.5. Imbibición en estado estacionario: Este proceso varía de la imbibición en estado no estacionario de acuerdo con la modalidad de inyección, ya que en estado estacionario se hace una inyección bifásica simultánea de agua y aceite, mientras que en estado no estacionario se inyecta una sola fase, en este caso salmuera sintética.

La imbibición en estado estable se realiza a varias proporciones de inyección bifásica, donde se va disminuyendo el volumen de aceite inyectado y va incrementando el volumen de agua por cada punto de inyección.

Se desarrolló la imbibición a tasa de $1,2 \text{ cc/min}$ durante todos los puntos de inyección, donde por cada punto de inyección se espera la estabilidad del diferencial de presión en función del tiempo, eso quiere decir que la derivada de la presión respecto del tiempo debe ser cero cuando se alcanza la estabilidad. En la etapa final del desplazamiento se calcula la saturación de aceite residual en el último punto de inyectado.

En la Tabla 6, se muestra la tendencia del comportamiento del diferencial de presión en el transcurso de cuatro medidas tomadas durante cada proporción simultánea de inyección. Hay que recalcar que se realizaron dos desplazamientos en estado estacionario, ya que en el primer desplazamiento se diseñaron cuatro proporciones de inyección simultánea de fluidos, empezando con la proporción de

inyección 30 % agua 70 % aceite y finalizando con 80 % agua y 20 % aceite, las cuales no generaron las curvas de permeabilidad relativa en forma satisfactoria porque no se produjo el punto de intersección entre las curvas de aceite y agua, por tanto tampoco se obtuvo el endpoint a condiciones de saturación de aceite residual. La solución frente a este inconveniente fue desarrollar una segunda prueba de desplazamiento en estado estacionario con nuevos puntos de inyección, los cuales se empezaron a inyectar desde la proporción 80 % agua y 20 % aceite, después 90 % agua y 10 % aceite, para finalizar con el punto 100 % agua y 0 % aceite, donde con estas nuevas relaciones de inyección que se adicionaron, se genera la curva de forma exitosa teniendo un total de 6 puntos de inyección simultanea de fluidos. Es importante saber que el primer desplazamiento finalizó en el punto de inyección 80 % agua - 20 % aceite y el segundo desplazamiento también empezó con la misma proporción, entonces para desarrollar la curva de permeabilidad relativa se tiene en cuenta únicamente la proporción 80 % agua y 20 % aceite del segundo desplazamiento realizado.

Tabla 6. Datos de imbibición en estado estacionario

PROPORCIÓN [% vol. / tiempo]	TASA DE AGUA [cc/min]	TASA DE ACEITE [cc/min]	ΔP [psi]
30 % Agua 70 % Aceite	0,360	0,840	20,9
			46,9
			67,5
			72,7
50 % Agua 50 % Aceite	0,600	0,600	72,9
			68,9
			68,4
			68,1
60 % Agua 40 % Aceite	0,720	0,480	68,7
			68,2
			67,5
			63,4
80 % Agua 20 % Aceite	0,960	0,240	63,9
			76,2

PROPORCIÓN [% vol. / tiempo]	TASA DE AGUA [cc/min]	TASA DE ACEITE [cc/min]	ΔP [psi]
			86,2
			87,2
90 % Agua 10 % Aceite	1,080	0,120	80,6
			84,9
			91,1
			83,3
100 % Agua 0% Aceite	1,200	0,000	54,2
			48,7
			48,1
			43,8

2.2.4. Disposición final de muestras. En esta etapa final de la metodología, se procede a extraerle los fluidos a la muestra. La 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.

3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE ESTADO NO ESTACIONARIO

En este capítulo se presenta la fase final del proyecto, la cual está conformada por la aplicación de los métodos de determinación de curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario a partir de los datos obtenidos en la prueba de desplazamiento y se ilustra la evaluación del desempeño de estas con respecto a la curva obtenida por medio del desplazamiento de estado estacionario. A continuación, se muestra el protocolo de la prueba de desplazamiento de estado no estacionario:

Protocolo prueba de desplazamiento de permeabilidad relativa de estado no estacionario

1. Seleccionar la muestra B-TC-PET-05.
2. Llevar la muestra al horno a una temperatura de $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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. Determinar la permeabilidad absoluta al agua.
6. Inyectar crudo a 1 cc/min hasta llegar a *Swirr* (drenaje).
7. Inyectar agua a 1 cc/min hasta llegar a *Sor* (imbibición).
8. Determinar la saturación de fluidos bajo el método Dean Stark.

Condiciones operacionales

Presión de confinamiento: 2000 psi

Presión de poro: 1100 psi

Temperatura: 25 °C

3.1. APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE ESTADO NO ESTACIONARIO

Se aplicaron los procedimientos que se muestran en los Anexos A, B y C. Las Figuras 11, 12 y 13 muestran los resultados obtenidos para la muestra B-TC-PET-05.

Figura 11. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, Método JBN

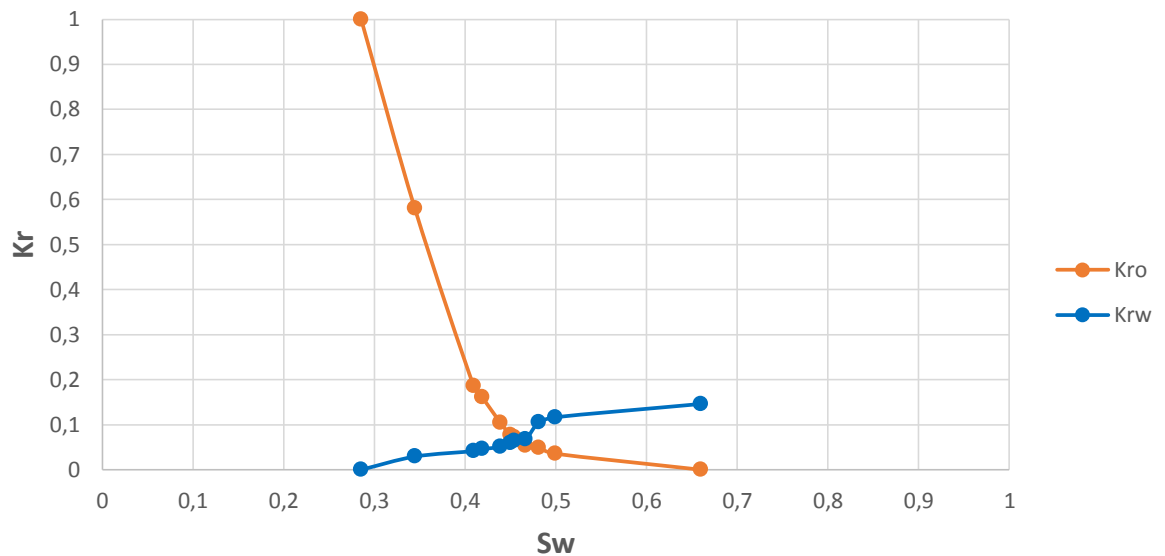


Figura 12. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, Ajuste Histórico

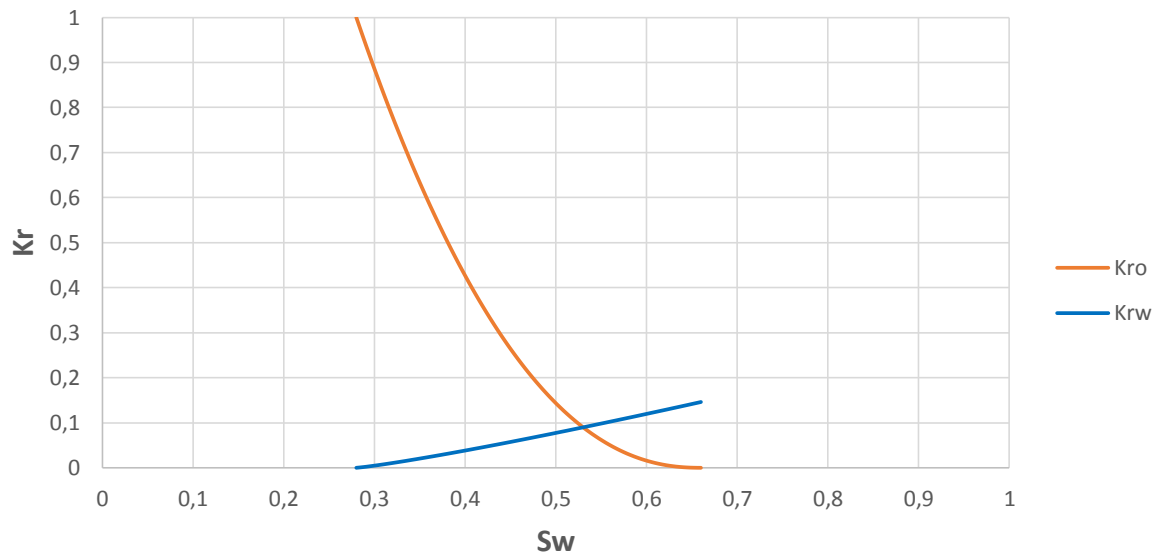
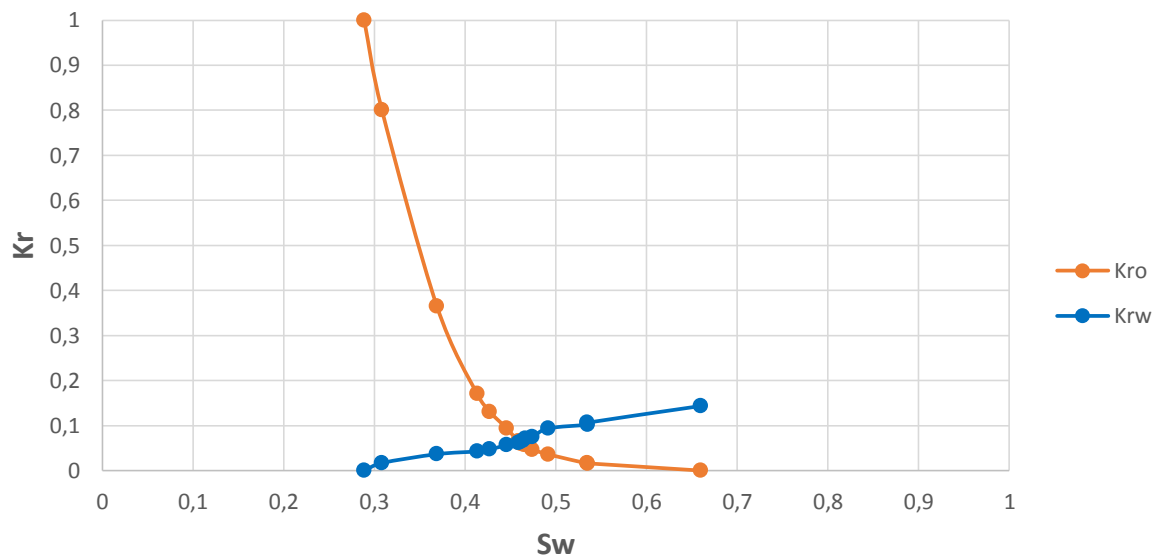


Figura 13. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, Método Gráfico



Se observa en las curvas obtenidas una tendencia semejante a las curvas teóricas que se presentan normalmente en la literatura para un sistema bifásico agua - aceite, donde la mojabilidad que se observa es la correspondiente a una roca mojada por agua.

Las curvas anteriormente expuestas, son válidas ya que se puede observar que la saturación de aceite residual es mayor que la saturación de agua irreducible, además, la curva de permeabilidad relativa de aceite decrece a medida que aumentan los valores de saturación de agua y de forma inversa los valores de permeabilidad relativa del agua aumentan a medida que crecen los valores de saturación de la misma, finalmente los valores máximos de permeabilidad de la curva referente al agua, no van a superar los valores máximos de la curva correspondiente al aceite.

Es importante tener en cuenta que los métodos de determinación escogidos se desarrollaron bajo los mismos datos arrojados por la prueba de desplazamiento, por tanto, los endpoints tienen los mismos valores en todas las curvas, sabiendo que, se trabajó con la misma muestra de roca, los mismos tipos de fluidos y condiciones termodinámicas entorno a la prueba. Teniendo en cuenta lo anteriormente dicho, la variación de las curvas depende únicamente del desarrollo de cada uno de los métodos de determinación.

3.2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

Para evaluar el desempeño de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por medio de datos de desplazamiento de estado no estacionario en el laboratorio, se realizó una prueba de desplazamiento en estado estacionario con el fin de comparar los resultados entre estos dos estados.

3.2.1. Método de referencia. El método utilizado para ejecutar la comparación es el estado estacionario, ya que en este los dos fluidos son inyectados al medio poroso de forma simultánea y ambos en forma independiente deben lograr condiciones estabilizadas tanto de presión como de caudal para que exista una condición de equilibrio en saturación, esto quiere decir que la derivada parcial de la presión con respecto del tiempo es cero ($\frac{\partial P}{\partial t} = 0$), por tanto es necesario que $P_{(t)}$ sea una condición constante para que exista flujo viscoso en cada proporción de inyección. El protocolo del desplazamiento realizado se muestra a continuación:

3.2.1.1. Protocolo prueba de desplazamiento de permeabilidad relativa de estado estacionario

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. Pesarse la muestra seca.
5. Determinar la permeabilidad absoluta al agua.
6. Inyectar crudo a 1 cc/min hasta llegar a *Swirr* (drenaje).
7. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 70 % en volumen y salmuera en proporción 30 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.
8. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 50 % en volumen y salmuera en proporción 50 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.

9. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 40 % en volumen y salmuera en proporción 60 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.
10. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 20 % en volumen y salmuera en proporción 80 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.
11. Determinar en cada punto de inyección, la saturación de agua irreducible *Swirr* y la saturación de aceite residual *Sor*.
12. Determinar la saturación de fluidos bajo el método Dean Stark.

Condiciones operacionales

Presión de confinamiento: 2000 psi

Tasa de inyección (imbibición): 1,2 *cc/min*

Presión de poro: 1100 psi

Temperatura: 25 °C

Al realizar la medición de las propiedades petrofísicas básicas, se observó que la permeabilidad relativa al aire disminuyó 159,753435 mD respecto a la medición realizada antes de ejecutar la prueba de estado no estacionario, por un fenómeno no concretado, donde posiblemente la roca sufrió una alteración en la permeabilidad durante los procesos de limpieza.

El anterior protocolo se estableció inicialmente para generar la curva de permeabilidad relativa, sin embargo, las cuatro proporciones de inyección establecidas no permitieron desarrollarla en su totalidad; por tanto, se diseñó otro protocolo de desplazamiento en el cual se adicionaron 2 proporciones de inyección, con el fin de generar a cabalidad la gráfica de permeabilidad relativa contra saturación de agua, iniciando la prueba con la última proporción establecida en el primer protocolo. A continuación, se expone el segundo protocolo de desplazamiento:

3.2.1.2. Protocolo prueba de desplazamiento de permeabilidad relativa de estado estacionario

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. Determinar la permeabilidad absoluta al agua.
6. Inyectar crudo a 1 *cc/min* hasta llegar a *Swirr* (drenaje).
7. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 20 % en volumen y salmuera en proporción 80 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.
8. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 10 % en volumen y salmuera en proporción 90 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.
9. Inyectar simultáneamente a la muestra crudo en proporción 0 % en volumen y salmuera en proporción 100 % en volumen, hasta encontrar estabilidad en los diferenciales de presión.
10. Determinar en cada punto de inyección, la saturación de agua irreducible *Swirr* y la saturación de aceite residual *Sor*.
11. Determinar la saturación de fluidos bajo el método Dean Stark.

Condiciones operacionales

Presión de confinamiento: 2000 psi

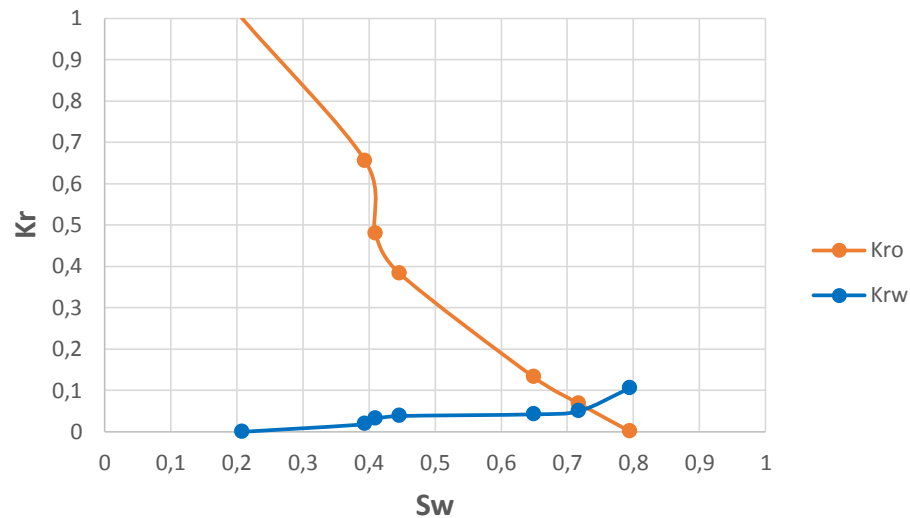
Tasa de inyección (imbibición): 1,2 *cc/min*

Presión de poro: 1100 psi

Temperatura: 25 °C

3.2.2. Aplicación del método de determinación de estado estacionario. Se aplicó el procedimiento que se muestra en el Anexo D. La Figura 14 muestra los resultados obtenidos para la muestra B-TC-PET-05.

Figura 14. Curvas de permeabilidad relativa en estado estacionario



De igual forma que las curvas de permeabilidad relativa de estado no estacionario, las curvas obtenidas en estado estacionario tienen una tendencia semejante a las curvas teóricas para un sistema agua - aceite, y plasman con mayor propiedad una mojabilidad correspondiente a una roca mojada por agua. Por tanto, la gráfica es válida, ya que se puede observar que la saturación de aceite residual es levemente mayor que la saturación de agua irreducible, además, la tendencia creciente y decreciente de las curvas son típicas para las condiciones que reproduce el desplazamiento.

3.3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO POR MEDIO DEL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN R^2

El coeficiente de determinación, denominado R^2 , es una variable estadística que determina la proporción de variación de los resultados que puede explicarse por un modelo o entre varios modelos. Los valores del coeficiente de determinación están en un rango de 0 a 1, donde 0 indica la no representatividad del modelo y 1 significa un ajuste perfecto. De acuerdo con lo anterior se puede determinar que tanto varían las curvas de permeabilidad relativa del estado no estacionario con respecto a las curvas del estado estacionario.

A continuación, se presenta una Tabla con los diferentes valores de R^2 para las curvas de cada fluido por independiente, plasmadas en las gráficas de permeabilidad relativa contra saturación en los dos estados.

Tabla 7. Evaluación por medio del coeficiente de determinación

MÉTODOS DE DETERMINACIÓN	R^2 PARA CURVAS DE ACEITE	R^2 PARA CURVAS DE AGUA
JBN	0,84414312	0,94521564
Ajuste Histórico	0,92710844	0,97200614
Método Gráfico	0,85751088	0,95049144

Según el análisis hecho con el coeficiente de determinación, el Método JBN es aquel que menos se ajusta con respecto al estado estacionario, seguido del Método Gráfico, el cual denota más afinidad con el patrón de comparación sobre todo en la curva de la permeabilidad relativa del agua, y por último el Ajuste Histórico es el que presenta más cercanía al estado estable tanto en la curva de aceite como de agua, teniendo presente que se ajustan más los valores de la

curva de permeabilidad relativa del agua. Este análisis se realizó gracias a las herramientas que ofrece Microsoft Excel.

3.4. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO POR MEDIO DE LA REGLA DE SIMPSON 1/3 DE APLICACIÓN MÚLTIPLE

La regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple es una forma cerrada de las fórmulas de Newton-Cotes, las cuales son los tipos de integración numérica más comunes. Se basan en la estrategia de reemplazar una función complicada o datos tabulados por un polinomio de aproximación que es fácil de integrar: Las formas cerradas son aquellas donde se conocen los datos al inicio y al final de los límites de integración.

La regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple es mejor en comparación con otros tipos de integración numérica, ya que en este se divide el intervalo de integración en varios segmentos de un mismo tamaño.

$$h = \frac{b - a}{n} \quad (14)$$

h = Ancho de cada segmento de integración

a = Límite inferior

b = Límite superior

n = Número de segmentos de integración

La integral general se puede representar como:

$$I = \int_{x_0}^{x_2} f(x) dx + \int_{x_2}^{x_4} f(x) dx + \dots + \int_{x_{n-2}}^{x_n} f(x) dx \quad (15)$$

Al sustituir la regla de Simpson 1/3 en cada integral se obtiene:

$$I \cong 2h \frac{f(x_0) + 4f(x_1) + f(x_2)}{6} + 2h \frac{f(x_2) + 4f(x_3) + f(x_4)}{6} + \dots + 2h \frac{f(x_{n-2}) + 4f(x_{n-1}) + f(x_n)}{6} \quad (16)$$

O, combinando términos y usando la ecuación 14

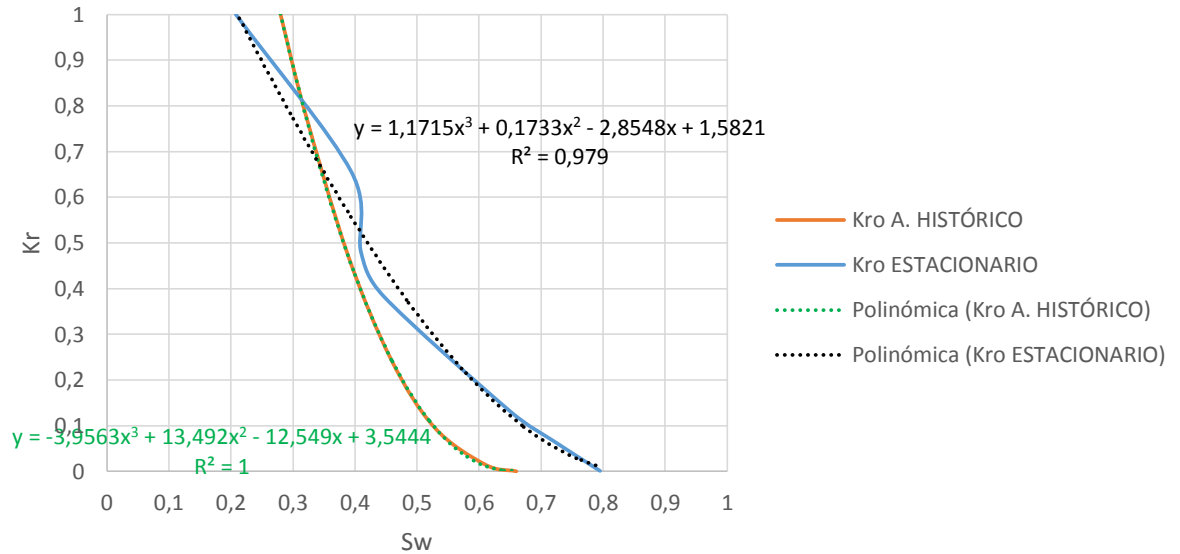
$$I = (b - a) * \frac{f(x_0) + 4 \sum_{i=1,3,5}^{n-1} f(x_i) + 2 \sum_{j=2,4,6}^{n-2} f(x_j) + f(x_n)}{3 * n} \quad (17)$$

Se debe utilizar un número par de segmentos para implementar el método, se considera mejor que la regla del trapecio en la mayoría de las aplicaciones.

Por medio de Excel se generaron las regresiones polinómicas para cada tipo de fluido, con las cuales se trabajó para poder realizar la evaluación del desempeño de las curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario, donde se calcula el área bajo la curva del mismo tipo de fluido en los diferentes estados y así poder determinar el error porcentual entre sus áreas, el cual determina que tan semejante es el área de las curvas de estado no estable con respecto a las de estado estable.

A continuación, se presenta la implementación de la regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple para el método de ajuste histórico.

Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa de aceite en estado estacionario y no estacionario (Ajuste Histórico)



En la Figura 12 se observan las regresiones polinómicas para el aceite en los dos estados y también, el coeficiente de determinación, el cual nos muestra que la regresión polinómica arrojada por la herramienta Microsoft Excel se ajusta de manera satisfactoria a las curvas originales de aceite.

Para lograr la evaluación del desempeño por medio de la regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Se calculan las integrales analíticas para las curvas de permeabilidad relativa del aceite en los dos estados, donde A es el área, el límite inferior es $a = S_{wirr}$ y el límite superior es $b = S_{or}$ y se toma como función de integración la regresión de cada curva.

$$A_{\text{ESTADO ESTACIONARIO (SS)}}^{\text{ANALÍTICA}} = \int_{0,2079}^{0,794982442373713} 1,1715x^3 + 0,1733x^2 - 2,8548x + 1,5821 dx$$

$$A_{\text{AJUSTE HISTÓRICO (AH)}}^{\text{ANALÍTICA}} = \int_{0,28}^{0,66} -3,9563x^3 + 13,492x^2 - 12,549x + 3,5444 dx$$

- Se implementa la regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple con ayuda de la ecuación tal y tal. se tomaron 6 segmentos de integración $n = 6$.

Se evalúan los puntos de saturación en la regresión de la curva de permeabilidad relativa del aceite correspondiente al ajuste histórico (AH):

0. $F(0,28) = 1,001604$
1. $F(0,343333) = 0,666201$
2. $F(0,406666) = 0,406343$
3. $F(0,469999) = 0,216000$
4. $F(0,533332) = 0,089141$
5. $F(0,596665) = 0,019735$
6. $F(0,66) = 1,754775 * E - 03$

$$I = (0,66 - 0,28) * \frac{1,001604 + 4(0,666201 + 0,216000 + 0,019735) + 2(0,406343 + 0,089141) + 1,754775 * E - 03}{3 * 6}$$

Dando como resultado:

$$A_{\text{simpson 1/3 AH}} = 0,118265$$

Se evalúan los puntos de saturación en la regresión de la curva de permeabilidad relativa del aceite correspondiente al estado estacionario (SS):

0. $F(0,2079) = 1,006604$
1. $F(0,305747) = 0,758937$
2. $F(0,403594) = 0,535163$
3. $F(0,501441) = 0,341868$
4. $F(0,599288) = 0,185636$
5. $F(0,697135) = 0,073053$
6. $F(0,794982) = 0,010702$

$$I = (0,794982 - 0,2079) \cdot \frac{1,006604 + 4(0,7589337 + 0,341868 + 0,073053) + 2(0,535163 + 0,185636) + 0,010702}{3 * 6}$$

Dando como resultado:

$$A_{simpon 1/3 SS} = 0,233343$$

- Se verifica la diferencia entre las integrales analíticas y las integrales por la regla de Simpson del mismo estado por medio de un cálculo porcentual de error, para verificar la

$$\%error_i = \frac{A_{analitica i} - A_{simpon i}}{A_{analitica i}} * 100 \quad (18)$$

Donde el subíndice i significa que es el mismo estado.

$$\%error_{ss} = \frac{0,233343 - 0,233343}{0,233343} * 100 = 0 \%$$

$$\%error_{AH} = \frac{0,118265 - 0,118265}{0,118265} * 100 = 0 \%$$

El error porcentual de las integrales numéricas respecto a las integrales analíticas en cada estado, arrojan un valor nulo, esto quiere decir que la regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple tiene alta exactitud y precisión cuando se halla el área bajo la curva con 6 segmentos de integración, por tanto para hacer la evaluación del desempeño se utilizarán todas las áreas bajo la curva halladas con la integración numérica que ofrece la regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple.

- Por último se evalúa el desempeño de las curvas de permeabilidad relativa con la ayuda del porcentaje de error areal existente entre los resultados de la ejecución de la regla de Simpson 1/3 de aplicación múltiple para el estado no estacionario respecto al estado estacionario.

$$\varepsilon_{\%} = \frac{A_{\text{simpson}\frac{1}{3}ss} - A_{\text{simpson}\frac{1}{3}AH}}{A_{\text{simpson}\frac{1}{3}ss}} * 100 \quad (19)$$

$$\varepsilon_{\%} = \frac{0,233343 - 0,118265}{0,233343} * 100 = 49,3171 \%$$

Se evidencia que el porcentaje de error areal para la curva de permeabilidad relativa del aceite en el Ajuste Histórico es del 49,3171 % con respecto a la curva de permeabilidad relativa del aceite estado estacionario.

A continuación, se presenta una Tabla con los distintos porcentajes de error obtenidos para todas las curvas de permeabilidad relativa desarrolladas para

todos los métodos de estado no estacionario, de la misma forma como se ejecutó para la curva de aceite en ajuste histórico, con el fin hacer una evaluación comparativa que permita deducir cual método de determinación de estado no estable arroja valores más próximos a los resultados de estado estable. Hay que tener en cuenta que las curvas de permeabilidad relativa de estado estacionario presentan áreas iguales a:

$$A_{ss \text{ aceite}} = 0,233343$$

$$A_{ss \text{ agua}} = 0,01978$$

Tabla 8. Porcentaje de error entre las áreas de las curvas de permeabilidad relativa de aceite y agua en estado no estacionario con respecto al estado estacionario

MÉTODOS DE DETERMINACIÓN PARA CADA FASE	ÁREA DE ESTADO NO ESTACIONARIO	$\epsilon\%$
Método JBN, aceite	0,074949	67,8803 %
Método JBN, agua	0,030795	55,6875 %
Ajuste Histórico, aceite	0,118265	49,3171 %
Ajuste Histórico, agua	0,025760	30,2355 %
Método Gráfico, aceite	0,073656	68,4344 %
Método Gráfico, agua	0,028207	42,6036 %

De acuerdo con la Tabla 8, se determina que el mejor método para la determinación de curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario es el ajuste histórico, ya que demuestra más semejanza al estado estacionario reflejado en los porcentajes de error más bajos para cada fase presente en el medio poroso, de forma contraria el Método JBN, arroja los valores más altos de

error porcentual, esto quiere decir que es el método menos confiable para determinar las curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario.

3.5. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO CONSIDERANDO LAS CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL

Teniendo en cuenta los valores calculados de flujo fraccional tanto en los métodos JBN y gráfico, como los calculados en el ajuste histórico y el estado estacionario por medio de la ecuación 20, se obtuvo la siguiente serie de valores:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left[\frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}} \right]} \quad (20)$$

Tabla 9. Flujo fraccional de agua calculado por el Método JBN

<i>S_w</i>	<i>K_{ro}</i>	<i>K_{rw}</i>	<i>f_w</i>
0,28536031	1	0	0
0,34452061	0,58022422	0,02918087	0,43
0,40940611	0,18536095	0,04137041	0,77
0,41894809	0,16073292	0,04568199	0,81
0,43898626	0,10383736	0,05076493	0,88
0,44995954	0,07749644	0,05941394	0,92
0,45425344	0,07244681	0,06416717	0,93
0,46665802	0,05336991	0,06760188	0,95
0,48094714	0,048639	0,10484406	0,97
0,49908486	0,03565289	0,11646612	0,98
0,66	0	0,1460625	1

Tabla 10. Flujo fraccional de agua calculado por el Método Gráfico

<i>Sw</i>	<i>Kro</i>	<i>Krw</i>	<i>fw</i>
0,2887	1	0	0
0,30826107	0,80037121	0,01684992	0,24
0,36885267	0,3650816	0,03650816	0,6
0,4132229	0,1699347	0,04261854	0,79
0,42729733	0,1303822	0,04738622	0,845
0,44566565	0,09402067	0,0564124	0,9
0,45854733	0,06469501	0,06204085	0,935
0,46045573	0,06057223	0,06326433	0,94
0,46427252	0,0579216	0,06634656	0,945
0,46665802	0,05656302	0,0716465	0,95
0,4742916	0,04674825	0,07479721	0,96
0,49146718	0,03606653	0,09377298	0,95
0,53535235	0,0154557	0,10200761	0,99
0,53487525	0,01612461	0,10642241	0,99
0,66	0	0,14344952	1

Tabla 11. Flujo fraccional de agua calculado por el Método de Ajuste Histórico

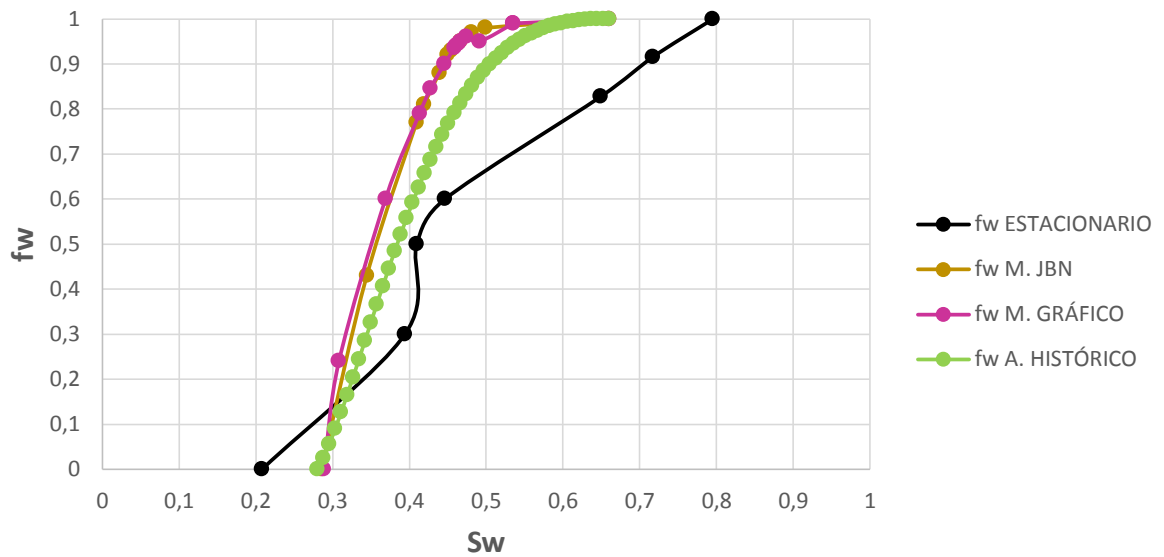
<i>Sw</i>	<i>Kro</i>	<i>Krw</i>	<i>fw</i>
0,28	1	0	0
0,326531	0,745877	0,0127519	0,2041054
0,373061	0,532314	0,0285166	0,44554264
0,419592	0,357841	0,045662	0,65683645
0,466122	0,220797	0,0637705	0,81246345
0,512653	0,119252	0,0826306	0,91223152
0,559184	0,0508775	0,102112	0,96785109
0,605714	0,0126785	0,122126	0,99312658
0,652245	0,00016074	0,142608	0,99992486
0,66	0	0,146063	1

Tabla 12. Flujo fraccional de agua calculado por el Estado Estacionario

S_w	K_{ro}	K_{rw}	f_w
0,2079	1	0	0
0,39421661	0,78915478	0,01871874	0,3
0,40965892	0,47346189	0,03198919	0,5
0,44638939	0,24443711	0,03828583	0,6
0,64932281	0,09589653	0,04230498	0,82758621
0,71700304	0,01492843	0,04966245	0,91525424
0,79498244	0	0,1060217	0,99937159

De acuerdo con los valores anteriores se obtienen las siguientes curvas de flujo fraccional de agua:

Figura 16. Flujos fraccionales de agua contra Saturación de agua



En la Figura 16 se aprecian todas las curvas de flujo fraccional referentes a los dos estados, donde se observa que las curvas de flujo fraccional de estado no estacionario son semejantes entre sí y difieren por el desarrollo matemático de cada método de determinación. La curva de flujo fraccional de estado estacionario (en color negro), presenta un comportamiento diferente posiblemente debido a la

reducción en la permeabilidad, de la cual se habló anteriormente, provocando un aumento en el rango de valores de saturación de agua. Sabiendo que el flujo fraccional es un parámetro que realmente mide el impacto sobre el yacimiento, se evidencia que los comportamientos descritos del flujo son muy diferentes al momento de comparar las curvas de los dos estados. De acuerdo a lo anterior, el ajuste histórico es el método de estado no estacionario más opcional para graficar curvas de permeabilidad relativa.

4. CONCLUSIONES

- Por medio de los métodos de determinación de estado no estacionario se obtuvieron curvas de permeabilidad relativa en el sistema agua - aceite, al igual que en el estado estacionario, a partir de la metodología aplicada a datos de desplazamientos realizados sobre una muestra Berea.
- La metodología planteada es válida para la determinación de curvas de permeabilidades relativas tanto en estado estable como en el no estable por medio de pruebas de desplazamiento dinámico a tasa constante y puede desarrollarse en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, con sede en el Parque Tecnológico Guatiguará.
- Pueden exponerse curvas de permeabilidad relativa en los dos estados, con el fin de poder evaluar el desempeño que tienen los métodos de determinación de curvas en estado no estable con respecto a las curvas obtenidas en el estado estable.
- Las curvas de flujo fraccional de estado no estacionario presentan una gran diferencia con respecto a la curva de flujo fraccional de estado estacionario, ya que se presentó una reducción en la permeabilidad posiblemente por la migración de finos, además de fenómenos extraños que pudieron existir en el transcurso de las limpiezas de la muestra.
- Matemáticamente el ajuste histórico es el método de determinación de estado no estacionario más aproximado al estado estacionario, y analizando las

curvas de flujo fraccional, el ajuste histórico es el método más opcional para graficar las curvas de permeabilidad relativa.

5. RECOMENDACIONES

- La manipulación de las muestras de roca y fluidos, es un factor indispensable para el óptimo desarrollo de la metodología experimental implementada ya que cualquier cambio en sus propiedades conlleva a presentar errores significativos en los resultados.
- Es importante para los estudiantes dejar el equipo de desplazamiento en las mismas condiciones de limpieza en las que se encontraba originalmente, ya que, de no hacerlo adecuadamente, para futuras pruebas se pueden presentar lecturas erróneas en cualquiera de las variables involucradas en el proceso debido a la presencia de agentes externos a los fluidos utilizados.
- Desarrollar mediante otro proyecto de grado la evaluación del desempeño de métodos experimentales para la determinación de permeabilidades relativas en estado no estacionario con respecto al estado estacionario en el sistema gas-aceite.
- Para futuros desplazamientos en el estado estacionario, es necesario diseñar un protocolo de desplazamiento de fluidos con mínimo seis puntos de proporción de inyección simultánea, para garantizar que las curvas de permeabilidad relativa tengan mayores condiciones de exposición a estados de equilibrio a través del medio poroso, y de esta manera generar una gráfica con puntos suficientes para una buena lectura y por ende 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 AGUA/ACEITE – MÉTODO JBN

En este anexo se presenta una recopilación práctica del desarrollo del Método Johnson, Bossler y Naumann utilizando los datos del desplazamiento dinámico correspondiente a la muestra B-TC-PET-05, registrados de manera sintetizada en la Tabla 5.

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

Teniendo los valores de tiempo, tasa de inyección, aceite producido y diferencial de presión, los cuales se generan debido al desplazamiento de estado no estable realizado sobre la muestra, conociendo las propiedades físicas de los fluidos como en este caso las viscosidades tanto del petróleo como de la salmuera sintética, y calculando el volumen poroso y la saturación de agua irreducible los cuales son datos que usualmente se reportan desde el laboratorio durante el proceso de ejecución de la prueba, entonces, con todos los anteriores datos recopilados se pueden aplicar los algoritmos matemáticos para el desarrollo del método JBN. El primer paso es aplicar las ecuaciones *a*, *b* y *c*, donde se calculan el agua inyectada W_i , la saturación de agua promedio S_{wprom} , y el volumen poroso inyectado Q_i . Estos valores se cuantifican respecto a la cara de salida de la muestra.

$$W_i = q_{iny} * t \quad (a)$$

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

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p} \quad (c)$$

En la siguiente Tabla se reúnen los resultados obtenidos.

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

<i>T</i> [min]	<i>Np</i> [cc]	ΔP [psi]	<i>Wi</i> [cc]	<i>Swprom</i> [Adim]	<i>Qi</i> [Adim]
4,00	3,45	68,1	4,00	0,453299	0,19083969
5,00	3,68	64,0	5,00	0,464272	0,23854962
6,00	3,87	60,7	6,00	0,473337	0,28625954
7,00	3,99	57,7	7,00	0,479062	0,33396947
12,00	4,34	48,7	12,00	0,495761	0,57251908
14	4,45	46,2	14	0,501009	0,66793893
16	4,53	44,6	16	0,504825	0,76335878
38,01	5,17	34,4	38,01	0,535360	1,81377226
39,01	5,19	34,3	39,01	0,536314	1,86148219

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

Una vez calculadas las saturaciones de agua promedio y los volúmenes porosos inyectados, se puede hallar la inyectividad relativa I_R en cada punto de saturación, donde esta variable se define como el cociente adimensional de un diferencial de presión en tiempos tempranos de la imbibición ΔP_i respecto a todos los valores de diferencial de presión ΔP registrados en el transcurso de la prueba; por otro lado, se halla el flujo fraccional de aceite f_o y el flujo fraccional de agua f_w , donde el flujo fraccional de aceite se determina mediante la pendiente de una curva generada a partir de la saturación de agua promedio y el volumen poroso inyectado. A continuación se muestran las ecuaciones d , e y f que contienen las variables a determinar.

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

$$f_o = \frac{dS_{wprom}}{dQ_i} \quad (e)$$

$$f_o + f_w = 1 \quad (f)$$

En la siguiente Tabla se muestran los valores calculados.

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

Q_i [Adim]	I_R [Adim]	f_o [Adim]	f_w [Adim]
0,19083969	1	0,57	0,43
0,23854962	1,0640625	0,23	0,77
0,28625954	1,12191104	0,19	0,81
0,33396947	1,18024263	0,12	0,88
0,57251908	1,39835729	0,08	0,92
0,66793893	1,47402597	0,07	0,93
0,76335878	1,52690583	0,05	0,95
1,81377226	1,97965116	0,03	0,97
1,86148219	1,98542274	0,02	0,98

3. Determinación de las permeabilidades relativas

Teniendo los valores de las variables anteriormente calculadas y conociendo los valores tanto de la viscosidad del agua μ_w como la del aceite μ_o , se pueden conocer los valores de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua, K_{ro} y K_{rw} respectivamente con las ecuaciones g y h . Además, se utiliza la ecuación i para conocer los valores de saturación de agua en la cara de salida de la muestra S_{w2} , los cuales se grafican en el eje de las abscisas contra las permeabilidades relativas en el eje de las ordenadas.

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

$$K_{rw} = \frac{f_w}{f_o} * \frac{\mu_w}{\mu_o} * K_{ro} \quad (h)$$

$$S_{w2} = S_{wprom} - Q_i * f_o \quad (i)$$

La siguiente Tabla muestra los valores calculados incluyendo los endpoints.

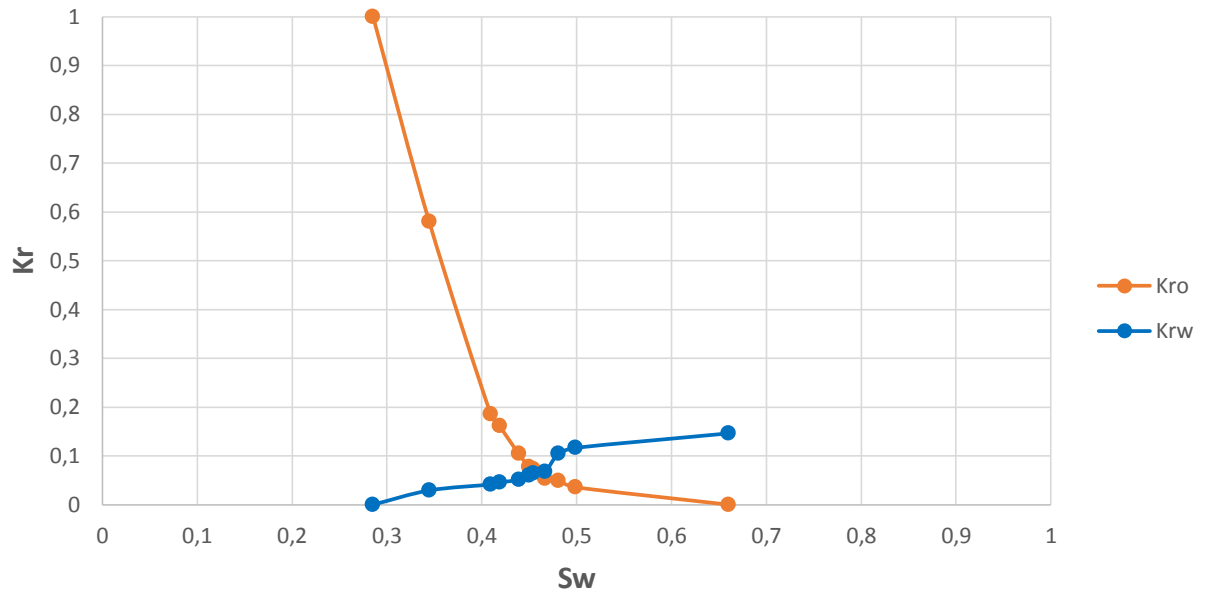
Tabla 3. Permeabilidades relativas y saturaciones de agua en la cara de salida de la muestra

<i>S_{w2}</i> [Adim]	<i>K_{ro}</i> [Adim]	<i>K_{rw}</i> [Adim]
0,285360	1,000000	0,000000
0,344520	0,580224	0,029180
0,409406	0,185360	0,041370
0,418948	0,160732	0,045681
0,438986	0,103837	0,050764
0,449959	0,077496	0,059413
0,454253	0,072446	0,064167
0,466658	0,053369	0,067601
0,480947	0,048639	0,104844
0,499084	0,035652	0,116466
0,660000	0,000000	0,146062

4. Construcción de la gráfica

Para finalizar se procede a graficar 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 muestra 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 funciona 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 ejecuta 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 representadas como un conjunto de funciones; Sendra simula desplazamientos en núcleos y modela el comportamiento de pruebas de Análisis Especiales de Corazones.

Para el desarrollo del proceso 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 presenta un paso a paso que conforma el proceso de trabajo con Sendra para determinar las curvas de permeabilidad relativa por medio del Ajuste Histórico, donde se adicionan imágenes reales que exponen la secuencia de acciones que se ejecutan para lograr graficar las variables de interés.

1. Apertura de Sendra




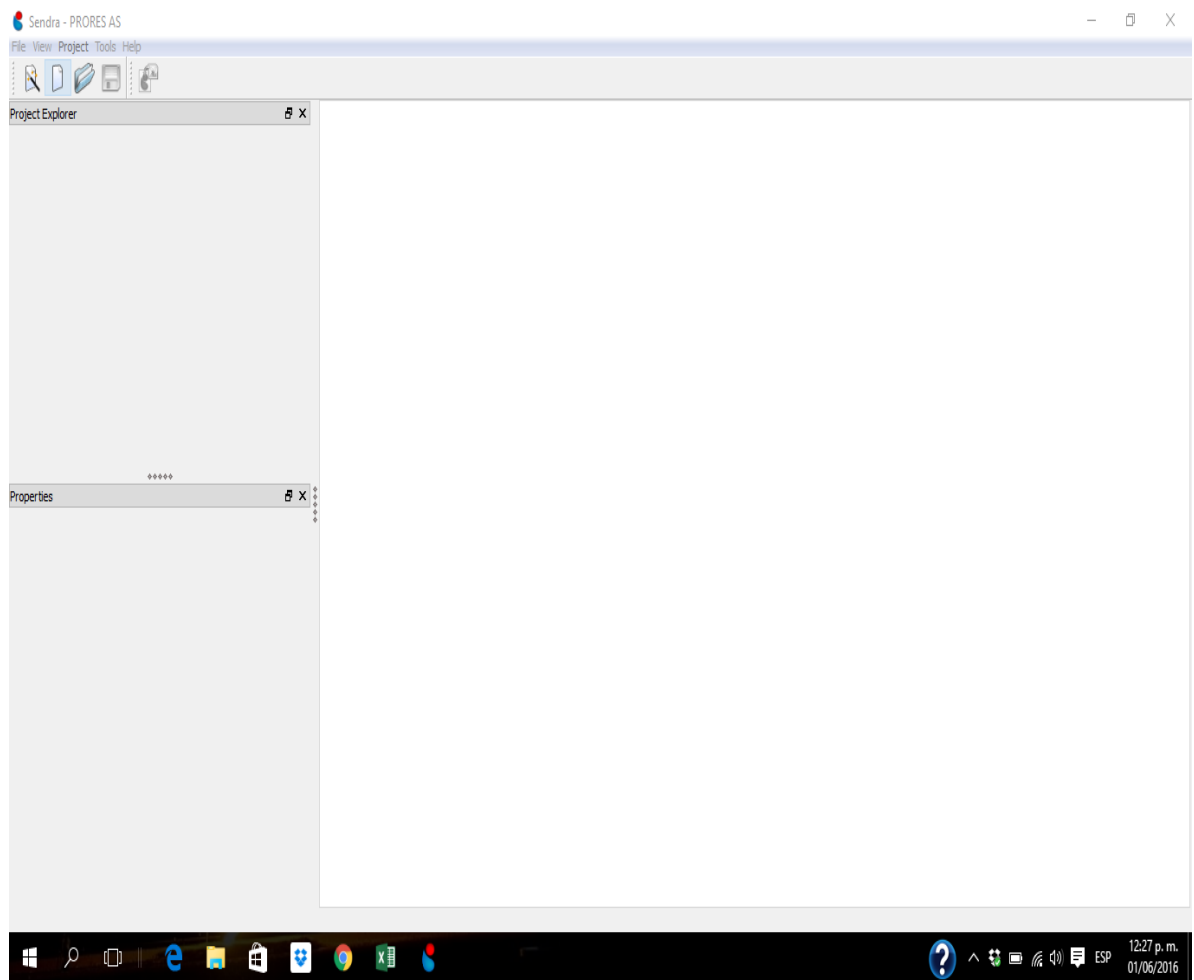
Para comenzar a trabajar con Sendra, se hace doble click sobre el ícono , el cual identifica a Sendra, después aparecerá un panel con el área de trabajo el cuál es el espacio en blanco más grande que se observa y es ahí donde se ejecutan todas las acciones, al extremo superior izquierdo de la pantalla 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

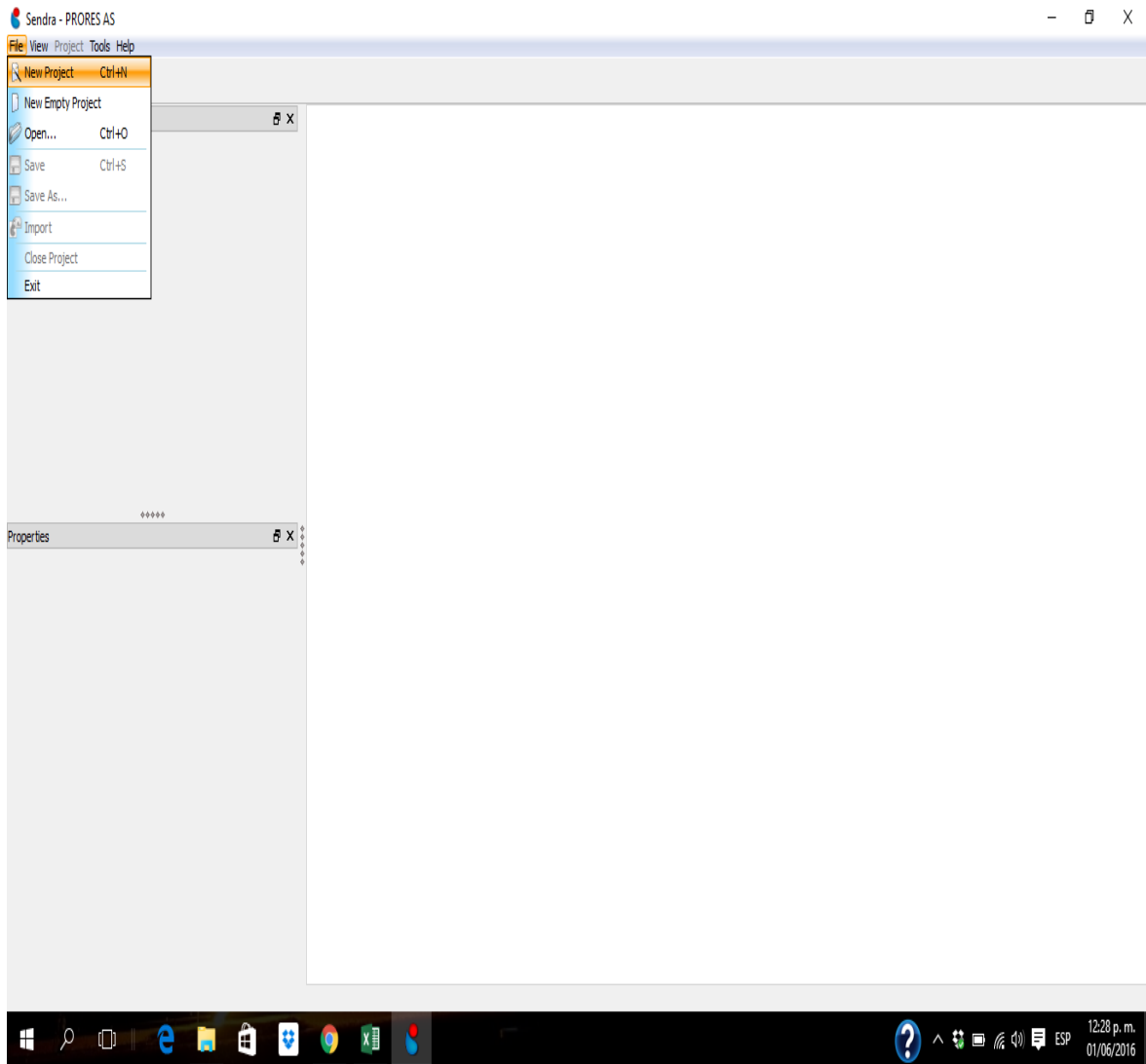


Fuente: Sendra

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



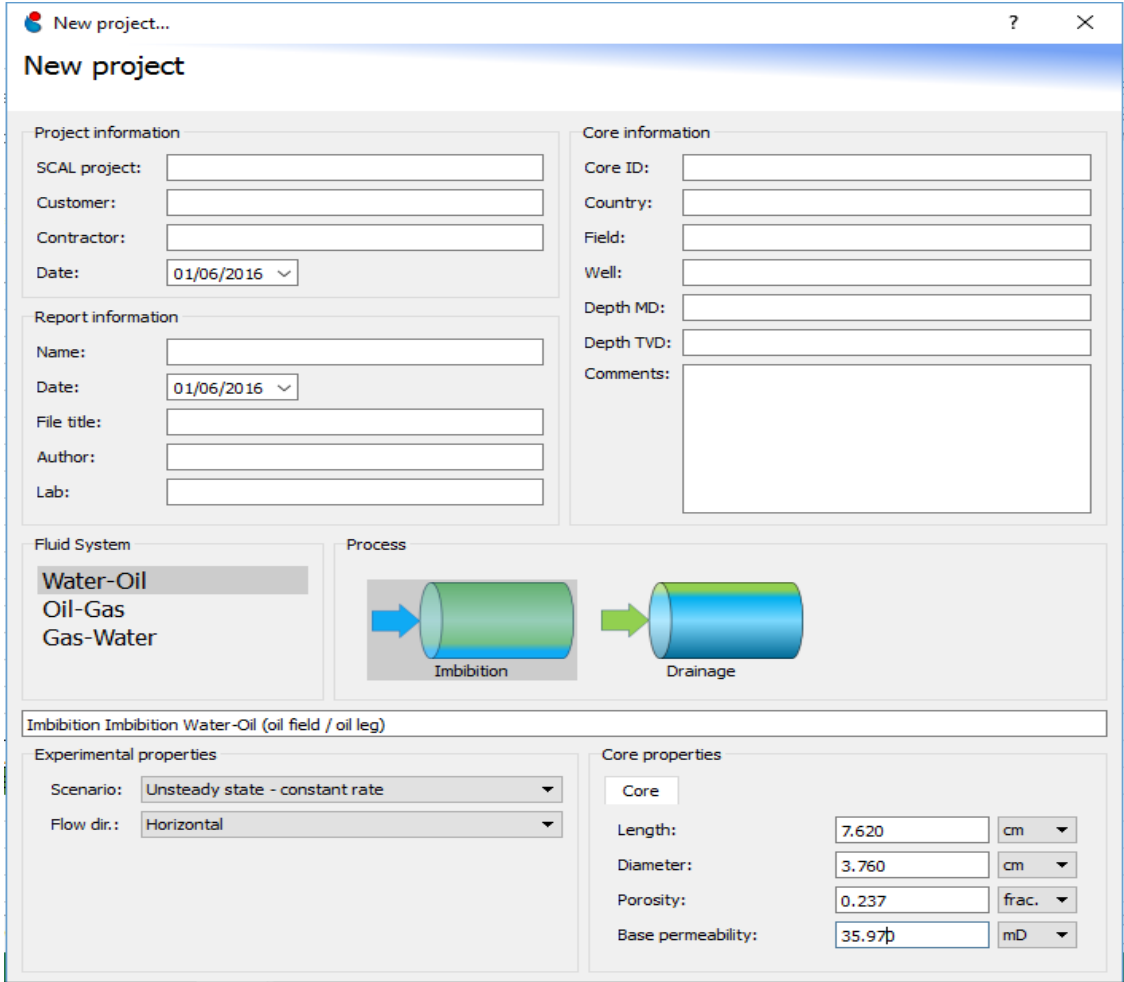
Fuente: Sendra

3. Ingreso de datos en el nuevo proyecto

En esta etapa se selecciona el sistema de fluidos que en este caso es agua-aceite, el proceso de imbibición, las propiedades experimentales como la tasa de flujo constante en estado no estacionario y la dirección de flujo horizontal, además 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



The screenshot shows a software window titled "New project..." with a "New project" header. The window is divided into several sections for data entry:

- 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 (selected), Oil-Gas, Gas-Water.
- Process:** A diagram showing a core with a blue arrow labeled "Imbibition" and a green arrow labeled "Drainage".
- Imbibition Imbibition Water-Oil (oil field / oil leg)** (text box)
- 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 confirmar 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 tasa de flujo y el tiempo de duración de la prueba.

Figura 4. Datos adicionales importantes para la simulación

Fill additional values

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

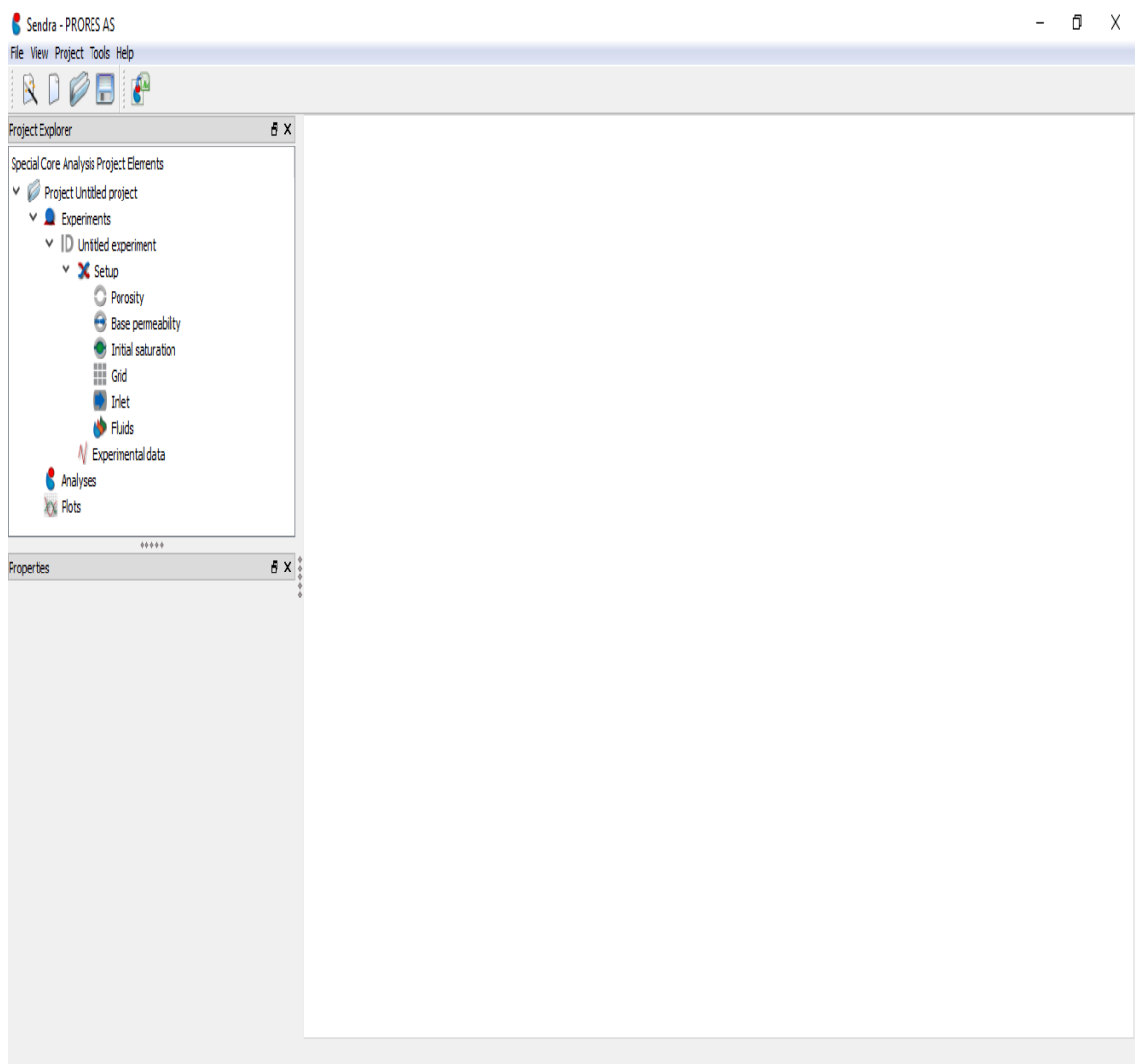
Compressible fluids

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

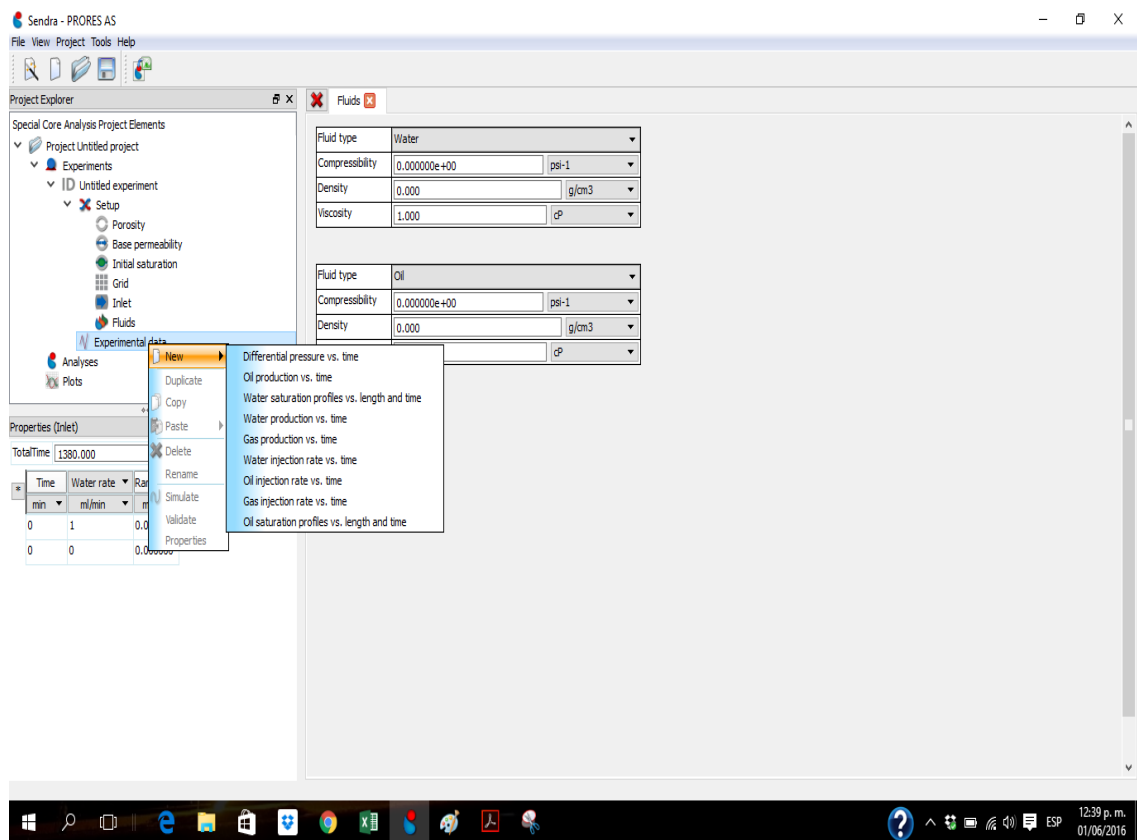


Fuente: Sendra

5. Ingreso de datos experimentales

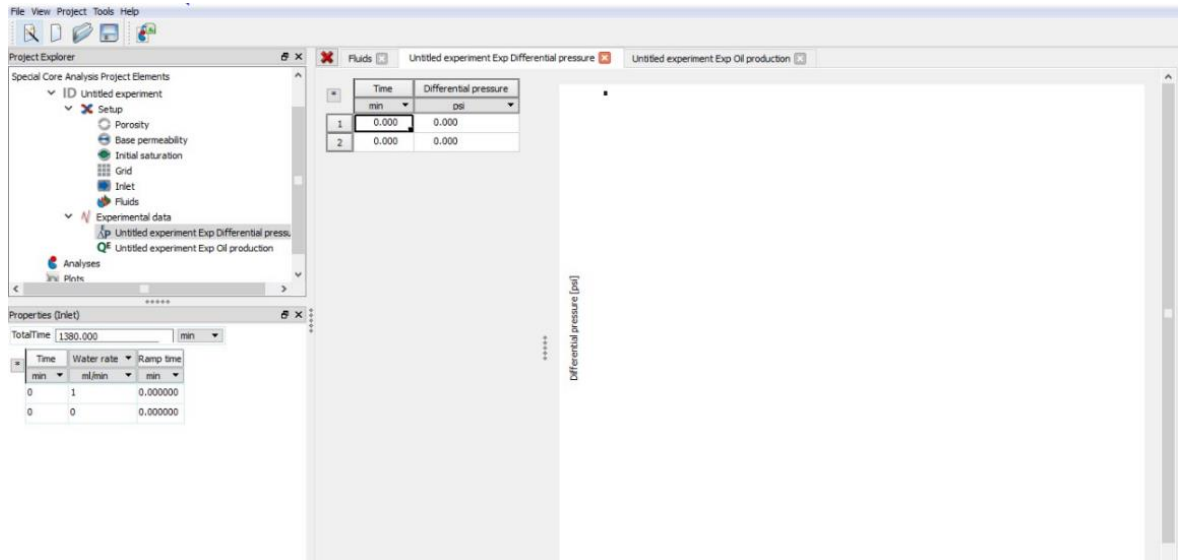
Teniendo el explorador de proyectos activo, se pueden ingresar los datos de diferencial de presión y aceite producido, los cuales se generaron gracias al desplazamiento ejecutado. El procedimiento es darle click en **Experimental data** y se despliega una pestaña en la cual seleccionamos **New** y después damos click sobre **Differential pressure vs. Time** y **Oil production vs. Time** después se despliega una cuadrícula que permite 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 (ΔP) vs. Tiempo (T).

Figura 6. Opción de graficar ΔP y N_p contra el tiempo



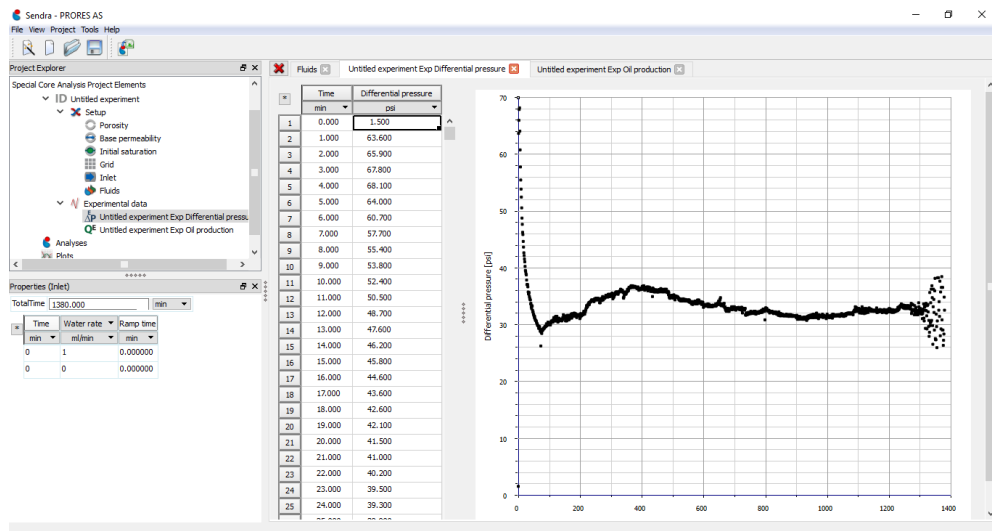
Fuente: Sendra

Figura 7. Tabla de datos ΔP y Tiempo



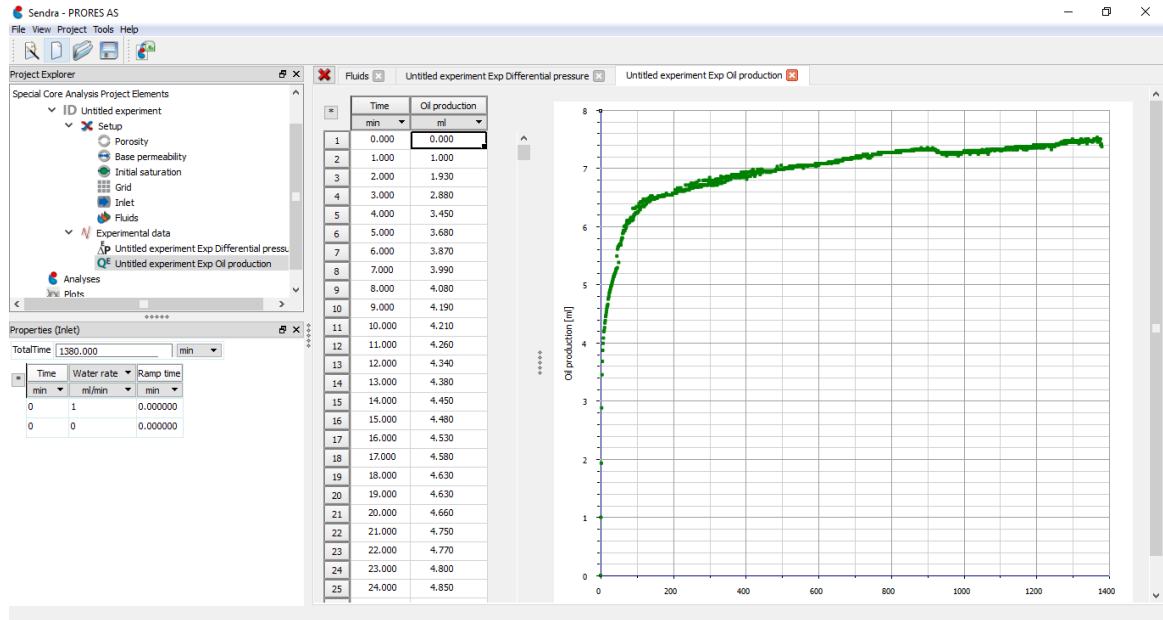
Fuente: Sendra

Figura 8. Despliegue de datos experimentales pegados en Sendra



Fuente: Sendra

Figura 9. Gráfica de Np vs. Tiempo



Fuente: Sendra

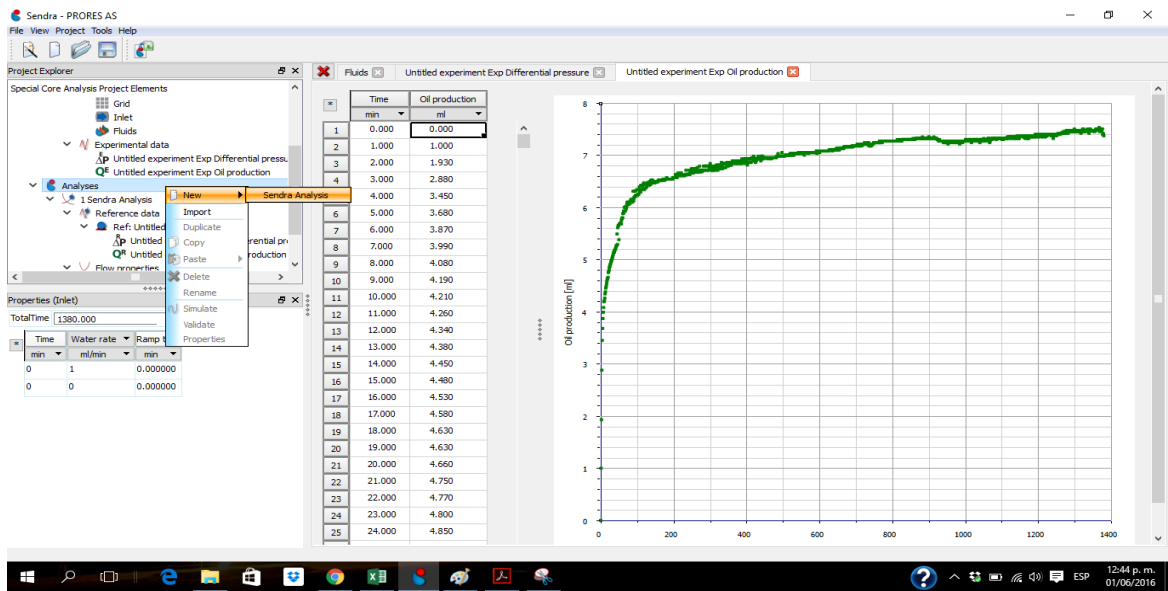
6. Análisis Sendra

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

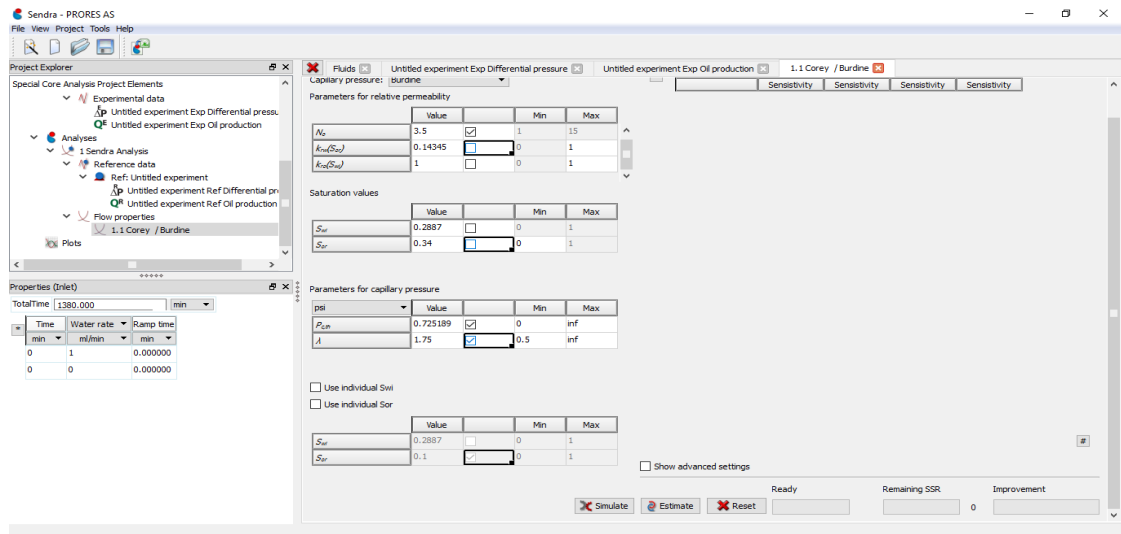
utiliza en situaciones donde los efectos que transmite la presión capilar son prácticamente nulos, debido a la tasa de flujo empleada en la prueba de desplazamiento dinámico.

Figura 10. Selección de la opción Análisis Sendra



Fuente: Sendra

Figura 11. Selección de parámetros a estimar

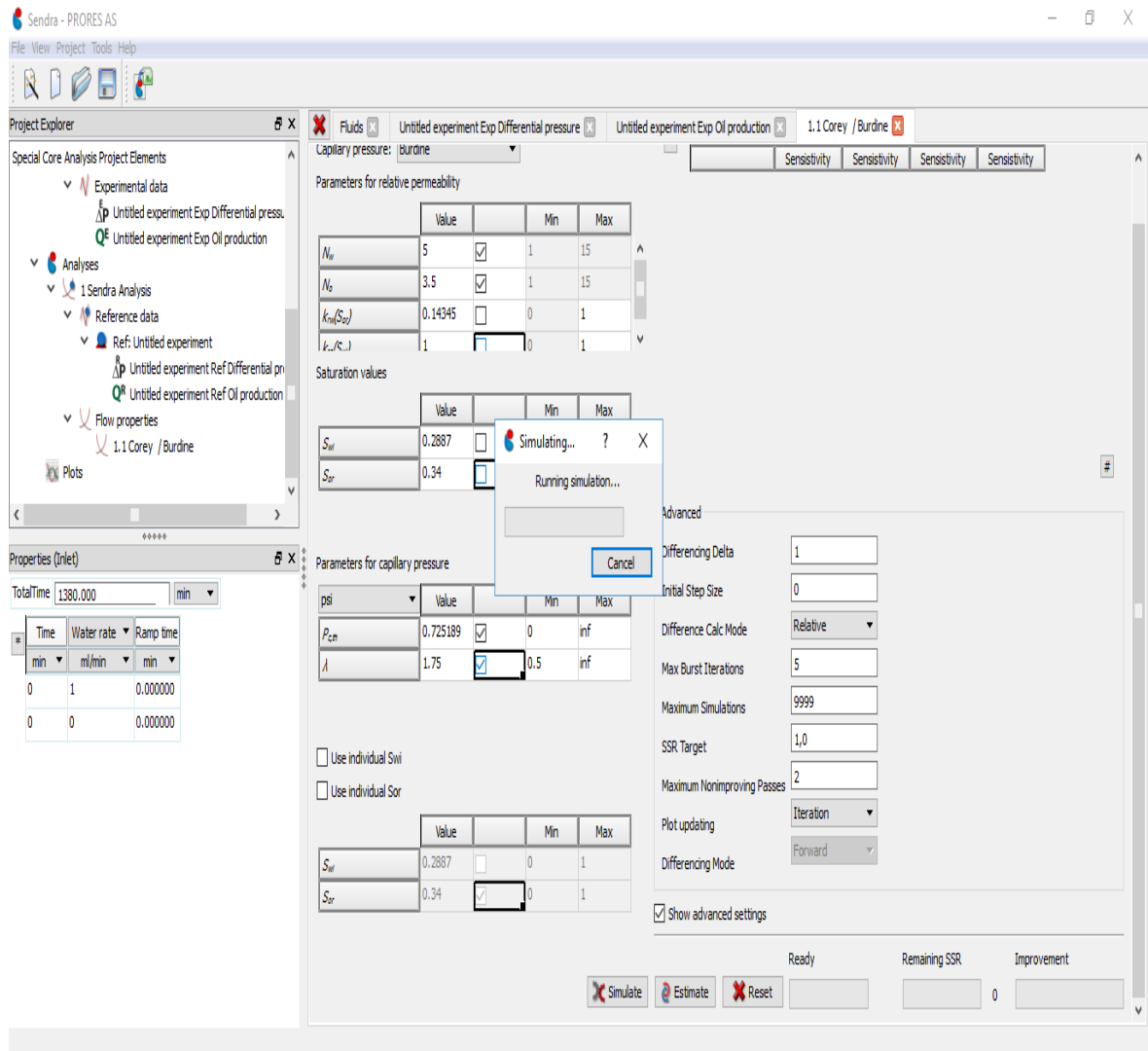


Fuente: Sendra

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

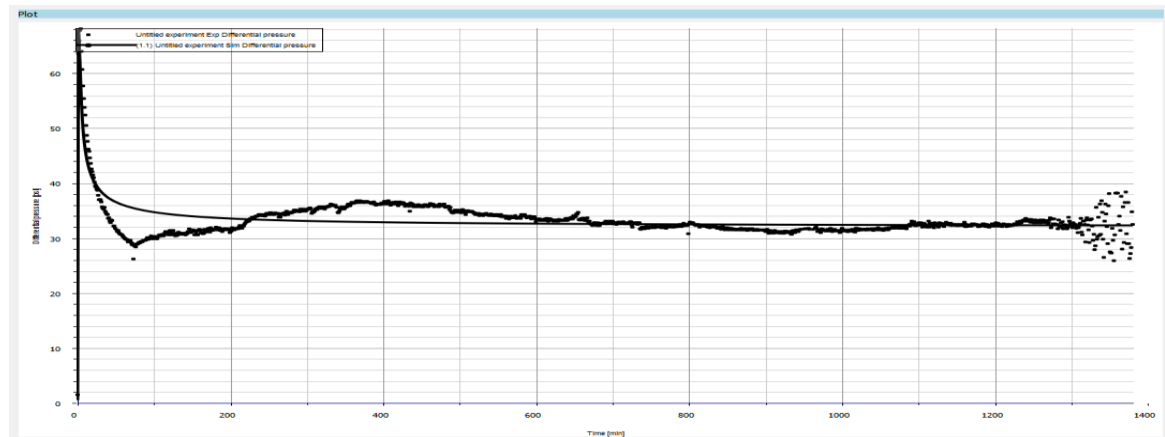


Fuente: Sendra

8. Gráfica de las curvas de permeabilidad relativa

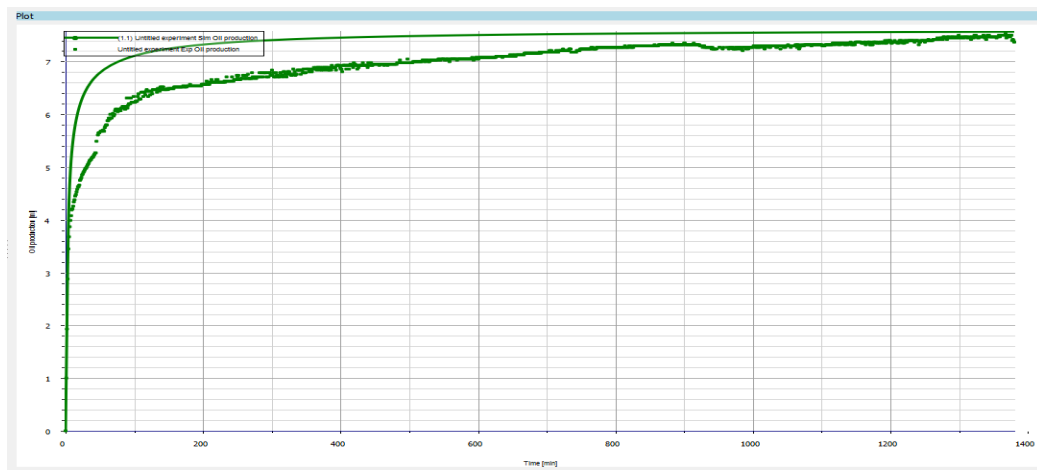
Una vez terminada la simulación y el ajuste histórico, se hace click en la opción **Plots**, la cual se encuentra en la parte inferior del explorador de proyectos, de este modo se seleccionan las gráficas de diferencial de presión contra tiempo, aceite producido contra tiempo y permeabilidades relativas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

Figura 13. Gráfica de diferencial de presión contra tiempo



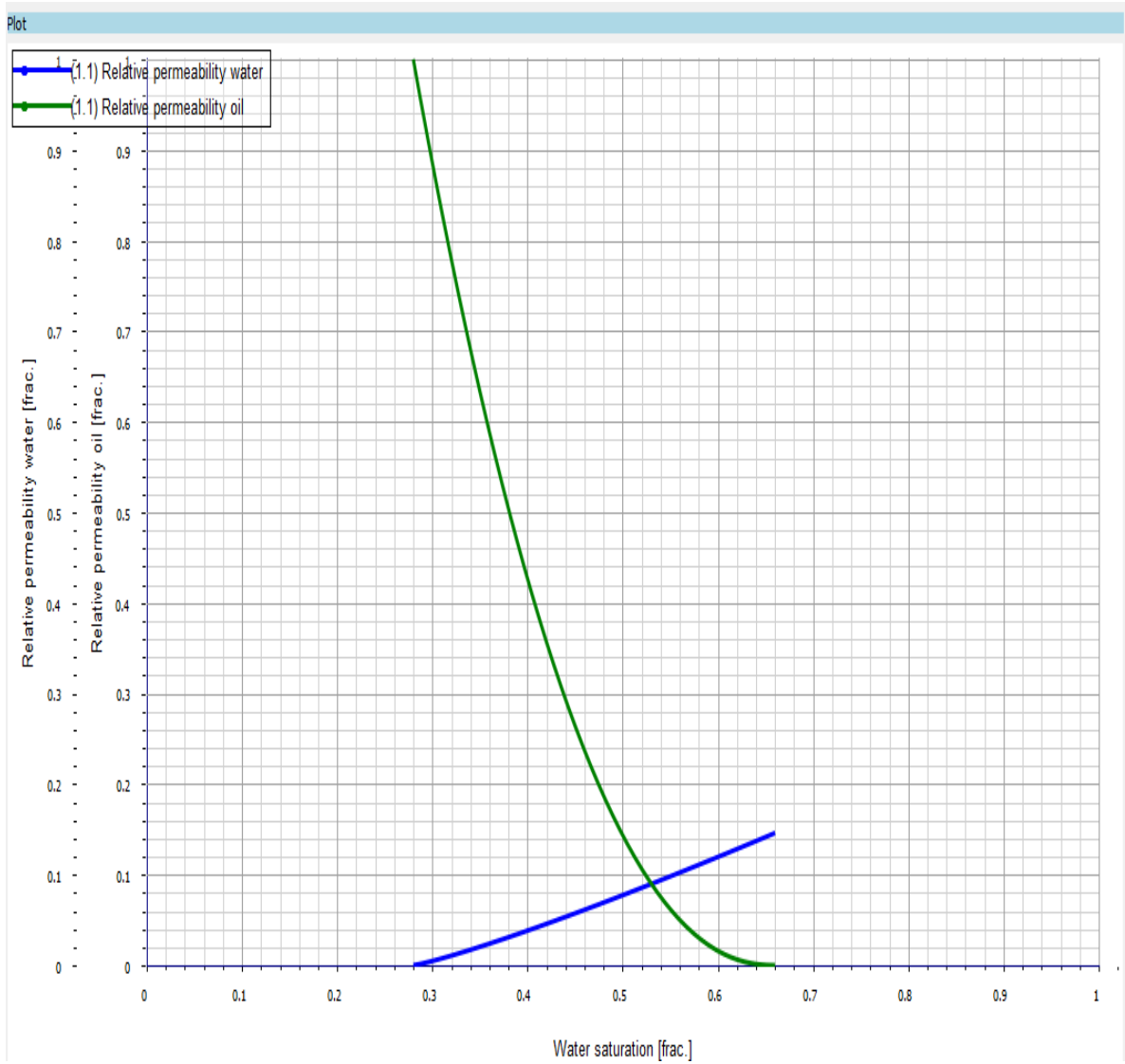
Fuente: Sendra

Figura 14. Gráfica de aceite producido contra tiempo



Fuente: Sendra

Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Sendra

ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – MÉTODO GRÁFICO

En este anexo se presenta una recopilación práctica del desarrollo del Método Jones and Roszelle utilizando los datos del desplazamiento dinámico correspondiente a la muestra B-TC-PET-05, registrados de manera sintetizada en la Tabla 5.

1. Cálculo del volumen poroso inyectado, saturación de agua promedio y saturación de agua a la salida del núcleo

El primer paso consiste en que con los datos del desplazamiento tales como agua inyectada y volumen poroso de la roca se calculen los volúmenes porosos inyectados (Q_i) por medio de la ecuación (a); teniendo en cuenta los datos de petróleo producido y la saturación de agua irreducible, de la prueba de desplazamiento, y el valor del volumen poroso de la roca se puede conocer la saturación de agua promedio (S_{wprom}) por medio de la ecuación (b) y como se necesitan valores puntuales de saturación al extremo de salida (S_{w2}) de la muestra, estos se pueden conocer por medio de la ecuación (c).

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p} \quad (a)$$

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

$$S_{w2} = S_{wprom} - \left(Q_i * \frac{dS_{wprom}}{dQ_i} \right) \quad (c)$$

Donde $\left(\frac{dS_{wprom}}{dQ_i}\right)$ es el valor de pendiente de la curva que se genera al graficar S_{wprom} vs Q_i , el cual puede ser medido directamente de la grafica o por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{dS_{wprom}}{dQ_i} = \frac{S_{wprom\ 2} - S_{wprom\ 1}}{Q_{i\ 2} - Q_{i\ 1}} \quad (d)$$

La siguiente Tabla reúne los resultados obtenidos.

Tabla 1. Cálculo de la saturación de agua promedio y la saturación de agua a la salida del núcleo.

W_i [cc]	N_p [cc]	Q_i [Adim]	S_{wprom} [adim]	S_{w2} [Adim]
0	0	0	0.2887	0.2887
2	1,93	0.09541	0.38078	0.30826
3	2,88	0.14312	0.42610	0.36885
4	3,45	0.19083	0.45329	0.41322
5	3,68	0.23854	0.46427	0.42729
7	3,99	0.33396	0.47906	0.44566
8	4,08	0.38167	0.48335	0.45854
11	4,26	0.52480	0.49194	0.46045
12	4,34	0.57251	0.49576	0.46427
13	4,38	0.62022	0.49766	0.46665
14	4,45	0.66793	0.50100	0.47429
24	4,85	1.14503	0.52009	0.49146
48.01669	5,65	2.29087	0.55826	0.53535
49.01667	5,65	2.33858	0.55826	0.53487

2. Determinación de los flujos fraccionales de aceite y agua en la cara de salida de la muestra.

Se calculan los flujos fraccionales del agua y del aceite en la cara de salida de la muestra con ayuda de las siguientes ecuaciones.

$$f_{o2} = \frac{S_{wprom} - S_{w2}}{Q_i} \quad (e)$$

$$f_{w2} = 1 - f_{o2} \quad (f)$$

Los resultados se agrupan en la siguiente Tabla.

Tabla 2. Cálculo de los flujos fraccionales de aceite y agua a la salida de la muestra.

f_{o2}	f_{w2}
1	0
0,76	0,24
0,4	0,6
0,21	0,79
0,155	0,845
0,1	0,9
0,065	0,935
0,06	0,94
0,055	0,945
0,05	0,95
0,04	0,96
0,025	0,975
0,01	0,99
0,01	0,99

3. Cálculo de la viscosidad efectiva promedio y la viscosidad efectiva a la salida de la muestra.

La viscosidad efectiva promedio se calcula con la ayuda de la siguiente ecuación.

$$\lambda_{prom}^{-1} = \mu_b \left(\frac{\Delta p/q}{\Delta p_b/q_b} \right) \quad (g)$$

Donde el subíndice b significa base.

Para hallar la viscosidad efectiva es necesario tener los valores de Q_i y se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\lambda_2^{-1} = \lambda_{prom}^{-1} - \left(Q_i * \frac{d\lambda_{prom}^{-1}}{dQ_i} \right) \quad (h)$$

Donde $\frac{d\lambda_{prom}^{-1}}{dQ_i}$ es el valor de pendiente de la curva que se genera al graficar λ_{prom}^{-1} vs Q_i , el cual puede ser medido directamente de la gráfica o por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{d\lambda_{prom}^{-1}}{dQ_i} = \frac{\lambda_{prom2}^{-1} - \lambda_{prom1}^{-1}}{Q_{i2} - Q_{i1}} \quad (i)$$

La siguiente Tabla reúne los resultados obtenidos.

Tabla 3. Cálculo de la viscosidad efectiva promedio y la viscosidad efectiva a la salida de la muestra.

Q_i [Adim]	λ_{prom}^{-1} [Adim]	λ_2^{-1} [Adim]
0	2,83018	2,830188679
0,09541	124,339	120,1886792
0,14312	127,924	138,6792453
0,19083	128,490	156,4150943
0,23854	120,754	150,4716981
0,33396	108,867	134,6226415
0,38167	104,528	127,1698113
0,52480	95,2830	125,3773585
0,57251	91,8867	120,1886792
0,62022	89,8113	111,8867925
0,66793	87,1698	108,3018868
1,14503	74,1509	87,73584906
2,29087	60,7547	81,89412998
2,33858	60	78,49685535

4. Determinación de permeabilidades relativas.

Con los datos anteriormente hallados en las ecuaciones (e), (f), y (h) además de las viscosidades dinámicas tanto del agua como del aceite, las permeabilidades relativas se pueden calcular conforme a las siguientes ecuaciones:

$$K_{rw} = \frac{\mu_w f_{w2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (j)$$

$$K_{ro} = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (k)$$

La siguiente Tabla agrupa los resultados obtenidos.

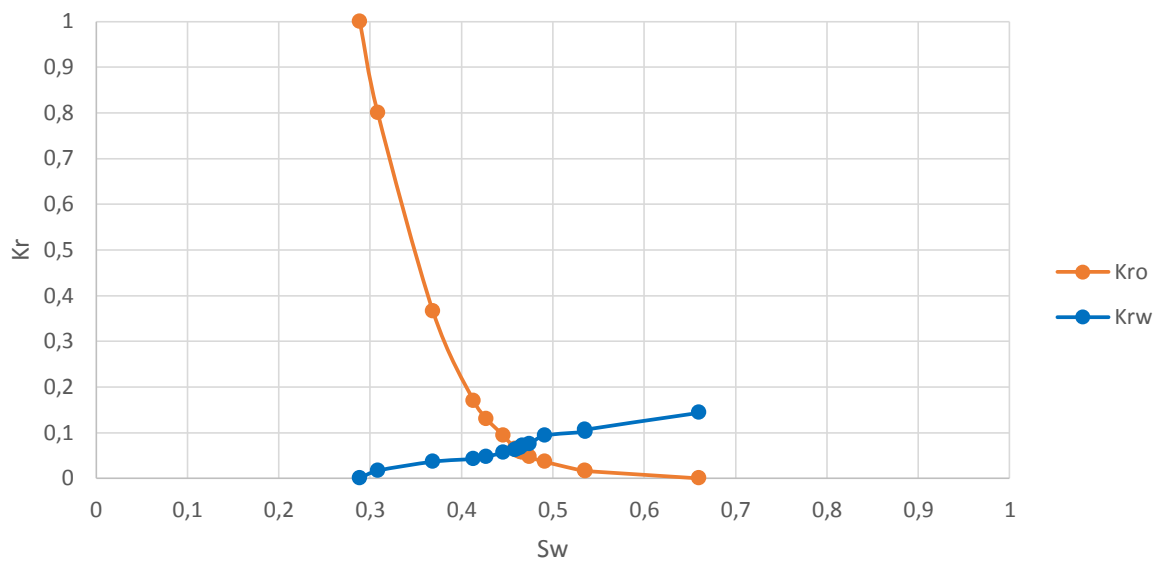
Tabla 4. Cálculo de las permeabilidades relativas

S_{w2} [Adim]	K_{rw} [Adim]	K_{ro} [Adim]
0.2887	0	1
0.30826	0,0168499	0,8003712
0.36885	0,0365082	0,3650816
0.41322	0,0426185	0,1699347
0.42729	0,0473862	0,1303822
0.44566	0,0564124	0,0940207
0.45854	0,0620409	0,064695
0.46045	0,0632643	0,0605722
0.46427	0,0663466	0,0579216
0.46665	0,0716465	0,056563
0.47429	0,0747972	0,0467483
0.49146	0,093773	0,0360665
0.53535	0,1020076	0,0154557
0.53487	0,1064224	0,0161246
0,66	0,1434495	0

5. Construcción de la gráfica

Para finalizar se procede a graficar las permeabilidades relativas de agua y aceite vs la saturación de agua a la salida de la muestra.

Figura 1. Curvas de permeabilidad Relativa vs Saturación



ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – ESTADO ESTACIONARIO

En este anexo se presenta una recopilación práctica del desarrollo de la construcción de curvas de permeabilidad relativa en estado estacionario, utilizando los datos del desplazamiento dinámico correspondiente a la muestra B-TC-PET-05.

Al momento de realizar el protocolo de la prueba de desplazamiento de estado estacionario se tomaron solo 4 puntos de inyección distribuidos de la siguiente manera:

- 1 punto: proporción 30% agua – 70% aceite
- 2 punto: proporción 50% agua – 50% aceite
- 3 punto: proporción 60% agua – 40% aceite
- 4 punto: proporción 80% agua – 20% aceite

Teniendo en cuenta que la prueba de desplazamiento se desarrolló para una muestra Berea con área transversal (A) igual a $11,13 \text{ cm}^2$, Longitud (L) igual a $7,63 \text{ cm}$, una tasa total de flujo (q) igual a $1,2 \text{ cc}$ y viscosidades dinámicas de aceite y salmuera iguales a 15 y 1 cP respectivamente, se puede utilizar la ley de Darcy (ecuación a) directamente para calcular las permeabilidades efectivas sin obviar además los diferenciales de presión medidos por el equipo, a los cuales para hacer uso correcto de estos, en cada proporción de inyección en tiempos tardíos se le saca un promedio, estos se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 1. Proporciones de inyección con sus respectivos diferenciales de presión promediados

Proporciones de inyección	ΔP promediados [PSI]
30 % agua – 70 % aceite	72,93
50 % agua – 50 % aceite	71,126
60 % agua – 40 % aceite	71,314
80 % agua – 20 % aceite	58,49

Ley de Darcy:

$$K = 245 * \frac{q * \mu * L}{A} \quad (a)$$

Donde la constante 245 es un factor de conversión.

Para calcular las permeabilidades relativas en cada proporción de inyección es suficiente dividir los valores de permeabilidad efectiva sobre el valor de permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible calculado por el equipo de desplazamiento ($K_o@S_{wirr} = 44.,27 mD$).

A continuación, se muestran los valores de permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa para cada proporción de inyección.

Tabla 2. Permeabilidades efectivas y relativas de cada fluido para cada proporción de inyección.

Proporciones de inyección	K_o	K_w	K_{ro}	K_{rw}
30 % agua – 70 % aceite	29,00148541	0,828613869	0.65515599	0.01871874
50 % agua – 50 % aceite	21,24075916	1,416050611	0.47983786	0.03198919
60 % agua – 40 % aceite	16,94781093	1,694781093	0.38285832	0.03828583
80 % agua – 20 % aceite	10,33181902	2,755151739	0.23340022	0.06224006

El equipo de desplazamiento arroja resultados tales como el volumen poroso por saturación ($V_{psat} = 19,33 \text{ cm}^3$), saturación de agua irreducible ($S_{wirr} = 20,79 \%$) y para cada proporción de inyección valores de volumen producido (V_{prod}).

Para el cálculo de la Saturación de agua (S_w) en cada punto de inyección, es necesario desarrollar el siguiente paso a paso:

1. Se halla la saturación de aceite máxima por medio de la ecuación 2

$$S_{omax} = 1 - S_{wirr} \quad (b)$$

2. Con la ecuación (c) se halla el primer valor de aceite remanente el cual corresponde al aceite existente en el núcleo antes de empezar el desplazamiento de las 2 fases simultáneas.

$$aceite_{rem\ ini} = V_{psat} * S_{omax} \quad (c)$$

3. Se hallan los valores de aceite remanente en cada proporción de inyección con la siguiente ecuación:

$$aceite_{rem\ i} = aceite_{rem\ ini} - V_{prod\ i} \quad (d)$$

Donde i hace referencia a cada proporción de inyección.

4. Con la ecuación (e) se halla el primer valor de agua remanente el cual corresponde al agua existente en el núcleo antes de empezar el desplazamiento de las 2 fases simultáneas.

$$agua_{rem\ ini} = V_{psat} * S_{wirr} \quad (e)$$

5. Se hallan los valores de agua remanente en cada proporción de inyección con la siguiente ecuación:

$$agua_{rem\ i} = V_{psat} - aceite_{rem\ i} \quad (f)$$

Donde i hace referencia a cada proporción de inyección.

6. Se debe hallar las saturaciones de aceite en cada proporción de inyección, estas se calculan de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$S_{oi} = \frac{aceite_{rem\ i}}{V_{psat}} \quad (g)$$

Donde i hace referencia a cada proporción de inyección.

7. Se deben hallar las saturaciones de agua en cada proporción de inyección, estas se calculan de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$S_{wi} = \frac{agua_{rem\ i}}{V_{psat}} \quad (h)$$

Donde i hace referencia a cada proporción de inyección.

8. Por último, se calcula la saturación de aceite residual (S_{or}) con la siguiente ecuación:

$$S_{or} = 1 - S_{wmax} \quad (j)$$

Donde la saturación de agua máxima es el valor que se obtiene con la última proporción de inyección.

Los datos de saturación de agua en cada proporción se muestran a continuación:

Tabla 3. Saturación de agua calculada para cada proporción de inyección

Proporciones de inyección	S_w [adim]
30 % agua – 70 % aceite	0.39421661
50 % agua – 50 % aceite	0.40965892
60 % agua – 40 % aceite	0.44638939
80 % agua – 20 % aceite	0.46553063

Con los datos de cada proporción de inyección tanto de permeabilidad relativa como de saturación y el dato de saturación de agua irreducible cuya permeabilidad relativa de aceite es igual a uno y permeabilidad relativa del agua igual a cero ($K_{ro} = 1 mD$ y $K_{rw} = 0 mD$), se puede llegar a tener una gráfica de curvas de permeabilidad relativa – saturación.

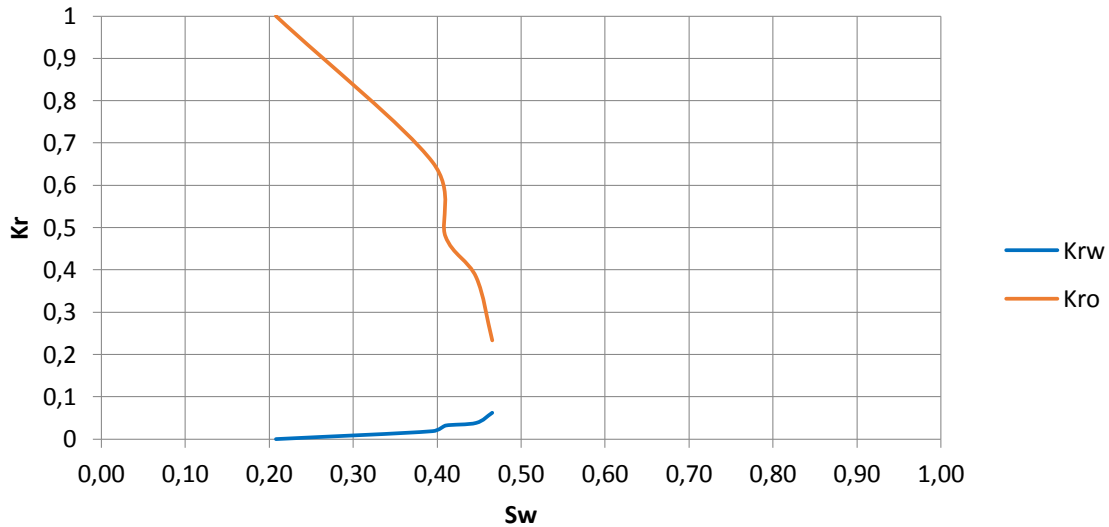
En la siguiente Tabla se agrupan los principales componentes de las curvas de permeabilidad relativa:

Tabla 4. Componentes principales para la construcción de la gráfica de permeabilidades relativas – saturación.

Proporciones de inyección	S_w [adim]	K_{ro}	K_{rw}
0 % agua – 100 % aceite (drenaje)	0,2079	1	0
30 % agua – 70 % aceite	0.39421661	0.65515599	0.01871874
50 % agua – 50 % aceite	0.40965892	0.47983786	0.03198919
60 % agua – 40 % aceite	0.44638939	0.38285832	0.03828583
80 % agua – 20 % aceite	0.46553063	0.23340022	0.06224006

En la siguiente grafica se plasman los resultados de la Tabla anterior para obtener las curvas de permeabilidad relativa para los dos fluidos.

Gráfica 1. Curvas de permeabilidad relativa vs saturación



Debido a que no se generó un punto de corte entre las dos curvas de permeabilidad relativa, fue necesario adicionar 2 puntos de inyección para garantizar que las curvas se encontrasen en algún instante. Se determinó volver a repetir la prueba de desplazamiento empezando por la proporción 80 % agua – 20 % aceite, seguido de la proporción 90 % agua – 10 % aceite y finalizando con 100 % agua – 0 % aceite.

Para las nuevas proporciones se generaron nuevos diferenciales de presión, los cuales, como anteriormente se mencionó, deben ser promediados para su correcto uso, estos datos se presentan en la siguiente Tabla:

Tabla 5. Diferenciales de presión para las nuevas proporciones de inyección

Proporciones de inyección	ΔP promediados [PSI]
80 % agua – 20 % aceite	72,93
90 % agua – 10 % aceite	71,126
100 % agua – 0 % aceite	71,314

En esta segunda prueba se calculó la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible a dos tasas diferentes, por tal motivo, se promedió este resultado para tener un valor intermedio el cual es igual a $K_o@S_{wirr} = 41,55 \text{ mD}$.

De acuerdo con lo anteriormente dicho y usando la ecuación (a) con las mismas condiciones de roca/fluidos, se pueden calcular las permeabilidades efectivas y relativas para los nuevos puntos de inyección. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 6. Permeabilidades relativas en las nuevas proporciones de inyección

Proporciones de inyección	K_o	K_w	K_{ro}	K_{rw}
80% agua – 20% aceite	5.492409422	1.757571015	0.13220306	0.04230498
90% agua – 10% aceite	2.86560972	2.063238998	0.06897563	0.04966245
100 % agua – 0% aceite	0	4.404698397	0	0.1060217

El nuevo volumen poroso por saturación calculado por el equipo en la segunda prueba es igual a ($V_{psat} = 20,39 \text{ cm}^3$), y aplicando el mismo paso a paso desarrollado anteriormente para el cálculo de la saturación de agua en cada proporción de inyección, los nuevos datos se presentan en la siguiente Tabla:

Tabla 7. Saturación de agua calculada para cada nueva proporción de inyección

Proporciones de inyección	S_w [adim]
80% agua – 20% aceite	0.64929601
90% agua – 10% aceite	0.71697624
100 % agua – 0% aceite	0.79495565

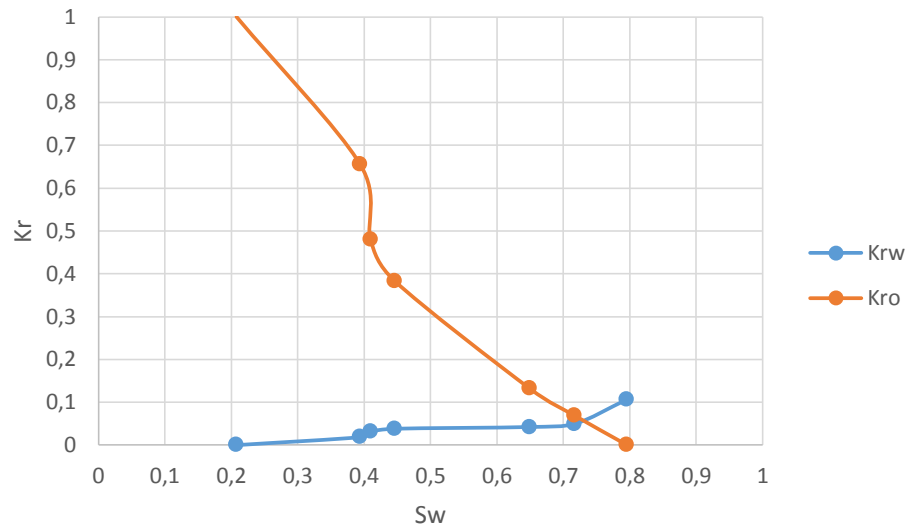
Finalmente fusionando los resultados de la primera prueba de desplazamiento con la segunda, se grafican las curvas de permeabilidad relativa de los fluidos vs saturación de agua con el siguiente grupo ordenado de datos:

Tabla 8. Componentes principales para la construcción de la gráfica de permeabilidades relativas – saturación.

Proporciones de inyección	S_w [adim]	K_{ro}	K_{rw}
0 % agua – 100 % aceite (drenaje)	0,2079	1	0
30 % agua – 70 % aceite	0.39421661	0.65515599	0.01871874
50 % agua – 50 % aceite	0.40965892	0.47983786	0.03198919
60 % agua – 40 % aceite	0.44638939	0.38285832	0.03828583
80% agua – 20% aceite	0.64929601	0.13220306	0.04230498
90% agua – 10% aceite	0.71697624	0.06897563	0.04966245
100 % agua – 0% aceite	0.79495565	0	0.1060217

Construcción de la gráfica

Gráfico 2. Curvas de permeabilidad relativa vs saturación de agua



ANEXO E. REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA

En este anexo se muestran algunas fotos que fueron tomadas en algunos instantes del desarrollo de la metodología experimental.

Figura 1. Béreas en el desecador



Figura 2. Determinación de porosidad en las Béreas



Figura 3. Muestra seleccionada, B-TC-PET-05



Figura 4. Proceso de determinación del peso seco de la muestra

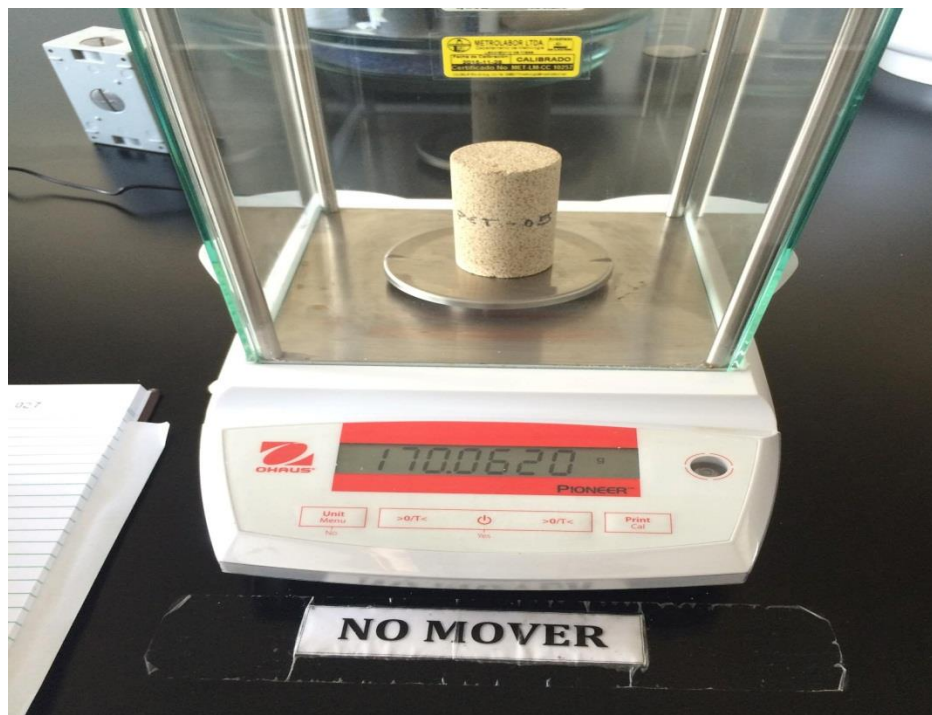


Figura 5. Equipo de desplazamiento Vinci Technologies RPS-700



Figura 6. Proceso de determinación del peso de la muestra saturada

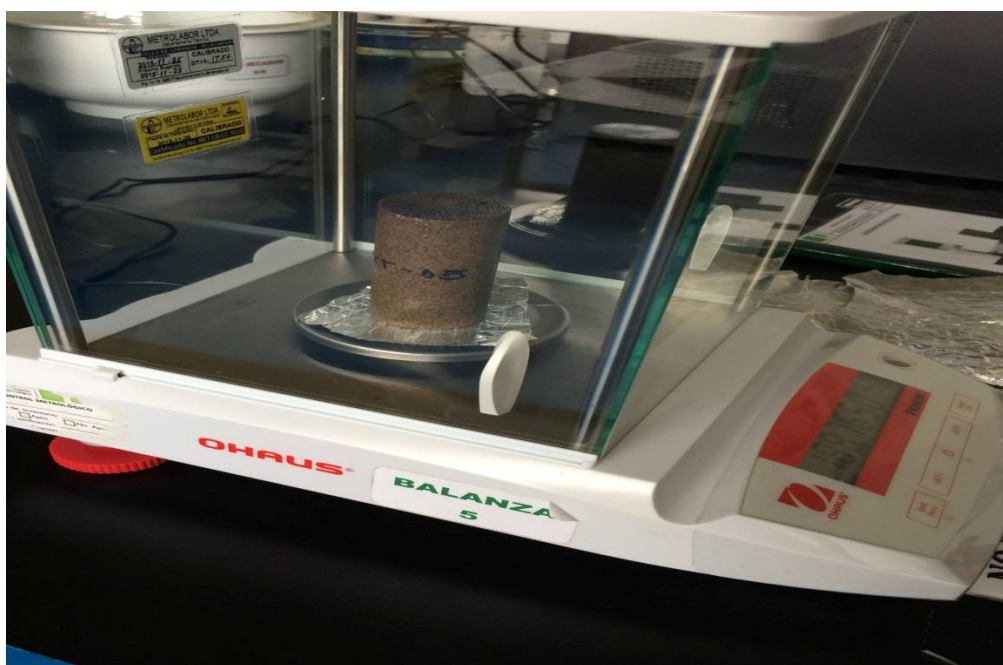


Figura 7. Limpieza de la muestra

