

Determinación experimental de permeabilidades relativas en dos fases utilizando imágenes de tomografía y análisis por simulación numérica.

Miyer Camilo Ochica Hernández y Cristian Eduardo Rojas Pedraza

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Nicolas Santos Santos

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Andres Felipe Ortiz Meneses

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

El presente trabajo investigativo lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mis padres, Ariel y Azucena por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí. Ha sido un orgullo y privilegio ser su hijo, son los mejores padres.

A mi hermano por estar siempre presente, acompañándome y por el apoyo moral, que me brindó a lo largo de esta etapa de mi vida.

A todas las personas que me han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que me abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

Miyer Camilo Ochíca Hernández

Dedicatoria

Este trabajo lo dedico en primera instancia a Dios por guiarme y darme la fuerza para culminar este proceso.

A mi amada madre, que está siempre conmigo apoyándome y es mi principal motivación para alcanzar mis metas.

A Eduardo Romero, por regalarme sus sabios consejos, y por difundir en mí una nueva visión del mundo.

A mi querida hermana, por alentarme y por quien guardo un afecto muy especial.

A mi novia y amiga, quien está conmigo en mis logros y fracasos, por su cariño y apoyo incondicional.

A mi amigo y compañero de proyecto, Miyer Ochica, con quien he compartido gran parte de la carrera, y hemos trabajado juntos para lograr nuestra meta de convertirnos en Ingenieros de Petróleos.

A cada uno de mis familiares que de alguna u otra forma me acompañaron en este proceso y que gracias a ellos puedo culminar esta etapa

Cristian Eduardo Rojas Pedraza

Agradecimientos

Al M.Sc. Nicolas Santos Santos, director del proyecto, quien nos acogió en el grupo de tomografía y quien impulso este proyecto.

Al M.Sc. Andrés Felipe Ortiz Meneses, codirector del proyecto, quien nos ha guiado con su paciencia, conocimientos y nos brindó invaluable aportes.

Al Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimiento por su ayuda académica durante la ejecución de esta investigación junto con los geólogos Hagee Olaya y Juan Badillo.

A los docentes de la Escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión.

A nuestro amigos y compañeros de estudio, que a lo largo de los semestres se convirtieron en un apoyo académico y emocional.

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Flujo multifásico de fluidos en medios porosos con tomografía	14
1.1 Ecuaciones de flujo de fluidos	15
Ley de Darcy.....	15
1.2 Permeabilidad	16
1.3 Permeabilidad relativa dos fases.....	17
1.3.1 Proceso de drenaje.	17
1.3.2 Proceso de imbibición.....	17
1.4 Correlaciones de permeabilidad relativa para dos fases	17
1.4.1 Relaciones analíticas de permeabilidad relativa.	17
1.5 Técnicas de medición.....	19
1.5.1 Estado inestable o no estacionario.	19
1.5.2 Estado Estable o Estacionario.....	20
1.6 Consideraciones y fenómenos que se tienen en cuenta en las metodologías propuestas.....	22
1.6.1 Tasa de Flujo.....	22
1.6.2 Efectos Capilares.	23
1.6.3 Historia de saturaciones y entrapamiento.	24
1.7 Tomografía computarizada de rayos x.....	25
1.7.1 Estimación de saturación en experimentos de dos fases.....	27

2. Desarrollo del algoritmo para estimación de permeabilidades relativas por ajuste histórico automático.....	29
2.1 Funciones para representar permeabilidades relativas de dos fases.	29
2.2 Simulación y ajuste.....	29
3. Desarrollo experimental.....	32
3.1 Adecuación del software y algoritmo	33
3.1.1 Estado inicial del software.....	33
3.1.2 Funciones operaciones a mejorar.....	34
3.1.3 Estado final del software.....	35
3.2 Definición de los protocolos y montajes experimentales	40
3.2.1 Montaje y protocolo para dos fases.	41
3.3 Descripción de los experimentos realizados	42
3.3.1 Procedimiento estandarizado para los experimentos de inyección de agua. (Agua desplazando aceite).	42
3.3.2 Procedimiento estandarizado para los experimentos de inyección de aceite. (Aceite desplazando agua).....	43
4. Análisis de resultados	44
4.1 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de aceite con crudo tipo A	44
4.2 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de agua con crudo tipo A.....	50
4.3 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de aceite con crudo tipo B	56

4.4 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de agua con crudo tipo B.....	62
4.5 Discusión y análisis.....	68
5 Conclusiones.....	70
6. Recomendaciones.....	72
Referencias Bibliográficas.....	73

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Escáner de tomografía computarizada (CFS-CT).....	26
<i>Figura 2.</i> Equipo de inyección de fluidos.....	27
<i>Figura 3.</i> Selección del tipo de experimento según relación fases	33
<i>Figura 4.</i> Interfaz inicial de la herramienta de ajuste	34
<i>Figura 5.</i> Nueva interfaz para los datos de entrada (Waterflooding)	¡Error! Marcador no definido.
<i>Figura 6.</i> Líneas de código complemento Agua_AceiteD.m	37
<i>Figura 7.</i> Líneas de código complemento Sim2kD.m.....	38
<i>Figura 8.</i> Elección del tipo de inyección.....	39
<i>Figura 9.</i> Interfaz de datos de entrada (Oilflooding).....	40
<i>Figura 10.</i> Criterios de entrada para el experimento de inyección de aceite, crudo tipo A	45
<i>Figura 11.</i> Ajuste producción de agua (W_p) y diferencia de presión (D_p) para el experimento de inyección de aceite, crudo tipo A.....	46
<i>Figura 12.</i> Ajuste de la producción de agua realizado en SENDRA.....	46
<i>Figura 13.</i> Ajuste de diferencial de presión realizado en SENDRA	47
<i>Figura 14.</i> Ajuste de los perfiles de saturación de agua proceso de inyección de aceite	47
<i>Figura 15.</i> Ajuste de los perfiles de saturacion de agua realizado en SENDRA.....	48
<i>Figura 16.</i> Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite, crudo tipo A.....	48

<i>Figura 17.</i> Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite realizado en SENDRA.....	49
<i>Figura 18.</i> Criterios de entrada para inyección de agua, crudo tipo A.....	50
<i>Figura 19.</i> Ajuste de crudo producido (N_p) y diferencial de presión (D_p) para el experimento de inyección de agua, crudo tipo A.....	52
<i>Figura 20.</i> Ajuste de N_p realizado en SENDRA.....	53
<i>Figura 21.</i> Ajuste de D_p realizado en SENDRA.....	53
<i>Figura 22.</i> Ajuste de los perfiles de saturación de agua.....	54
<i>Figura 23.</i> Ajuste de los perfiles de saturación realizado en SENDRA.....	54
<i>Figura 24.</i> Permeabilidades relativas proceso de inyección de agua crudo tipo A.....	55
<i>Figura 25.</i> Permeabilidades relativas proceso de inyección de agua realizado en SENDRA.....	55
<i>Figura 26.</i> Criterios de entrada para el experimento de inyección de aceite, crudo tipo B.....	58
<i>Figura 27.</i> Ajuste de producción de agua y diferencial de presión para inyección de aceite, crudo tipo B.....	58
<i>Figura 28.</i> Ajuste de producción de agua realizado en SENDRA.....	59
<i>Figura 29.</i> Ajuste de diferencial de presión realizado en SENDRA.....	59
<i>Figura 30.</i> Ajuste de perfiles de saturación de agua proceso de inyección de aceite.....	60
<i>Figura 31.</i> Ajuste de perfiles de saturación de agua realizado en SENDRA.....	60
<i>Figura 32.</i> Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite, crudo tipo B.....	61
<i>Figura 33.</i> Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite realizado en SENDRA.....	62
<i>Figura 34.</i> Criterios de entrada para el experimento de inyección de agua, crudo tipo B.....	64

Figura 35. Ajuste de producción de crudo y diferencial de presión para inyección de agua, crudo tipo B..... 64

Figura 36. Ajuste de producción de crudo realizado en SENDRA 65

Figura 37. Ajuste de diferencial de presión realizado en SENDRA 65

Figura 38. Ajuste de perfiles de saturación de agua proceso de inyección de agua..... 66

Figura 39. Ajuste de perfiles de saturación de agua realizado en SENDRA 66

Figura 40. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de agua, crudo tipo B..... 67

Figura 41. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de agua realizado en SENDRA..... 67

Resumen

Título: Determinación experimental de permeabilidades relativas en dos fases utilizando imágenes de tomografía y análisis por simulación numérica*.

Autor: Cristian Eduardo Rojas Pedraza
Miyer Camilo Ochica Hernandez**

Palabras Clave: Permeabilidades relativas de dos fases, tomografía, ajuste histórico por simulación, inyección de agua y aceite.

Descripción:

La finalidad de este proyecto es la determinación de las permeabilidades relativas de dos fases en experimentos en estado no-estacionario usando imágenes de tomografía y análisis de simulación numérica. Parte importante durante la caracterización de un yacimiento de hidrocarburos, es realizar una experimentación representativa, la cual se enfoca en recrear de una manera análoga el comportamiento in-situ del flujo de los fluidos que se están evaluando.

El enfoque central para la estimación de permeabilidades relativas se hace mediante un algoritmo de ajuste histórico automático por simulación el cual se adaptó para poder modelar los diferentes experimentos propuestos, la capacidad del ajuste se aumenta con el uso de tomografía computarizada de rayos X, la adición de esta herramienta permite realizar una observación detallada del movimiento de los fluidos al interior de la muestra, que se encuentran a diferentes condiciones de presión y temperatura; toda esta recopilación de datos experimentales y simulados conlleva a tener un ajuste sobresaliente.

Los resultados finales del ajuste de los experimentos se validan con información de simulaciones realizadas previamente en el software Sendra, donde se comprueba la buena capacidad del algoritmo para la estimación de permeabilidades relativas en sistemas de dos fases tanto en inyección de agua como inyección de aceite.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Nicolas Santos Santos M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos Codirector: Andres Felipe Ortiz Meneses M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Experimental determination of relative permeabilities in two phases using tomography images and analysis by numerical simulation*.

Author: Cristian Eduardo Rojas Pedraza
Miyer Camilo Ochica Hernandez**

Keywords: Two-phase relative permeabilities, tomography, history match by simulation, water injection and oil injection.

Description:

The aim of this project is to determine the relative permeabilities of two phases in non-stationary state experiments using tomography images and numerical simulation analysis. An important part during the characterization of a hydrocarbon reservoir is to perform a representative experiment, which focuses on recreating in an analogous way the in-situ behavior of the flow of the fluids being evaluated.

The central approach for the estimation of relative permeabilities is done through an automatic history match algorithm by simulation which was adapted to model the different proposed experiments, the adjustment capacity is increased with the use of X-ray computerized tomography, the addition of this tool allows a detailed observation of the movement of fluids inside the sample, which are at different conditions of pressure and temperature; all this collection of experimental and simulated data leads to have an outstanding adjustment.

The final results of the adjustment of the experiments are validated with information from previous simulations in the Sendra software, where the good capacity of the algorithm for the estimation of relative permeabilities in two-phase systems in both water and oil injection is verified.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Nicolas Santos Santos. Co-directors: M.Sc. Andres Felipe Ortiz Meneses

Introducción

A lo largo del desarrollo de un yacimiento es común encontrar un fenómeno como el flujo multifásico, el cual no es muy frecuente verlo en su explotación primaria, pero es si en su etapa de explotación media y más aún en el momento donde se realizan procesos de recobro mejorado

El flujo de fluidos a través de un medio poroso es de vital importancia en aplicaciones de ingeniería geotérmica, nuclear y petrolera. Las estimaciones de permeabilidades relativas y su análisis por medio de modelos de permeabilidad relativa apropiados son el núcleo del desarrollo y la validación de los modelos de simulación de yacimientos. La permeabilidad relativa es un parámetro importante en la simulación de yacimientos, en la caracterización del flujo simultáneo de fluidos en medios porosos, puesto que condiciona la recuperación final de un yacimiento. La permeabilidad relativa, por lo tanto, es sensible a la temperatura, saturación, la tensión interfacial, la viscosidad de los fluidos, el caudal y a las características de humectación relativas de la roca y los fluidos.

Para poder elaborar un correcto estudio del flujo multifásico es vital tener claro el concepto de permeabilidades relativas, por esta razón, un importante número de autores han propuesto una serie de metodologías experimentales para encontrar una estimación aceptable de las permeabilidades relativas. Entre las que sobresalen para este estudio está la inyección fluidos en estado no-estacionario, se distingue por el poco tiempo que toman para su ejecución, además esta puede ser complementada con imágenes de tomografía computarizada lo cual aumenta su eficiencia.

Este proyecto enuncia un desarrollo metódico para la determinación experimental de las permeabilidades relativas de dos fases por medio de un ajuste basado en imágenes de tomografía computarizada. Un algoritmo para el ajuste automático es propuesto y se valida por medio de su aplicación con datos experimentales.

1. Flujo multifásico de fluidos en medios porosos con tomografía

Este tema ha sido tratado por una gran variedad de autores, desde 1941 y se ha utilizado generalmente en terminología de ingeniería de yacimientos mediante la ley de Darcy para concordar al flujo multifásico, esta es generalmente estudiada para sistemas bifásicos y hablando específicamente de sistemas con tres fases móviles de yacimiento son exiguas las investigaciones con respecto a este tema y por esto no hay una verdad absoluta, basado en lo extensos y arduos que son estos experimentos y a que el tema no tenía mayor auge, hasta la aparición de métodos de recobro desconocidos como el WAG y la inyección de vapor.

Gracias a dichas complicaciones en la permeabilidad relativa en tres fases es posible que se descarte en el estudio de yacimientos, y que se empleen modelos de predicción ya que según Leverett y Lewis (1941) para realizar estimativos de dicha propiedad se debe comenzar mediante las curvas de permeabilidad relativa conocidas para los sistemas de dos fases. Cuando se realiza este procedimiento, se obtiene que las permeabilidades relativas de las fases agua y gas son función únicamente de la saturación de cada una de estas fases. por tanto, su valor se puede estimar de directamente las curvas de dos fases, mientras que la permeabilidad relativa del aceite es función

de la saturación de las otras dos fases y su valor debe se determina con los mencionados modelos de predicción, tales como; los modelos de Baker (1988), de Stone I (1970).

1.1 Ecuaciones de flujo de fluidos

La mayoría de las ecuaciones de flujo dependen de la Ley de Darcy.

Ley de Darcy. La Ley de Darcy es esencial para el movimiento de los fluidos en medios porosos.

La ecuación fue desarrollada en 1856 por Henry Darcy, expresa que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$v = \frac{q}{A} \alpha \left(-\frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \right) \quad (1)$$

Donde α es la permeabilidad de la roca que se representa con la letra k

$$v = \frac{q}{A} = \left(-\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \right) \quad (2)$$

μ = Viscosidad aparente, cm/s

q = Tasa de flujo volumétrico, cm³/s

A = Área transversal del medio poroso, cm²

$\frac{dp}{dx}$ = Gradiente de presión, atm/cm

k = Permeabilidad de la roca expresada en unidades Darcy

1.2 Permeabilidad

Múltiples estudios han concluido que la permeabilidad efectiva de un fluido es una función de la saturación y de la mojabilidad de la formación. El símbolo aceptado para la permeabilidad absoluta es k y k_o , k_g , k_w representan la permeabilidad efectiva al petróleo, gas y agua respectivamente. Comúnmente las permeabilidades efectivas se miden en laboratorio.

La permeabilidad absoluta es una característica del medio poroso que cuantifica la capacidad de flujo de una roca, cuando hay presencia de un solo fluido. En presencia de dos o más fluidos que fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase es una relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta:

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k} \quad (3)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k} \quad (4)$$

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k} \quad (5)$$

Donde

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k = Permeabilidad absoluta

k_{eo} = Permeabilidad efectiva al aceite para una saturación de aceite dada

k_{eg} = Permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas dada

k_{ew} = Permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua dada

1.3 Permeabilidad relativa dos fases

1.3.1 *Proceso de drenaje.*

Es un procedimiento que se puede llevar a cabo en el laboratorio de la siguiente forma, primero se satura el núcleo con agua (fase mojante), luego se desplaza el agua con aceite (fase no mojante), hasta una saturación residual de agua. Este proceso se puede denominar proceso de drenaje o agotamiento.

1.3.2 *Proceso de imbibición.* Este proceso realizado en laboratorio parte saturando el núcleo con agua (fase mojante), después se desplaza el agua hasta saturación irreducible, desplazando aceite. Este proceso es de drenaje que sirve para determinar las saturaciones originales que se encontraban en yacimiento. La fase mojante (agua) se reinyecta, este proceso es conocido como imbibición.

1.4 Correlaciones de permeabilidad relativa para dos fases

En ocasiones los datos de permeabilidad relativa no pueden ser obtenidas de las muestras reales de reservorio y por tanto se requiere otras alternativas para dicho fin.

1.4.1 *Relaciones analíticas de permeabilidad relativa.*

Este tipo de expresiones son generalmente utilizadas en simulaciones numéricas. Las expresiones ampliamente utilizadas son:

Sistema aceite-agua

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} * \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_o} \quad (6)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{orw}} * \left(\frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_w} \quad (7)$$

$$P_{cwo} = (P_c)_{S_{wc}} * \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_p} \quad (8)$$

Sistema gas aceite

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{gc}} * \left(\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_g - S_{lc}} \right)^{n_{go}} \quad (9)$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{S_{wc}} * \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right)^{n_g} \quad (10)$$

$$P_{cgo} = (P_c)_{S_{lc}} * \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right)^{n_{pg}} \quad (11)$$

Teniendo en cuenta que:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} \quad (12)$$

S_{lc} = Saturación crítica total de liquido

$(k_{ro})_{S_{wc}}$ = Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua connata

$(k_{ro})_{S_{gc}}$ = Permeabilidad relativa del aceite a la saturación crítica de gas

S_{orw} = Saturación de aceite residual en el sistema agua-aceite

S_{org} = Saturación de aceite residual en el sistema gas-aceite

S_{gc} = Saturación de gas crítica

$(k_{rw})_{S_{orw}}$ = Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de aceite

n_o, n_w, n_g, n_{go} = Exponentes en curvas de permeabilidad relativa

P_{cwo} = Presión capilar de los sistemas agua-aceite

$(P_c)_{S_{wc}}$ = Presión capilar a la saturación de agua connata

n_p = Exponente de la curva de presión capilar para el sistema aceite-agua

P_{cgo} = Presión capilar de sistema gas-aceite

n_{pg} = Exponente de la curva de presión capilar en el sistema gas-aceite

$(P_c)_{s_{lc}}$ = Presión capilar a la saturación crítica de líquido

Los coeficientes y los exponentes de las ecuaciones anteriormente presentadas se determinan usualmente mediante el método de mínimos cuadrados con el fin de concordar con datos experimentales o permeabilidades relativas de campo.

1.5 Técnicas de medición

1.5.1 *Estado inestable o no estacionario.*

Se trata de una prueba de desplazamiento dinámico, y existen tres formas de determinar las permeabilidades relativas, todas basadas en que el núcleo es homogéneo y la presión capilar y la gravedad se pueden despreciar. Los experimentos de estado no-estacionario (o dinámicos) disminuyen en precisión y requieren una paráfrasis más complicada y confusa, pero presenta una notable mejoría en cuanto a tiempos de realización en cuanto a experimentos estacionarios. El método de estado no-estacionario más popular y utilizado o en la industria es el planteado por Johnson, Bossler y Naumann (1959) también llamado método JBN. Este método fue desarrollado para la estimación de permeabilidades relativas dos fases con base en la teoría de flujo de Buckley y Leverett (1942) y el enfoque de Welge (1952) para la determinación de la saturación desplazamientos dinámicos.

- a) **Método Johnson Bossler Naumann (JBN)** estima permeabilidades relativas en función de la saturación de fluido efluente, para desplazar el fluido a una velocidad de inyección

constante. La prueba debe realizarse a altos caudales para lograr desplazamiento estabilizado.

- b) *Método Toth et al. (2002)*, se emplea para desplazamiento constante de la tasa de inyección y presión constante. Permite la estimación directa con base en los datos de desplazamiento. Ofrece mayor precisión que los otros métodos.

1.5.2 Estado Estable o Estacionario.

Es una condición de equilibrio donde la caída de presión como la tasa de flujo se mantienen constantes en el espacio del medio poroso y en el tiempo, esto es necesario para que las saturaciones se conserven constantes. En una prueba de flujo bifásico, los fluidos inyectados deben alcanzar condiciones estables de manera independiente. Una vez se consiga este equilibrio se determinan las permeabilidades relativas a la saturación correspondiente, se repite el proceso hasta obtener datos suficientes para las curvas de permeabilidades relativas.

En el estado estacionario se busca alcanzar condiciones de esta estabilidad, estas se obtienen inyectando constantemente en el medio poroso todos los fluidos implicados de manera sincronizada (caídas de presión y distribución de saturación constante en función del tiempo), pero se debe recalcar que su aplicación demanda una gran cantidad de tiempo y para el caso específico de tres fases donde se generan demasiadas saturaciones, por tanto, no sería un método práctico.

$$k_{ew} = \frac{Q_w * \mu_w L}{A * \Delta p_w} = f(S_w) \quad (13)$$

$$k_{eo} = \frac{Q_o * \mu_o L}{A * \Delta p_o} = f(S_w) \quad (14)$$

Esta experimentación se puede encasillar tanto en estado estacionario, como en estado no estacionario, por consiguiente, su validez está sujeta a que dicho sistema formulado pueda ser

descrito adecuadamente por dichos modelos. Este método debe ser aplicado de forma que la velocidad de flujo sea competentemente alta para: (1) lograr que las fuerzas viscosas sean bastante superiores a las capilares para despreciar estas últimas y (2) que se produzca una ruptura rápida ya que el método sólo puede ser interpretado cuando la producción de la fase inyectada comienza. Por otro lado, Kreig y Watson (1986) afirma que dichos métodos demandan diferenciación numérica o gráfica de la información medida en laboratorio, lo que incrementa los errores experimentales.

Por lo anterior, numerosos autores han señalado que la paráfrasis de este método puede llevar a diversos resultados que no sean característicos del yacimiento y que otros métodos de análisis pueden capturar mejor el contexto del experimento.

Cabe resaltar que hoy por hoy los métodos de análisis que se apoyan en el enfoque de ajuste histórico son conocidos como métodos indirectos o implícitos y que los métodos que consisten en estimar directamente la permeabilidad relativa mediante la interpretación analítica de los resultados del experimento son conocidos como métodos directos o explícitos un ejemplo claro de este método es el JBN.

El enfoque de ajuste histórico ha sido utilizado por diferentes autores, tales como: Sigmund y McCaffery (1979), lo presentaron como una alternativa para analizar los experimentos dinámicos en carbonatos con heterogeneidades significativas y donde otros métodos como el JBN producían resultados inconsistentes. Estos autores aseveran que la presión capilar tiene un efecto fuerte sobre los experimentos a tasas bajas, que son más específicas del yacimiento que las tasas trabajadas en el JBN, y que el enfoque de ajuste histórico admite considerar las fuerzas capilares actuando en el flujo y una mejor interpretación de los experimentos dinámicos, no obstante, nunca se estimó la exactitud de las presiones capilares estimadas. Grattoni y Bidner (1990) también usaron este

enfoque para establecer simultáneamente permeabilidad relativa y presión capilar en un sistema agua-aceite. Estos utilizaron la optimización de Levenberg-Marquardt mediante un procedimiento de mínimos cuadrados no lineales (nonlinear least squares) para obtener el ajuste de los resultados, las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar fueron simbolizadas con funciones exponenciales como las que se expresaran con las ecuaciones (6), (7) y (8).

1.6 Consideraciones y fenómenos que se tienen en cuenta en las metodologías propuestas

En este ítem se exhiben las consideraciones y fenómenos que se han tenido en cuenta en relación con la determinación de permeabilidad relativa de dos fases; para esto se lleva a cabo un análisis de cada uno de ellos en los cuales se efectúan la relación de los fenómenos y los primordiales trabajos en donde fueron tratados.

1.6.1 Tasa de Flujo.

Para Helset et al. (1998) y Grattoni y Bidner (1990) las tasas a la que se efectúan los experimentos normalmente causan velocidades de flujo mucho mayores (39 pies por día) a las que se podrían hallar en el yacimiento (2 pies por día), lo cual puede causar que los resultados no sean distintivos de éste. Para esto se debe indicar que métodos como el JBN demandan tasas elevadas para que gran parte de sus suposiciones sean válidas, lo que lo hace impracticable en experimentos donde se requiera necesariamente el uso de tasas bajas, un claro ejemplo son las rocas poco consolidadas. El efecto de la tasa de flujo fue trabajado por Sandberg y Gournay (1956), en este fue utilizado un método nombrado “técnica de flujo dinámico” el cual está afirmado en experimentos de estado

estacionario, al concluir su estudio se evidencio que las curvas determinadas eran independientes de la tasa de flujo.

Un trabajo más actualizado acerca del efecto de la tasa de flujo en experimentos de estado estacionario, que fue hecho por Chen y Wood (2001), afirman que las curvas estimadas no son dependientes de la tasa de flujo. También, puntan que el uso de tasas bajas en el laboratorio presenta inconvenientes como; altos tiempos de prueba, diferenciales de presión chicos que son dificultosos de medir, capilaridad y efectos de frontera.

Según Fassihi (1989) se observó que este efecto se ha estudiado escasamente para experimentos de estado no-estacionario, donde las tasas de flujo son elevadas y consiguen crear condiciones de mojabilidad que no son propias del yacimiento, ya que las fuerzas viscosas son mayores a las capilares a velocidades de flujo elevadas, por esto se puede producir menor entrapamiento de la fase no-mojante del que se obtendría a tasas de flujo inferiores, tal como lo señalan Green y Willhite (1998).

Es relevante puntar que los estudios presentados hasta ahora se llevaron a cabo en sistemas de dos fases de estado no- estacionario. Se evidencio que al ejecutar los experimentos a tasas de flujo bajas se adiciona la siguiente problemática; la segregación gravitacional de los fluidos internos de la muestra (en caso de que se trabaje con la roca horizontal), no se presenta flujo unidimensional ya que el análisis de permeabilidad se imposibilita en la mayoría de análisis propuestos, hasta en el actualmente propuesto.

1.6.2 Efectos Capilares.

La falta de presión capilar es una de las hipótesis más frecuentes de los métodos directos, como en el JBN y su extensión a tres fases presentada por Siddiqui y Yang (1998), aunque, varios

autores hicieron su enfoque en las consecuencias que puede tener dicho supuesto en los resultados obtenidos y han tratado de plantear posibles soluciones. Algunos autores como Fassihi (1989), Grattoni y Bidner (1990) plantearon emplear el enfoque de ajuste histórico para tener en cuenta la presión capilar dentro de la simulación.

Conjuntamente, se puede evidenciar que el efecto de la presión capilar va disminuyendo con respecto al incremento de la tasa de flujo que fue utilizada en los experimentos, ya que las fuerzas viscosas son superiores a las fuerzas capilares, aunque autores como Akhalaghinia et al. (2014) desestimen las fuerzas capilares.

1.6.3 Historia de saturaciones y entrapamiento.

Como se aludió anteriormente, la historia de las saturaciones tiene un resultado directo sobre las permeabilidades relativas, ya que según el protocolo experimental propuesto, se consigue presentar que una de las fases cambie la dirección de cómo se modifican sus saturaciones mediante la realización del experimento, de manera que se presente histéresis, por ejemplo, al realizar una inyección de gas sobre un núcleo a saturación máxima de aceite (incremento de la saturación de gas) seguido de una inyección de agua (disminución de la saturación de gas), se asevera que las dos etapas están presididas por la misma curva, en donde la histéresis se deprecia y la saturación de gas entrapado, estos son dos fenómenos que teóricamente generan un impacto significativo sobre el flujo de fluidos.

1.7 Tomografía computarizada de rayos x

La tomografía axial computarizada de rayos X (TAC) ha estado disponible durante más de tres décadas y ha sido una herramienta poderosa para estudiar una amplia gama de procesos en sistemas de medios porosos (Wildenschild et al., 2002; Wildenschild et al., 2005; Al - Raoush, 2009; Porter, et al., 2010). De esta forma este método facilita la obtención de imágenes no destructivas y no invasivas del interior de los objetos mediante el mapeo de la atenuación de rayos X a través de una muestra. La atenuación local depende de la composición física del material y su densidad de masa, lo que permite examinar las propiedades internas de una roca, incluida la microporosidad y la morfología de los poros. (Koroteev et al., 2014)

En comparación con la radiografía convencional de rayos X, los escáneres CT generan imágenes en sección transversal del objeto midiendo la atenuación de un haz de rayos X a medida que gira alrededor del objeto en incrementos angulares dentro de un solo plano. (Akin y Kovscek, 2016)

Es importante mencionar que existen diferentes métodos para determinar saturaciones como lo son medidas de resistividad, modelos transparentes, absorción de microondas, atenuación de rayos-X y rayos gamma entre muchos otros, pero a diferencia de esas técnicas, la TAC es rápida, exacta, fácil de calibrar y ofrece una resolución espacial fina. (Ortiz, Herrera y Santos, 2017).

Comúnmente la TAC se puede encontrar en diferentes aplicaciones como la visualización del perfil de flujo y eficiencia del desplazamiento durante los experimentos de desplazamiento miscible e inmisible, visualización de invasión de lodo (Auzerais et al. 1991; Krilov et al. 1991; Kuru et al. 1998), y producción de arena junto con petróleo (Tremblay et al. 1999). Otros autores como Vinegar y Wellington (1987) informaron mediciones de saturaciones trifásicas utilizando

TC de rayos X y Withjack (1988) registró el uso de TC para mediciones de saturación que se utilizarán en el cálculo de permeabilidades relativas de dos fases en estado estacionario.

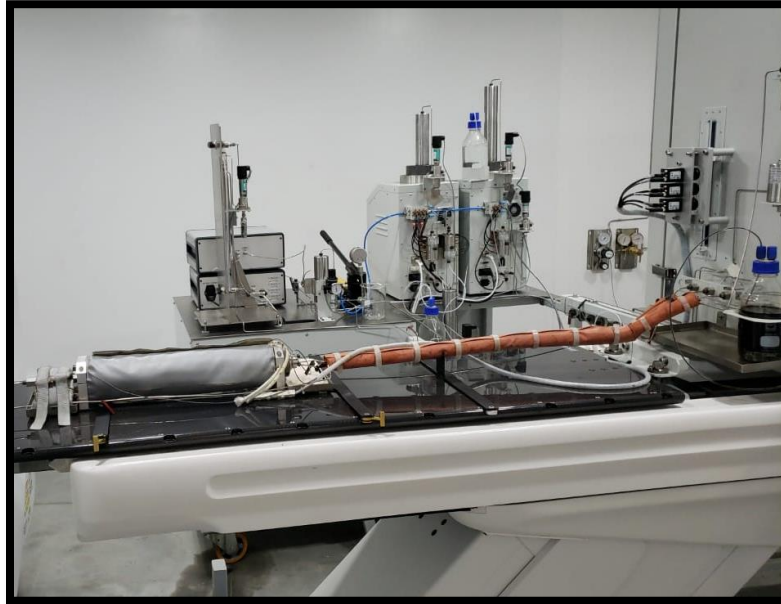
En resumen, se puede decir que la TAC puede ser aplicada para mejorar la calidad de cualquier experimento en que sea necesaria la estimación de saturaciones in-situ. (Ortiz, Herrera y Santos, 2017).

Este enfoque para la estimación de las saturaciones se ha aplicado utilizando el Sistema Integrado de tomografía (CFS-CT) de la Universidad Industrial de Santander, que consiste en un escáner de tomografía multicorte de 64 cortes por rotación, mecánicamente integrado con un sistema de inyección de núcleo que incluye titanio. Soporte de núcleo transparente de rayos X que permite trabajar en condiciones de depósito (hasta 150 ° C y 10,000 psi).

Figura 1. Escáner de tomografía computarizada (CFS-CT)



Figura 2. Equipo de inyección de fluidos



1.7.1 Estimación de saturación en experimentos de dos fases.

Existen varios métodos diferentes para la determinación de la saturación in situ. X]. La expresión utilizada para estimar las saturaciones es:

$$S_o = \frac{CTN - CTN_r^w}{CTN_r^o - CTN_r^w} \quad (19)$$

CTN : Número CT leído durante la inyección

CTN_r^w : Número CT leído a saturación agua por completo

CTN_r^o : Número CT leído a saturación de aceite por completo

Una forma de obtener el valor CTN_r^o después de escanear el núcleo saturado de agua es limpiar y secar completamente el núcleo seguido saturar el núcleo con aceite. Debido a que este procedimiento generalmente requiere la eliminación del núcleo de su posición original, está sujeto a errores de posicionamiento.

Para evitar precisamente este inconveniente autores como (Sharma, et al., 1997) (Alvestad, et al., 1992) utilizan un análisis alternativo donde el escaneo se realiza a saturación irreducible de agua permitiendo así no mover la muestra simplificando el procedimiento.

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w)(1 - S_{wc})}{CTN_r^{S_{wc}} - CTN_r^w} \quad (20)$$

$CTN_r^{S_{wc}}$: Número CT a saturación irreducible

S_{wc} : Saturación de agua irreducible

La única limitación de la ecuación está dada por el supuesto que la saturación de agua irreducible sea constante a lo largo de toda la roca.

2. Desarrollo del algoritmo para estimación de permeabilidades relativas por ajuste histórico automático.

En este ítem se muestra el proceso del algoritmo necesario para realizar la interpretación de la información experimental, con el fin de determinar permeabilidades relativas. También el procedimiento de análisis estipulado para este trabajo, el cual usa un enfoque de ajuste histórico.

2.1 Funciones para representar permeabilidades relativas de dos fases.

Las funciones que se seleccionen para reproducir las permeabilidades relativas tienen un impacto directo sobre la estimación de estas. Por esto se propone un modelo planteado por (Corey, 1954) (Brooks & Corey, 1964) en el que se simboliza la permeabilidad relativa como una potencia de la saturación normalizada, tal como se muestra a continuación:

$$K_{row}(S_w) = K_{row_{max}}(1 - S_{wn})^{N_o} \quad (15)$$

$$K_{rw}(S_w) = K_{rw_{max}}(S_{wn})^{N_w} \quad (16)$$

$$S_{wn}(S_w) = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orc}} \quad (17)$$

2.2 Simulación y ajuste

Los métodos de ajuste infieren permeabilidades relativas a partir de la caída de presión y los datos de producción adquiridos que se obtuvieron durante los experimentos de laboratorio. Lo que se

hace es comparar diferentes simulaciones para así obtener un solo conjunto de permeabilidades relativas por medio de la comparación histórica de los datos de producción y presión.

Esto se puede lograr automáticamente con un enfoque de mínimos cuadrados no lineales para que coincida con la caída de presión y el historial de producción. Los diferentes métodos de ajuste automático disponibles actualmente pueden no tener en cuenta la presión capilar y requieren uno o más experimentos. (Chardaire y Chavent, 1992)

Autores como Chavent et al. (1980) propusieron un método de ajuste automático, donde se necesitan dos experimentos para la interpretación: uno con un caudal alto, que permite ignorar la presión capilar, y otro con un caudal bajo para tener en cuenta los efectos capilares.

Aunque el ajuste de prueba y error se podría usar para hacer las respectivas estimaciones de las curvas de permeabilidad relativa, una manera más adecuada es implementar técnicas de estimación de parámetros como lo es una regresión no lineal, puesto que las permeabilidades relativas son curvas, es decir, son funciones de saturación, su representación se puede hacer mediante la estimación de los parámetros de dicha función, estos parámetros son los coeficientes ajustables.

Un algoritmo de ajuste automático está compuesto de un simulador numérico del flujo bifásico unidimensional inestable de aceite y agua a través del núcleo, representación funcional de las curvas de permeabilidad relativa en términos de un conjunto de parámetros ajustables y un criterio de mínimos cuadrados para minimizar las diferencias entre el historial de producción medido y calculado variando los parámetros ajustables. (Grattoni y Bidner, 1990).

Los parámetros ajustables del algoritmo propuesto para inyección de agua son No , Nw , Krw_{max} y $Sorc$, y para inyección de aceite son No , Nw , $Krow_{max}$ y Swc . Donde:

No = Exponente de aceite en curvas de permeabilidad relativa

Nw = Exponente de agua en curvas de permeabilidad relativa

Krw_{max} = Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de aceite

$Sorc$ = Saturación de aceite residual en el sistema agua-aceite

$Krow_{max}$ = Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua connata

Swc = Saturación de agua connata o irreducible

El algoritmo presentado por Ortiz (2017) para hacer el ajuste histórico automático consiste en dar la solución a un problema de optimización numérica que tiene por objetivo minimizar la diferencia entre los datos simulados y los experimentales, la cual se cuantifica por medio de la definición de una función objetivo, como se muestra a continuación:

$$\min Obj(\vec{\beta})$$

$$Obj(\vec{\beta}) = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n abs \left| \frac{\vec{Y}_{i,j} - \vec{S}_{i,j}(\vec{\beta})}{Y_{n,j}} \right| \quad (18)$$

- Obj es la función para minimizar y que cuantifica numéricamente la diferencia entre lo experimental y lo simulado,
- $\vec{\beta}$ es el vector que contiene los parámetros de las funciones de permeabilidad relativa.
- \vec{Y} es el vector que contiene los datos medidos en el laboratorio experimentalmente (producción total de aceite, diferencial de presión, etc.),
- \vec{S} es el vector de datos simulados (dependiente de $\vec{\beta}$),
- i es el subíndice que denota los elementos de \vec{Y} y \vec{S} ,
- n es el número total de datos leídos,
- j es el subíndice que denota el conjunto de datos se usa (ej. La producción acumulada de aceite y el de diferencial de presión son conjuntos de datos),
- k es el número de conjuntos de datos que se usan en el cálculo.

El método de descenso optimal (Chapra y Canale, 2002), fue la optimización numérica utilizada para la minimización de la función objetivo, para información más detallada del modelo de ajuste puede dirigirse a Ortiz (2017).

3. Desarrollo experimental

Para la solución de las permeabilidades relativas de dos fases se formulan una serie de experimentos teniendo en cuenta los factores analizados en el primer capítulo, en este se tiene en cuenta el ajuste histórico de la simulación numérica previamente, de forma que los experimentos son esbozados para integrar la mayor información potencial de cada desplazamiento, conservado bajo el número de éstos.

Se debe señalar que cuando se hace referencia al “esboce del experimento”, hace referencia a la manera en que éste es realizado, Ukerdal et al. (1995), dice que desde el protocolo de inyección de fluidos y las condiciones iniciales de saturación, hasta la frecuencia y precisión de las medidas. Kreig y Watson (1986), proponen un análisis de cómo el error en la determinación de las permeabilidades relativas por medio de ajuste histórico, puede ser considerado para cada montaje experimental definido, partiendo del análisis de la simulación de este.

3.1 Adecuación del software y algoritmo

En esta sección se hablará del estado inicial del algoritmo proporcionado por Ortiz (2017), además también se expondrá las funciones operacionales a optimizar para el ajuste de un sistema de dos fases líquido-líquido, así como las modificaciones realizadas.

3.1.1 Estado inicial del software.

Para aplicar el ajuste histórico, se requiere la simulación de los experimentos realizados, basado en esto, se desarrolló un motor numérico en Matlab especializado en *coreflooding* por Ortiz (2017), el cual modela flujo multifásico unidimensional, de fluidos totalmente inmiscibles, en una roca homogénea cilíndrica que se mantiene horizontal.

La base para el modelo de simulación es la ecuación continuidad y la ley de Darcy, esto se fundamenta en lo expuesto por Aziz y Settari (1979) y por Ertekin et al. (2001), se utiliza el método de solución simultánea (SS) y el método de Newton-Rhapson. (Ortiz, 2017).

El algoritmo anteriormente mencionado cuenta con tres ajustes para tres diferentes relaciones de fases, dos bifásicas y una trifásica, Agua- Aceite, Gas-Líquido y Agua-Aceite-Gas respectivamente. Este trabajo se enfocará en el ajuste bifásico de Agua-Aceite, el cual esta codificado únicamente para experimentos de inyección de agua (waterflooding).

Figura 3. Selección del tipo de experimento según relación fases

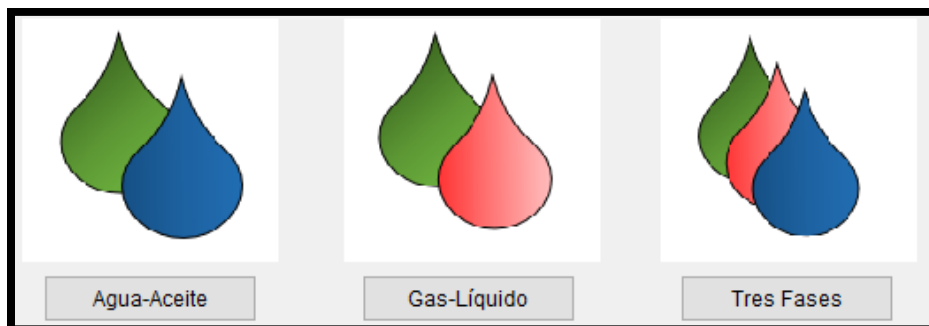


Figura 4. Interfaz inicial de la herramienta de ajuste

Entrada de datos Agua-Aceite

Guardar Entradas

Cargar Entradas

Permeabilidad [mD]

Porosidad [frac]

Largo [cm]

Diámetro [cm]

Viscosidad Agua [cp]

Viscosidad Aceite [cp]

Tasa Inyección [cc/min]

Tiempo Inyección [min]

Sw inicial [frac]

Sw irreducible [frac]

Kro @ Sw irreducible

So residual [frac] Ajustar

Krw @ So residual Ajustar

Exponente agua Nw Ajustar

Exponente aceite No Ajustar

Visualizar Curvas

Exportar Curvas

Simular

Exportar Resultados

Mostrar resultados

Exportar Perfiles Saturación

Mostrar perfiles saturación

Cargar Información Experimental

Cargar tiempo

Visualizar Info. Experimental

Cargar Perfiles Saturación

Cargar Np Utilizar

Cargar Dp Utilizar

Visualizar Perfiles Saturación Utilizar

Estimar/Ajustar

3.1.2 Funciones operacionales a mejorar

a) No uniformidad de datos

Idealmente se espera que realizando el experimento se obtenga data con uniformidad de tiempo, es decir, en una única línea de tiempo valores correspondientes de los criterios tabulados. Basados en los experimentos se puede afirmar que generalmente esto no ocurre.

La principal limitación operacional del simulador es la imposibilidad de recibir data experimental no uniforme. Esto hace referencia especialmente a que los tiempos obtenidos para cada valor de diferencial de presión (D_p) y producción de líquido (N_p en inyección de agua o W_p en inyección de aceite) no tienen la misma correspondencia, es decir, se registran estos valores en tiempos diferentes.

El algoritmo permite ingresar un único vector de tiempo, lo cual genera una incertidumbre en la estimación de las curvas de permeabilidad relativa en el caso en que no se cuente con datos uniformes, porque se requiere de una regresión para cumplir con la condición antes mencionada.

b) Inyección de aceite

Como se nombró anteriormente el algoritmo está codificado para procesos netamente de inyección de agua. Lo cual implica que no se podía hacer experimentación para procesos de inyección de aceite (oilflooding). Limitando así una interpretación más precisa del comportamiento de los fluidos a través del medio poroso.

3.1.3 Estado final del software

a) No uniformidad de datos

Analizando este problema se decidió plantear una serie de opciones para su solución, se optó por emplear dos líneas de trabajo paralelas e independientes, una para producción de líquido y otra para diferenciales de presión con sus respectivos tiempos.

Esto se realizó con el fin de no tener una dependencia de la uniformidad de tiempos, permitiendo así ingresar los valores reales del experimento sin realizar ninguna modificación en ellos, eliminando así la incertidumbre que genera hacer un proceso matemático previo.

Otra ventaja de esta modificación es permitir al usuario la eliminación de datos que se consideren erróneos o dispersos y que no sean representativos para el ajuste de la simulación, reduciendo la cantidad de iteraciones y tiempo de simulación, mejorando así la calidad del ajuste.

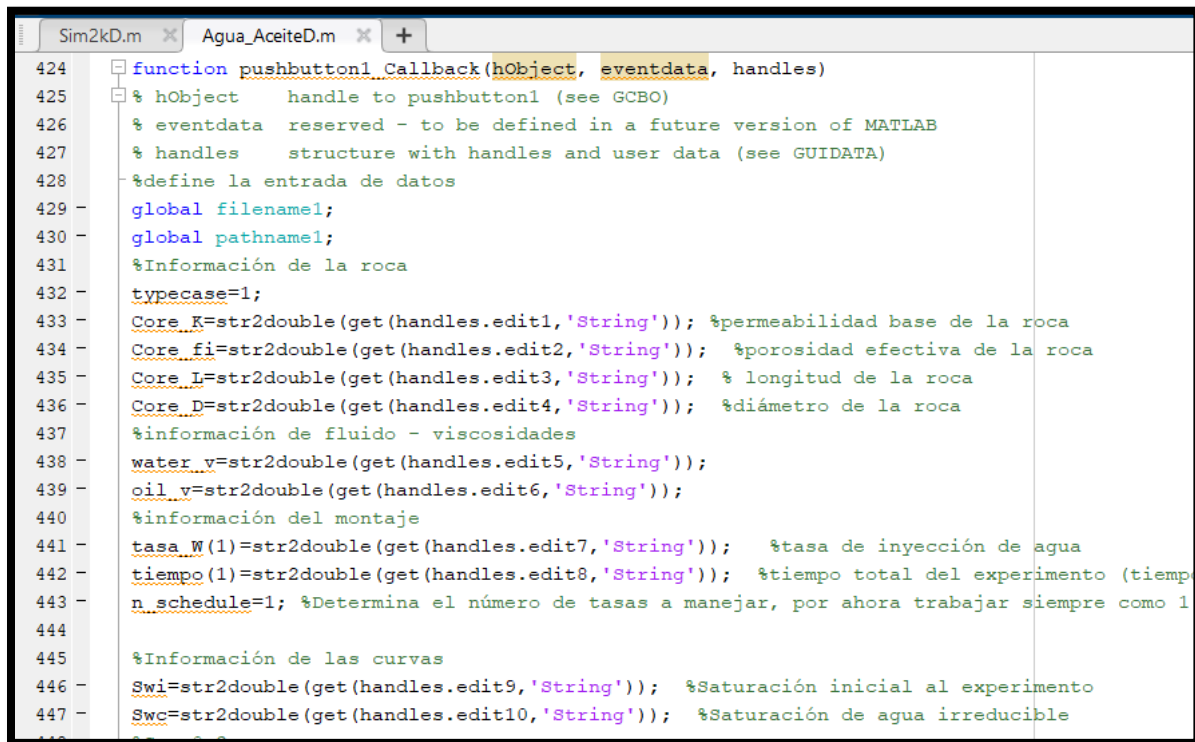
Figura 5. Nueva interfaz para los datos de entrada (Waterflooding)

b) Inyección de aceite

Se codifica dos nuevos complementos al algoritmo (Agua_AceiteD.m y Sim2kD.m) donde en el complemento Agua_AceiteD.m se encuentra la codificación respecto a la interfaz del proceso de oilflooding Figura 7, el código está planteado para que los valores de entrada se ingresen directamente, se guarden y eventualmente puedan ser cargados, además la interfaz permite al usuario escoger los parámetros que desea ajustar y bajo qué criterios realizar el ajuste.

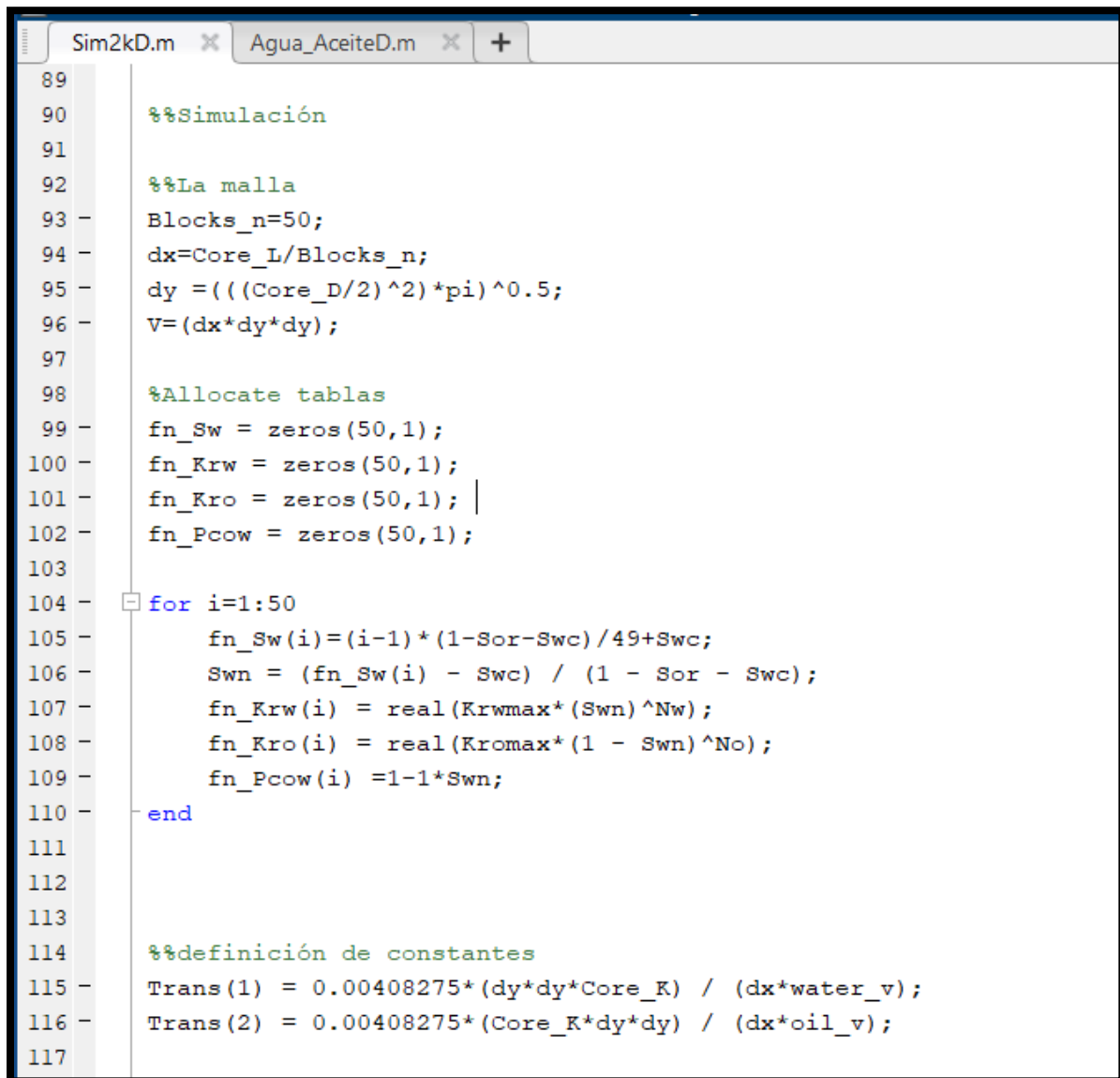
En el complemento Sim2kD.m se evidencia la estructura matemática que realiza tanto la simulación como el ajuste del experimento, dicha estructura matemática se realizó en base a la estructura propuesta para el proceso de inyección de agua, logrando así con éxito un nuevo modelo de proceso (inyección de aceite).

Figura 6. Líneas de código complemento Agua_AceiteD.m



```
424 function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
425 % hObject      handle to pushbutton1 (see GCBO)
426 % eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
427 % handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
428 %define la entrada de datos
429 - global filename1;
430 - global pathname1;
431 %Información de la roca
432 - typecase=1;
433 - Core_K=str2double(get(handles.edit1,'String')); %permeabilidad base de la roca
434 - Core_fi=str2double(get(handles.edit2,'String')); %porosidad efectiva de la roca
435 - Core_L=str2double(get(handles.edit3,'String')); % longitud de la roca
436 - Core_D=str2double(get(handles.edit4,'String')); %diámetro de la roca
437 %información de fluido - viscosidades
438 - water_v=str2double(get(handles.edit5,'String'));
439 - oil_v=str2double(get(handles.edit6,'String'));
440 %información del montaje
441 - tasa_W(1)=str2double(get(handles.edit7,'String')); %tasa de inyección de agua
442 - tiempo(1)=str2double(get(handles.edit8,'String')); %tiempo total del experimento (tiempo
443 - n_schedule=1; %Determina el número de tasas a manejar, por ahora trabajar siempre como 1
444
445 %Información de las curvas
446 - Swi=str2double(get(handles.edit9,'String')); %Saturación inicial al experimento
447 - Swc=str2double(get(handles.edit10,'String')); %Saturación de agua irreducible
```

Figura 7. Líneas de código complemento Sim2kD.m



```
89
90 %%Simulación
91
92 %%La malla
93 - Blocks_n=50;
94 - dx=Core_L/Blocks_n;
95 - dy = (((Core_D/2)^2)*pi)^0.5;
96 - V=(dx*dy*dy);
97
98 %Allocate tablas
99 - fn_Sw = zeros(50,1);
100 - fn_Krw = zeros(50,1);
101 - fn_Kro = zeros(50,1);
102 - fn_Pcow = zeros(50,1);
103
104 - for i=1:50
105 -     fn_Sw(i)=(i-1)*(1-Sor-Swc)/49+Swc;
106 -     Swn = (fn_Sw(i) - Swc) / (1 - Sor - Swc);
107 -     fn_Krw(i) = real(Krwmax*(Swn)^Nw);
108 -     fn_Kro(i) = real(Kromax*(1 - Swn)^No);
109 -     fn_Pcow(i) =1-1*Swn;
110 - end
111
112
113
114 %%definición de constantes
115 - Trans(1) = 0.00408275*(dy*dy*Core_K) / (dx*water_v);
116 - Trans(2) = 0.00408275*(Core_K*dy*dy) / (dx*oil_v);
117
```

Además, se creó una ventana en la cual el usuario puede elegir el tipo de inyección que desea realizar, inyección de agua o inyección de aceite, como se evidencia en la Figura 8.

Para la nueva opción (inyección de aceite) se generó una nueva interfaz independiente, la cual se codificó de tal manera que pueda modelar los procesos de drenaje, ajustando un nuevo criterio experimental, producción de agua (Wp), además muchas veces es necesario hacer la

experimentación en este tipo de procesos con el fin de obtener información para un estudio de histéresis.

Asimismo, esta implementación al algoritmo se hizo con el fin de conseguir que la herramienta sea más competente, haciendo que interprete experimentos de inyección de aceite, como lo hacen los softwares comerciales.

Figura 8. Elección del tipo de inyección

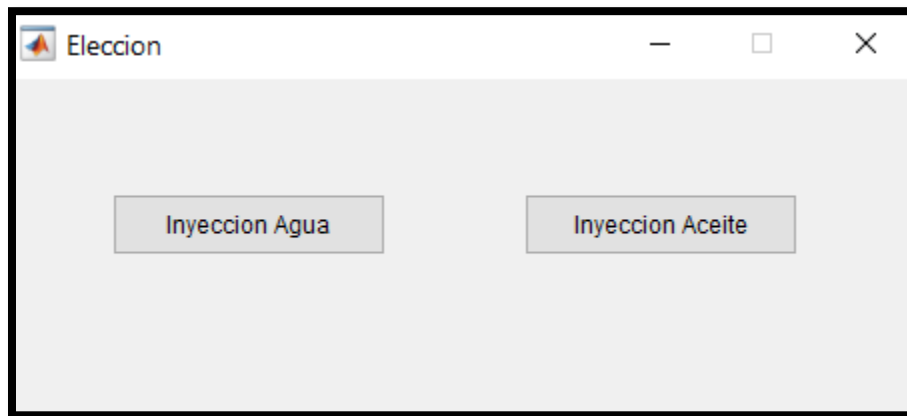


Figura 9. Interfaz de datos de entrada (Oilflooding)

The interface is titled "Entrada de datos Agua-Aceite" and features the following elements:

- Buttons:** "Guardar Entradas", "Cargar Entradas", "Simular", "Exportar Resultados", "Mostrar resultados", "Exportar Perfiles Saturación", "Mostrar perfiles saturación", "Visualizar Curvas", "Exportar Curvas", "Cargar Tiempos Wp", "Cargar Tiempos Dp", "Cargar Perfiles Saturación", "Cargar Wp", "Cargar Dp", "Visualizar Perfiles Saturación", "Visualizar Info. Experimental", and "Estimar/Ajustar".
- Input Fields (Left Column):**
 - Permeabilidad [mD]
 - Porosidad [frac]
 - Largo [cm]
 - Diámetro [cm]
 - Viscosidad Aceite [cp]
 - Viscosidad Agua [cp]
 - Tasa Inyección [cc/min]
 - Tiempo Inyección [min]
- Input Fields (Right Column):**
 - So inicial [frac]
 - So residual [frac]
 - Krw @ So residual
 - Sw irreducible [frac]
 - Kro @ Sw irreducible
 - Exponente aceite No
 - Exponente agua Nw
- Adjustment Options:** Checkboxes labeled "Ajustar" are placed to the right of the Sw irreducible, Kro @ Sw irreducible, Exponente aceite No, and Exponente agua Nw fields.
- Experimental Data Section:** A section titled "Cargar Información Experimental" contains buttons for loading Wp, Dp, and saturation profiles, each with a corresponding "Utilizar" checkbox.

3.2 Definición de los protocolos y montajes experimentales

En este ítem se exponen los protocolos y montajes experimentales propuestos de acuerdo con lo analizado en el primer capítulo y se presentan los efectos acerca de la interpretación y la estimación.

3.2.1 Montaje y protocolo para dos fases.

El montaje experimental planteado para el caso agua-aceite se muestra a continuación:

1. Saturar la roca al vacío con una salmuera sintética representativa del agua del yacimiento.
2. Ensamblar la muestra en el equipo y estimar permeabilidad absoluta. Como condiciones de operación se recomienda un contra-presión (BPR) cercana a la presión promedio del yacimiento, una presión de confinamiento 1000 psi por encima de ésta y la temperatura de yacimiento.
3. Inyectar la fase aceite (Oilflooding) para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (Swirr). Durante esta etapa se registra la producción de agua y el diferencial de presión contra tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca aceite y el diferencial de presión se equilibre. Cuando se alcance Swirr, cambiar la tasa de flujo para determinar permeabilidad efectiva del aceite a Swirr ($K_{oe@Swirr}$).
4. Ejecutar el waterflooding a una tasa alta, esto para conseguir ventajas como diferenciales de presión altos (más fáciles de medir), impidiendo los efectos capilares, gravitacionales y de frontera. Conjuntamente, produce que las fuerzas capilares puedan ser despreciadas durante la interpretación del experimento. Durante esta etapa se registra la producción de aceite y el diferencial de presión contra tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca aceite y el diferencial de presión se equilibre. En este punto, cambiar la tasa de inyección para estimar permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite ($K_{we@Sor}$).

3.3 Descripción de los experimentos realizados

En este ítem se muestran el montaje experimental y los resultados logrados para los diferentes experimentos realizados. Buscando la aplicación del método de análisis propuesto, se propone ejecutar un experimento de dos fases agua-aceite en estado no-estacionario y su desarrollo se narra a continuación.

A continuación, se realizará el análisis de la información obtenida a través de los experimentos propuestos para la estimación de las permeabilidades relativas. Se hacen múltiples interpretaciones para verificar la utilidad de los datos obtenidos en laboratorio y luego se hace uso de una herramienta informática para modelar los resultados experimentales.

Además, se realiza un modelado numérico para poder hacer una comparación de resultados experimentales y simulados. Para este proyecto se realizaron 4 experimentos con dos crudos diferentes de campos del territorio nacional, dichos experimentos fueron de inyección de aceite e inyección de agua para cada tipo crudo.

3.3.1 Procedimiento estandarizado para los experimentos de inyección de agua. (Agua desplazando aceite).

El desarrollo del experimento empieza por realizar una saturación de salmuera por inmersión, una vez saturadas las muestras de roca, se realiza el montaje del sistema de inyección y activación del sistema complementado con el tomógrafo, luego se realiza la inyección de aceite hasta alcanzar una saturación de agua irreducible, llegado este punto del experimento se inicia la inyección de salmuera simultáneamente con el proceso toma de imágenes de tomografía.

Dichas imágenes de tomografía se traducen en valores numéricos llamados CT's, con estos valores se puede obtener valores de saturación de agua en la ecuación (20), de esta manera se puede tabular perfiles de saturación a un tiempo y posición determinada.

Toda esta información será primordial en el momento en el cual se vaya a realizar el ajuste histórico en el software.

3.3.2 Procedimiento estandarizado para los experimentos de inyección de aceite. (Aceite desplazando agua).

El desarrollo del experimento comienza por realizar el montaje del sistema de inyección y activación del sistema complementado con el tomógrafo, luego se realiza la inyección de agua hasta alcanzar una saturación de agua de 100%, llegado este punto del experimento se inicia la inyección de aceite simultáneamente con el proceso toma de imágenes de tomografía.

Dichas imágenes de tomografía se traducen en valores numéricos llamados CT's, con estos valores se puede obtener valores de saturación de agua en la ecuación (20), de esta manera se puede tabular perfiles de saturación a un tiempo y posición determinada.

Toda esta información será primordial en el momento en el cual se vaya a realizar la simulación en el software.

Posteriormente la información obtenida de estos experimentos se compara con resultados de experimentos de iguales características en cuanto a fluidos y valores petrofísicas que otros autores realizaron, pero evaluados con el software Sendra a fin de hacer una validación de los valores obtenidos en este proyecto.

4. Análisis de resultados

4.1 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de aceite con crudo tipo A

Se procede a analizar los resultados obtenidos para el experimento 1, el cual consiste en una inyección de aceite en una roca saturada inicialmente de agua cómo se menciona en el procedimiento estándar para un proceso de inyección de aceite. La información se carga en la herramienta desarrollada.

Los criterios de entrada se pueden apreciar en la Figura 10, los cuales hacen referencia a los valores petrofísicos de la roca, propiedades de los fluidos, valores de saturaciones y exponentes para la obtención de las gráficas de permeabilidades relativas.

La información experimental obtenida se carga en el algoritmo y se procede a la interpretación planteando diferentes configuraciones, a continuación, se presenta el mejor ajuste obtenido. La figura 11 muestra las estimaciones obtenidas para la producción de agua (W_p) y el diferencial de presión (D_p) en el tiempo, respectivamente. La figura 14 muestra el ajuste obtenido para los perfiles de saturación de agua vs distancia en la muestra, esto en función del tiempo. Finalmente, la Figura 16 muestra las permeabilidades relativas estimadas.

En la Figura 11 se observan ajustes muy acertados de diferencial de presión y de producción de agua, respectivamente. Por otro lado, en la figura 14 se puede apreciar que los perfiles de saturación de agua en el tiempo, donde se aprecia un desplazamiento homogéneo es decir que el

agua móvil antes del frente de avance es casi nula; apréciase en esta figura que los perfiles simulados se ajustan de muy buena manera el comportamiento observado en el laboratorio, el cuál es el esperado para un desplazamiento con una relación de movilidades favorable.

La figura16 presenta las permeabilidades relativas estimadas por medio del enfoque de ajuste histórico usando el algoritmo, se aprecia que estas curvas se muestran en los intervalos de saturaciones móviles obtenidos para este desplazamiento tipo drenaje, con saturaciones de agua variando desde 1 hasta 0.2955 (Swirr). Es importante señalar que, en estas curvas se usa como permeabilidad base, la permeabilidad absoluta al agua estimada ($K_w=145.96$ mD),

Figura 10. Criterios de entrada para el experimento de inyección de aceite, crudo tipo A

Guardar Entradas		Cargar Entradas	
Permeabilidad [mD]	145.96	So inicial [frac]	0
Porosidad [frac]	0.189	So residual [frac]	0
Largo [cm]	12.863	Krw @ So residual	1
Diámetro [cm]	3.687	Sw irreducible [frac]	0.2955 <input type="checkbox"/> Ajustar
Viscosidad Aceite [cp]	8.36	Kro @ Sw irreducible	0.6836 <input type="checkbox"/> Ajustar
Viscosidad Agua [cp]	0.447	Exponente aceite No	1.2771 <input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Tasa Inyección [cc/min]	1	Exponente agua Nw	3.8379 <input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Tiempo Inyección [min]	95		
		Visualizar Curvas	
		Exportar Curvas	

Figura 11. Ajuste producción de agua (W_p) y diferencia de presión (D_p) para el experimento de inyección de aceite, crudo tipo A

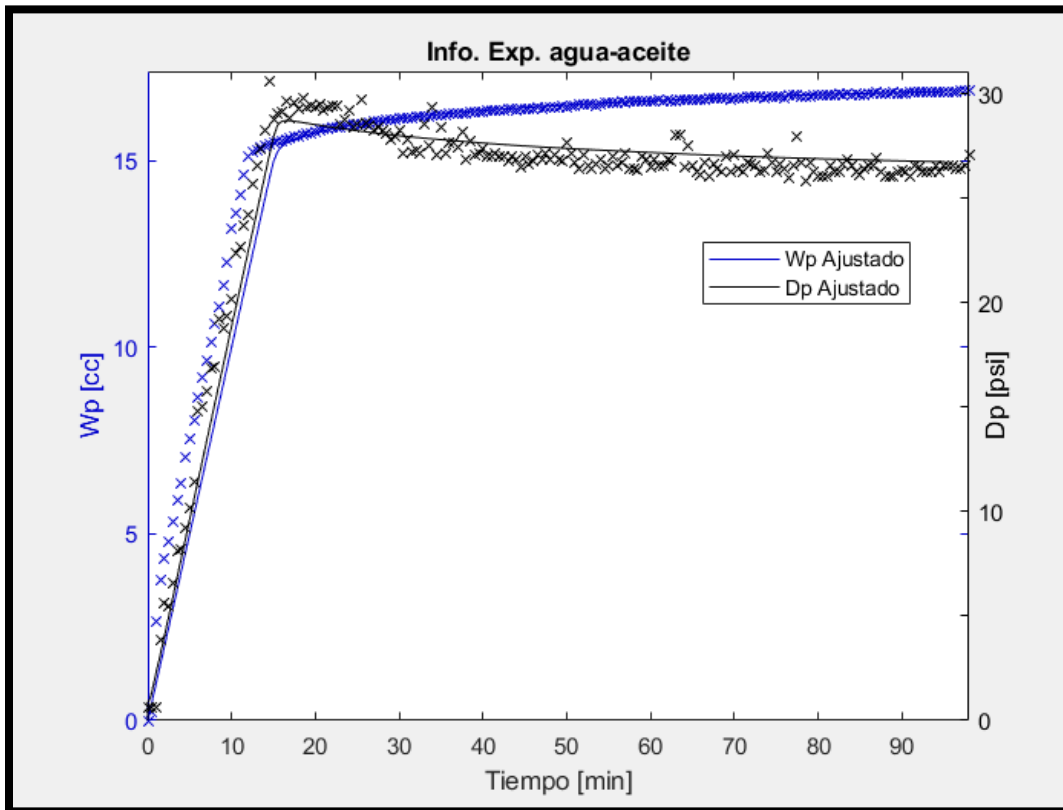


Figura 12. Ajuste de la producción de agua realizado en SENDRA

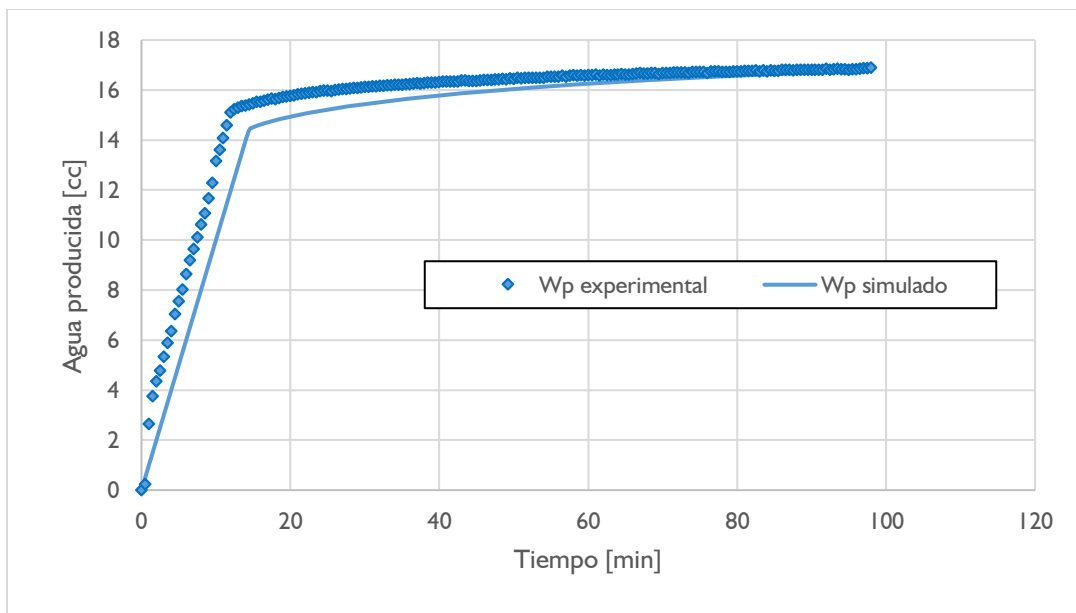


Figura 13. Ajuste de diferencial de presión realizado en SENDRA

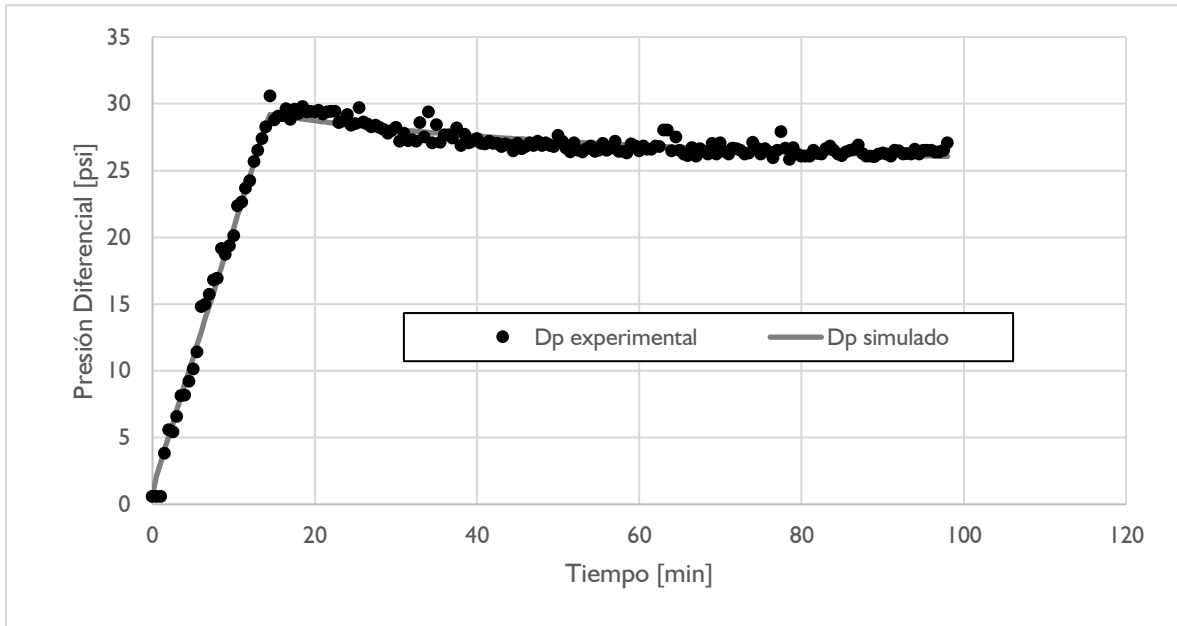


Figura 14. Ajuste de los perfiles de saturación de agua proceso de inyección de aceite

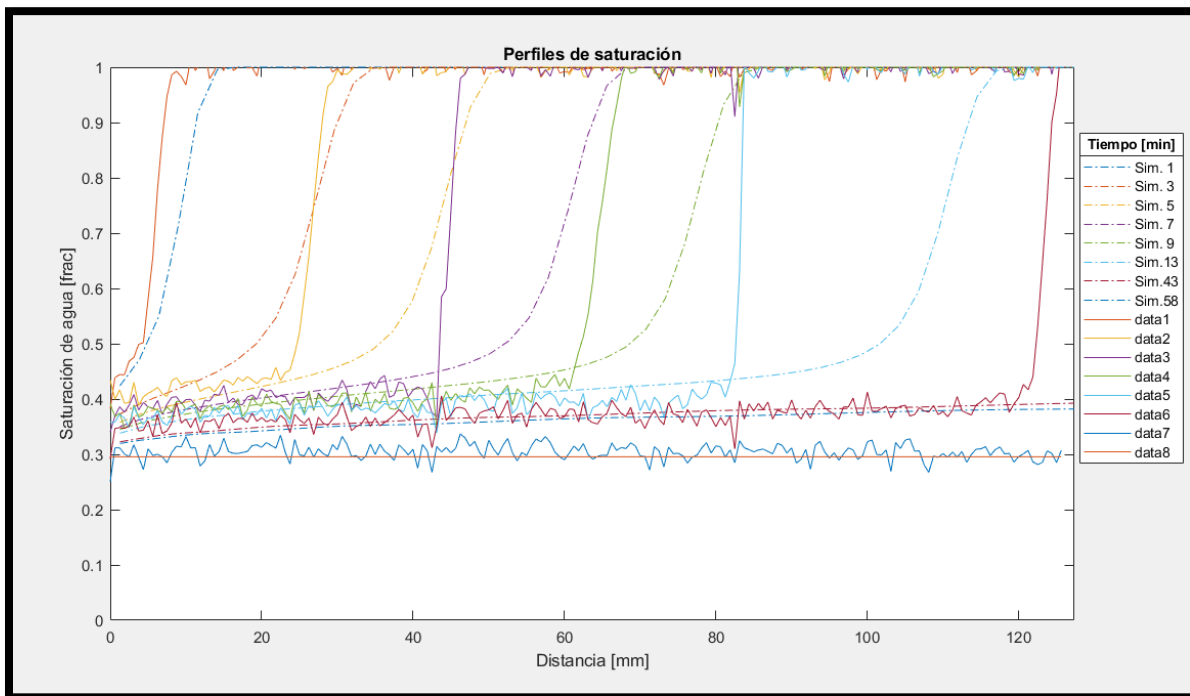


Figura 15. Ajuste de los perfiles de saturación de agua realizado en SENDRA

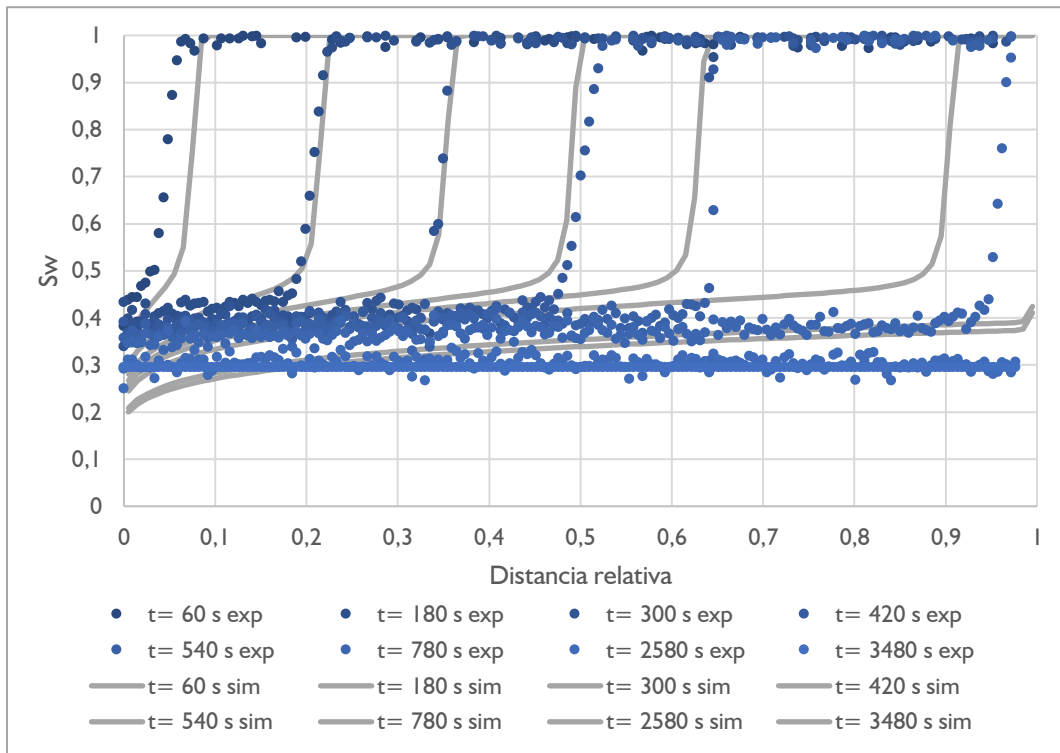


Figura 16. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite, crudo tipo A

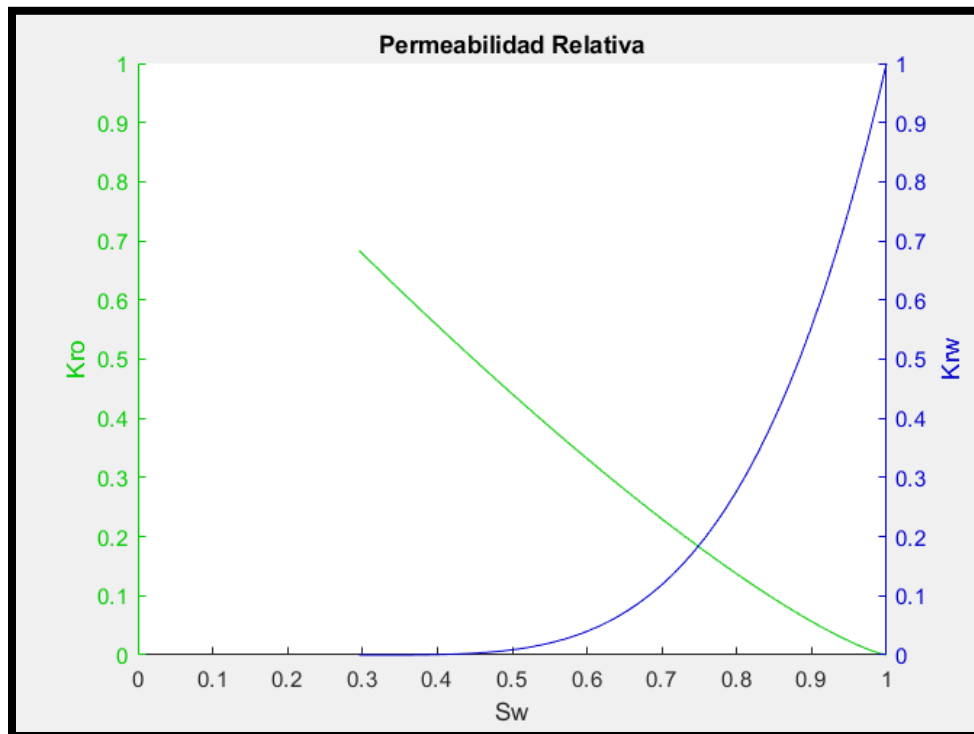
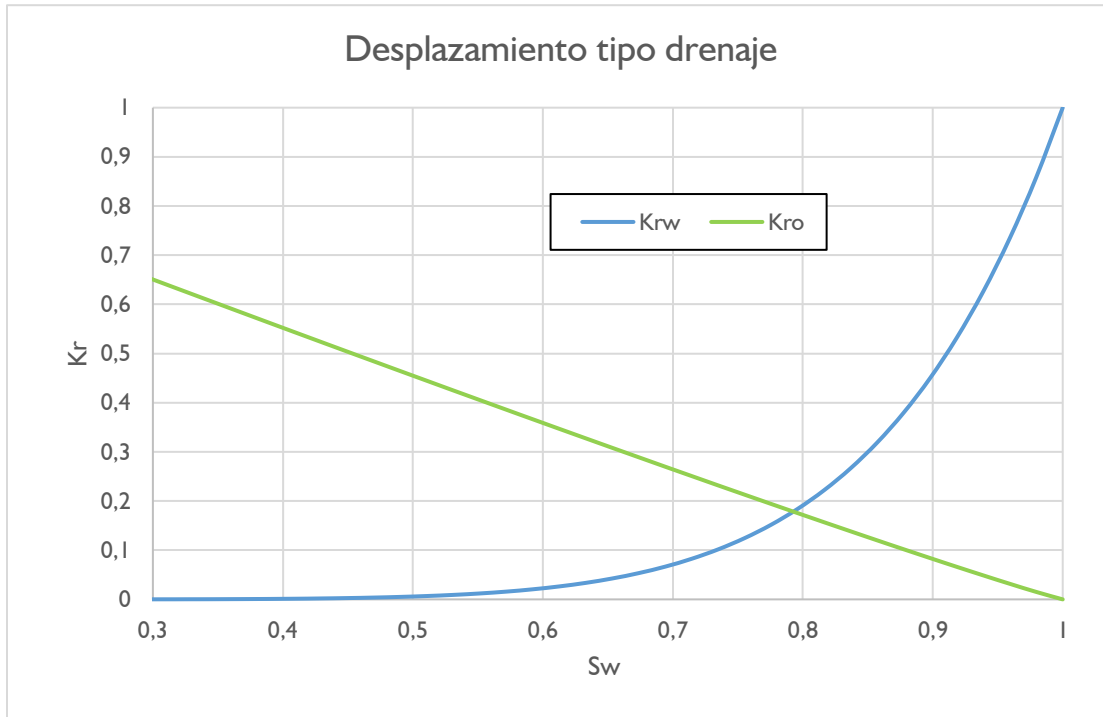


Figura 17. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite realizado en SENDRA



Los valores obtenidos se validaron haciendo una comparación con información ya realizada y analizada en Sendra. Las Figuras 11, 12 y 13 muestran una comparación de las curvas obtenidas para los criterios de producción de aceite y diferencial de presión, las Figuras 14 y 15 comparan los perfiles de saturación de agua y las Figuras 16 y 17 exponen las curvas correspondientes a permeabilidades relativas, las cuales muestran un ajuste muy similar, validando que el algoritmo desarrollado para la estimación trabajó con la misma eficacia que el software comercial Sendra para la determinación de las permeabilidades relativas y la simulación del experimento.

4.2 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de agua con crudo tipo A.

Se procede a analizar los resultados obtenidos para el experimento 1, el cual consiste en una inyección de agua en una roca saturada inicialmente de aceite y agua irreducible como se menciona en el procedimiento estándar de un proceso de imbibición. La información se carga en la herramienta desarrollada.

Para realizar la interpretación de presión diferencial, recuperación de aceite y perfiles de saturación de agua obtenidos por tomografía, en diferentes tiempos experimentales, se simulan, diferentes configuraciones, buscando el mejor ajuste.

Los criterios de entrada se pueden apreciar en la Figura 18, los cuales hacen referencia a los valores petrofísicos de la roca, propiedades de los fluidos, valores de saturaciones y exponentes para la obtención de las gráficas de permeabilidades relativas.

Figura 18. Criterios de entrada para inyección de agua, crudo tipo A

The screenshot shows a software window titled "Entrada de datos Agua-Aceite". It contains two columns of input fields. The left column has a "Guardar Entradas" button above it, and the right column has a "Cargar Entradas" button above it. The parameters and their values are as follows:

Parameter	Value	Adjustable
Permeabilidad [mD]	145.96	
Porosidad [frac]	0.185	
Largo [cm]	12.863	
Diámetro [cm]	3.687	
Viscosidad Agua [cp]	0.447	
Viscosidad Aceite [cp]	8.36	
Tasa Inyección [cc/min]	0.25	
Tiempo Inyección [min]	95	
Sw inicial [frac]	0.2955	
Sw irreducible [frac]	0.2955	
Kro @ Sw irreducible	1	
So residual [frac]	0.40037	<input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Krw @ So residual	0.029362	<input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Exponente agua Nw	2.0254	<input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Exponente aceite No	1.9468	<input checked="" type="checkbox"/> Ajustar

At the bottom of the right column, there are two buttons: "Visualizar Curvas" and "Exportar Curvas".

En la Figura 19 se demuestra que se obtuvo un buen ajuste tanto de crudo producido (N_p), como de diferenciales de presión (D_p), en la curva de N_p se remueve parte de la información experimental desde el minuto 40 hasta el minuto 80 aproximadamente, la razón es que durante este periodo la recuperación fue constante y por tanto no representa mayor impacto en los resultados.

Por otro lado, en la curva de D_p se obtiene un buen ajuste con los datos mostrados, aunque, sólo se muestran datos de D_p para los tiempos de 30 minutos a 90 minutos, debido que durante el experimento los diferenciales de presión en tiempos tempranos presentaron inconsistencias por fallos en el equipo, esta reducción de información se contrarresta con información adicional por parte de la tomografía, así logrando un ajuste representativo con la simulación.

El ajuste de los perfiles de saturación de agua, estimados con tomografía, se muestran en la Figura 22, se aprecia un modelado adecuado del frente de avance durante el desplazamiento, a pesar de que los perfiles no son uniformes, es importante resaltar que los valores de saturación se ajustaron en función del balance de materia.

La Figura 24 muestra las permeabilidades relativas estimadas por medio del enfoque de ajuste histórico, nótese que estas curvas exhiben el comportamiento típico de una muestra mojada por agua. Es importante señalar que, en estas curvas se usa como permeabilidad base, la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible ($K_{O_{eff}}=99.78$ mD).

Figura 19. Ajuste de crudo producido (N_p) y diferencial de presión (D_p) para el experimento de inyección de agua, crudo tipo A

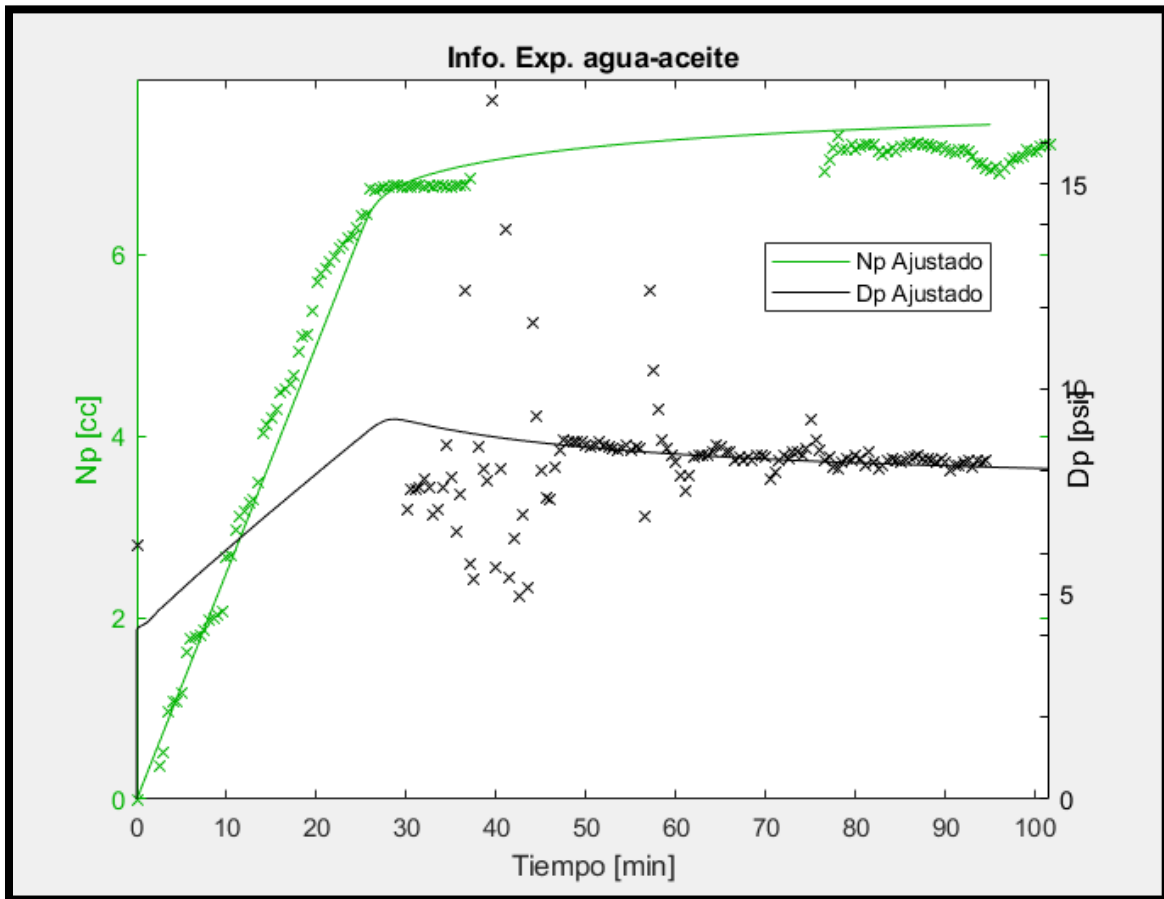


Figura 20. Ajuste de Np realizado en SENDRA

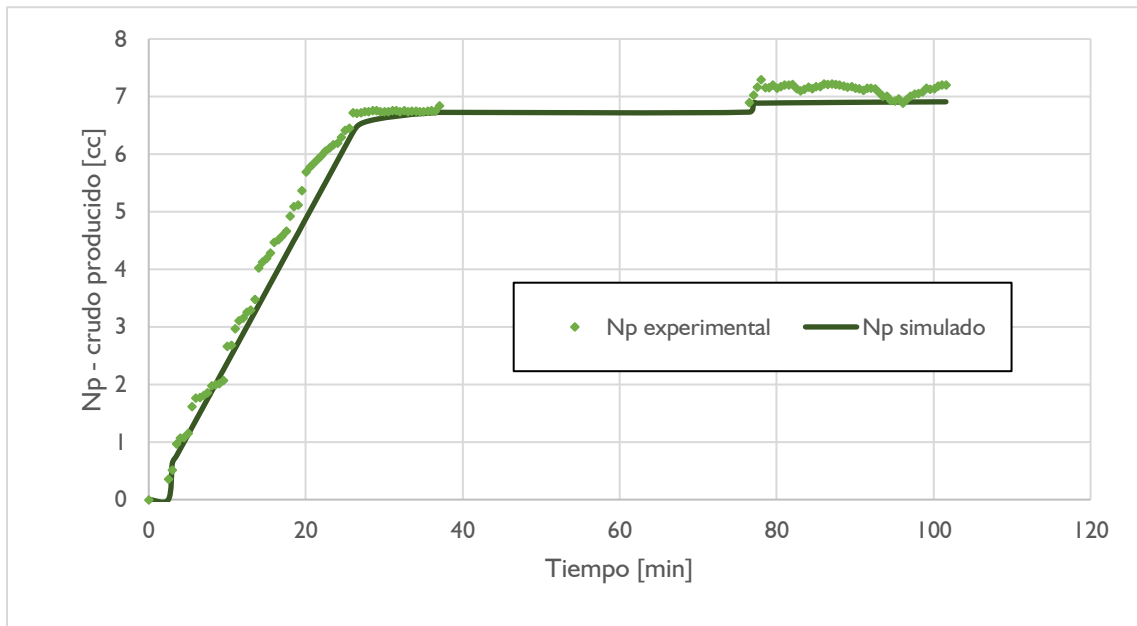


Figura 21. Ajuste de Dp realizado en SENDRA

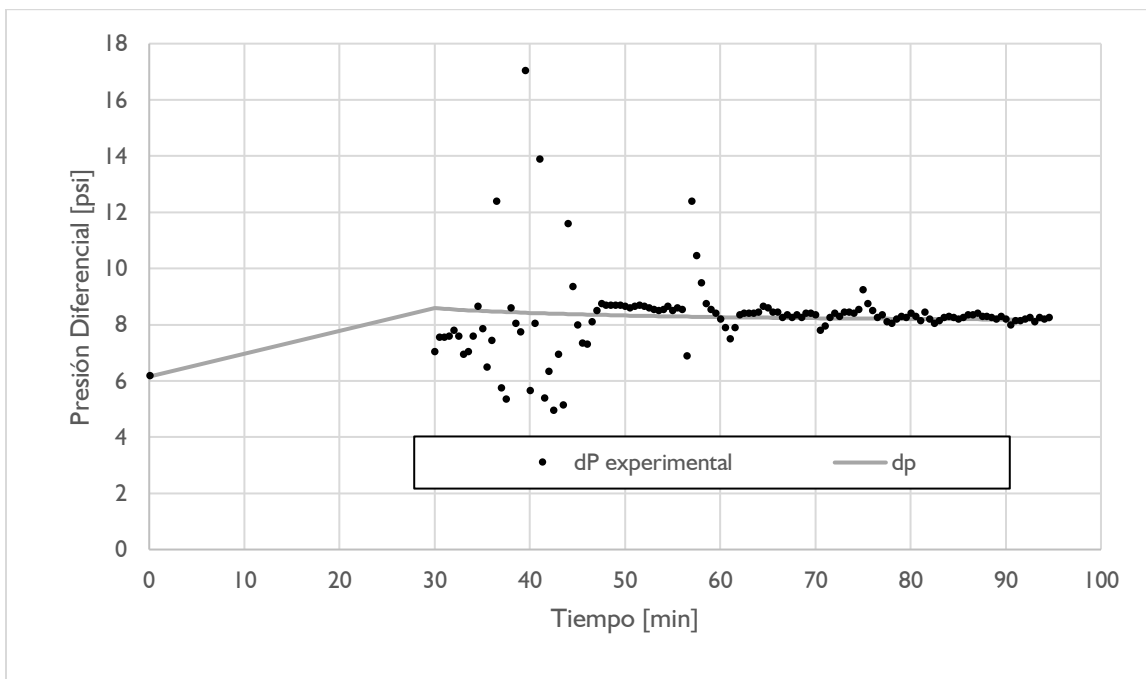


Figura 22. Ajuste de los perfiles de saturación de agua

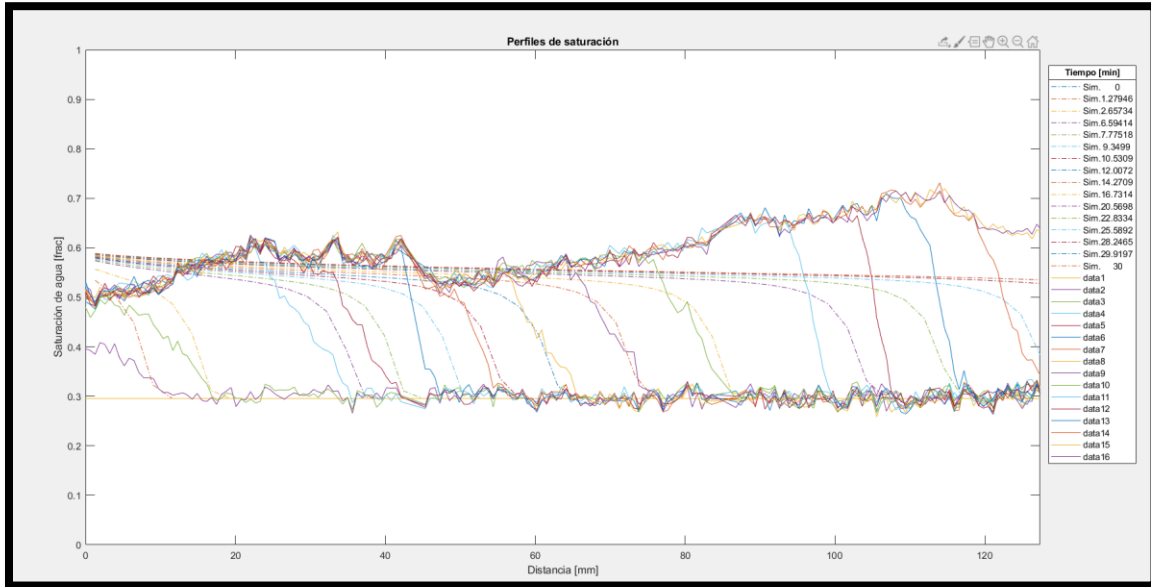


Figura 23. Ajuste de los perfiles de saturación realizado en SENDRA

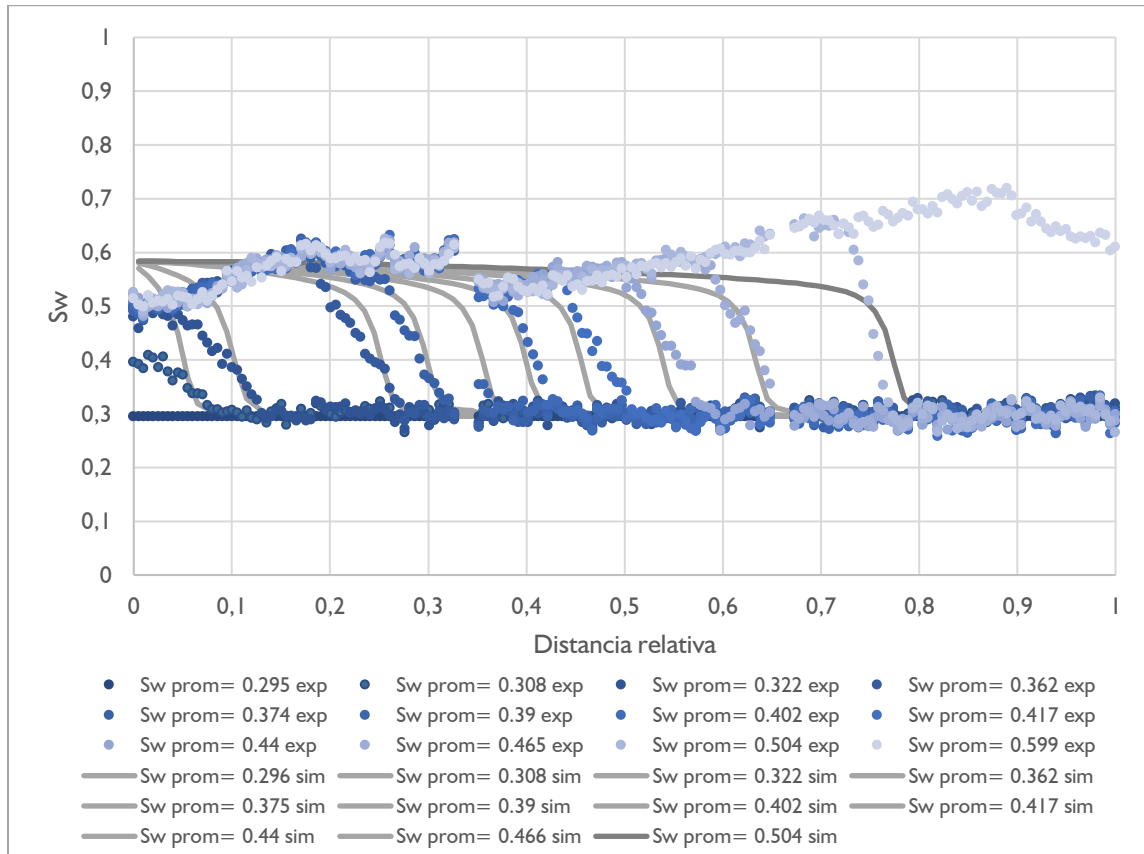


Figura 24. Permeabilidades relativas proceso de inyección de agua crudo tipo A

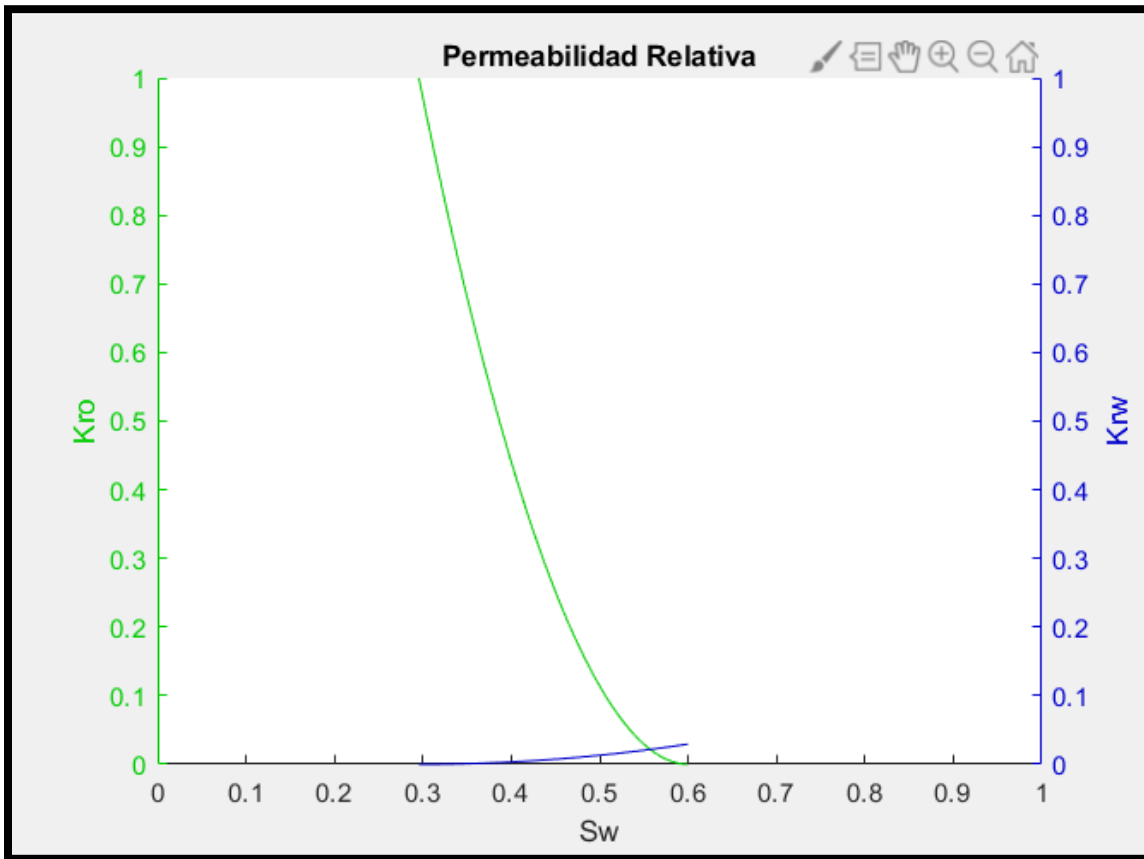
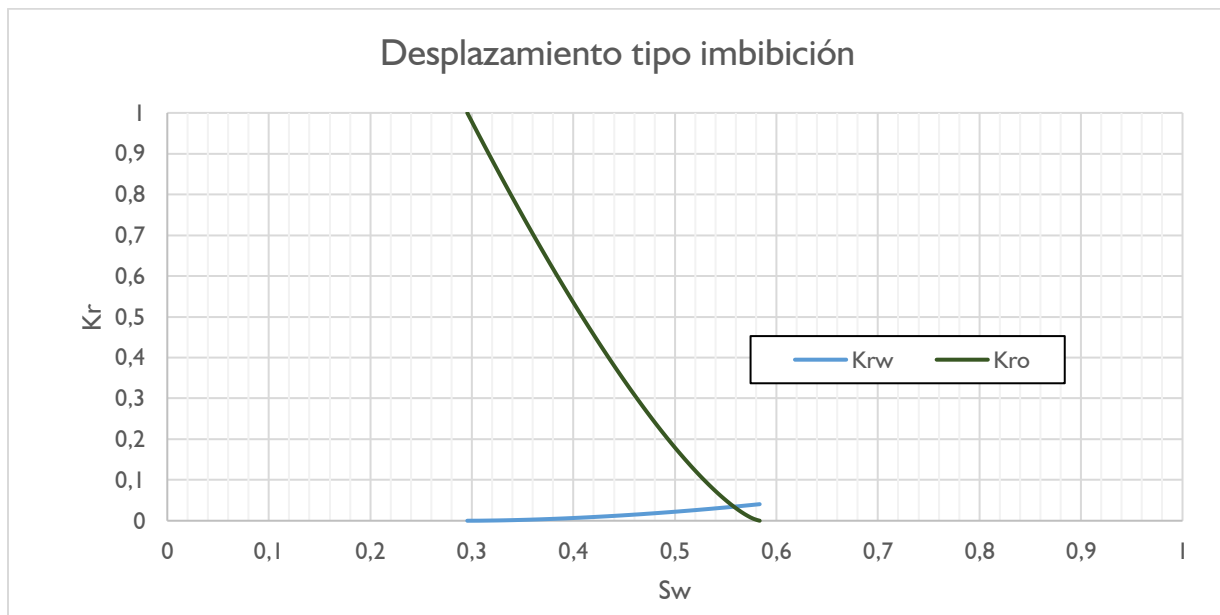


Figura 25. Permeabilidades relativas proceso de inyección de agua realizado en SENDRA



Los valores obtenidos se validaron haciendo una comparación con información ya realizada y analizada en Sendra. Las Figuras 19, 20 y 21 muestran una comparación de las curvas obtenidas para los criterios de producción de aceite y diferencial de presión, las Figuras 22 y 23 comparan los perfiles de saturación de agua y las Figuras 24 y 25 exponen las curvas correspondientes a permeabilidades relativas, las cuales muestran un ajuste muy similar, certificando que el algoritmo desarrollado para la estimación trabajó con la misma eficacia que el software comercial Sendra para la determinación de las permeabilidades relativas y la simulación del experimento.

4.3 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de aceite con crudo tipo B

Se procede a analizar los resultados obtenidos para el experimento 2, el cual consiste en una inyección de aceite en una roca saturada inicialmente de agua.

Los criterios de entrada se pueden apreciar en la Figura 26, los cuales hacen referencia a los valores petrofísicos de la roca, propiedades de los fluidos, valores de saturaciones y exponentes para la obtención de las gráficas de permeabilidades relativas.

La data experimental se ingresa en el algoritmo y se realiza la interpretación planteando diversas configuraciones, presentando los mejores ajustes obtenidos. La Figura 27 muestra los datos simulados y experimentales para la producción de agua (W_p) y el diferencial de presión en el tiempo (D_p), respectivamente. La Figura 30 muestra el ajuste logrado para los perfiles de saturación de agua a diferentes tiempos. Finalmente, la Figura 32 muestra las permeabilidades relativas determinadas.

En la figura 27 se aprecia un excelente ajuste en el diferencial de presión y una gran coincidencia gráfica en la producción de agua. En la Figura 27, los datos correspondientes a la producción de agua se observa una discordancia entre los datos arrojados por el separador con los del tomógrafo, porque al asumir un frente de avance homogéneo no habrá agua móvil antes del frente y por tanto se asegura que después de ruptura no debería aumentar la producción de agua, tal como la tendencia de simulación.

En conjunto a esto, en la figura 30 se observan los perfiles de saturación de agua en función del tiempo sugiriendo un desplazamiento tipo pistón, o sea que la saturación de agua antes del frente tiende a ser la irreducible. En esta figura los perfiles simulados asemejan de muy buena manera, aproximándose al comportamiento observado en el laboratorio.

La Figura 32 presenta las permeabilidades relativas estimadas por medio del enfoque de ajuste histórico usando el algoritmo. Cabe resaltar que, en estas curvas se usa como permeabilidad base, la permeabilidad absoluta al agua estimada ($K_w=40.47$ mD).

Nota: De la información suministrada de los experimentos analizados con Sendra, en la Figura 29 de diferenciales de presión vs tiempo, cabe aclarar que se hace la comparación hasta un tiempo de 250 minutos aproximadamente, el cual es el tiempo de inyección del experimento de drenaje con el crudo tipo B.

Figura 26. Criterios de entrada para el experimento de inyección de aceite, crudo tipo B

Guardar Entradas		Cargar Entradas	
Permeabilidad [mD]	40.47	So inicial [frac]	0
Porosidad [frac]	0.2278	So residual [frac]	0
Largo [cm]	18.15	Krw @ So residual	1
Diámetro [cm]	3.81	Sw irreducible [frac]	0.2531 <input type="checkbox"/> Ajustar
Viscosidad Aceite [cp]	61.32	Kro @ Sw irreducible	1 <input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Viscosidad Agua [cp]	0.44	Exponente aceite No	2.9 <input type="checkbox"/> Ajustar
Tasa Inyección [cc/min]	0.25	Exponente agua Nw	2.3441 <input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Tiempo Inyección [min]	250	<input type="button" value="Visualizar Curvas"/>	
		<input type="button" value="Exportar Curvas"/>	

Figura 27. Ajuste de producción de agua y diferencial de presión para inyección de aceite, crudo tipo B

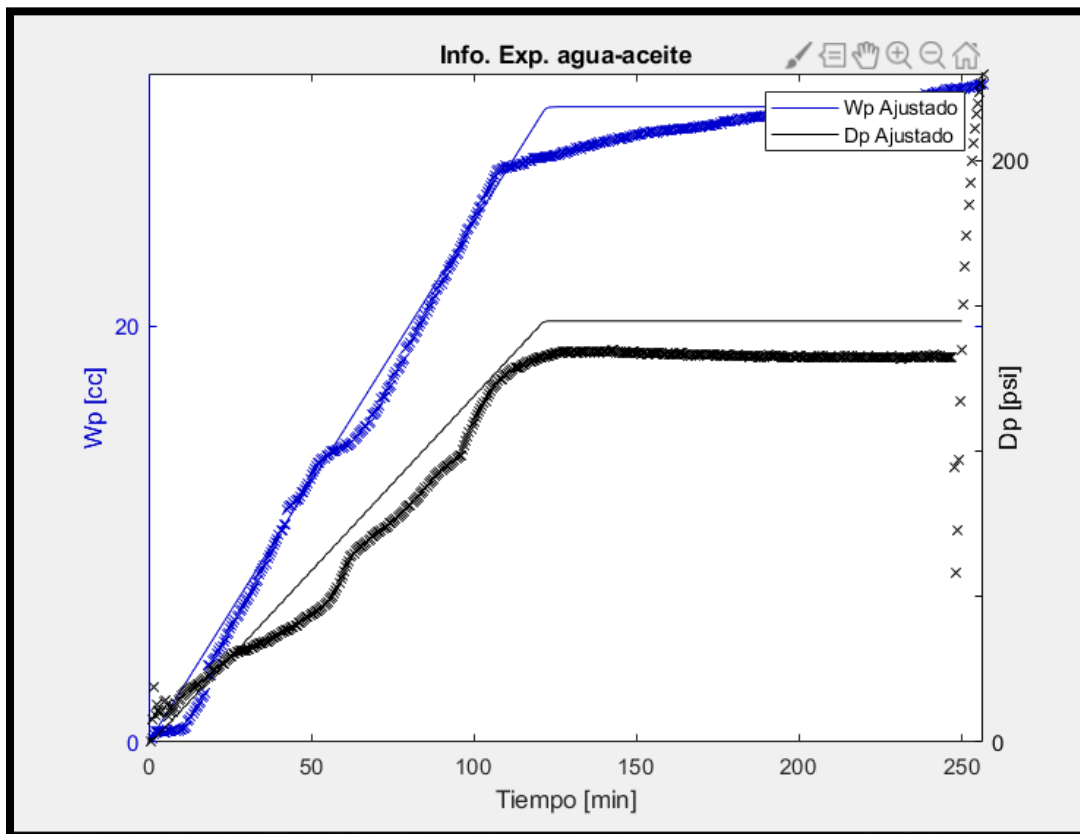


Figura 28. Ajuste de producción de agua realizado en SENDRA

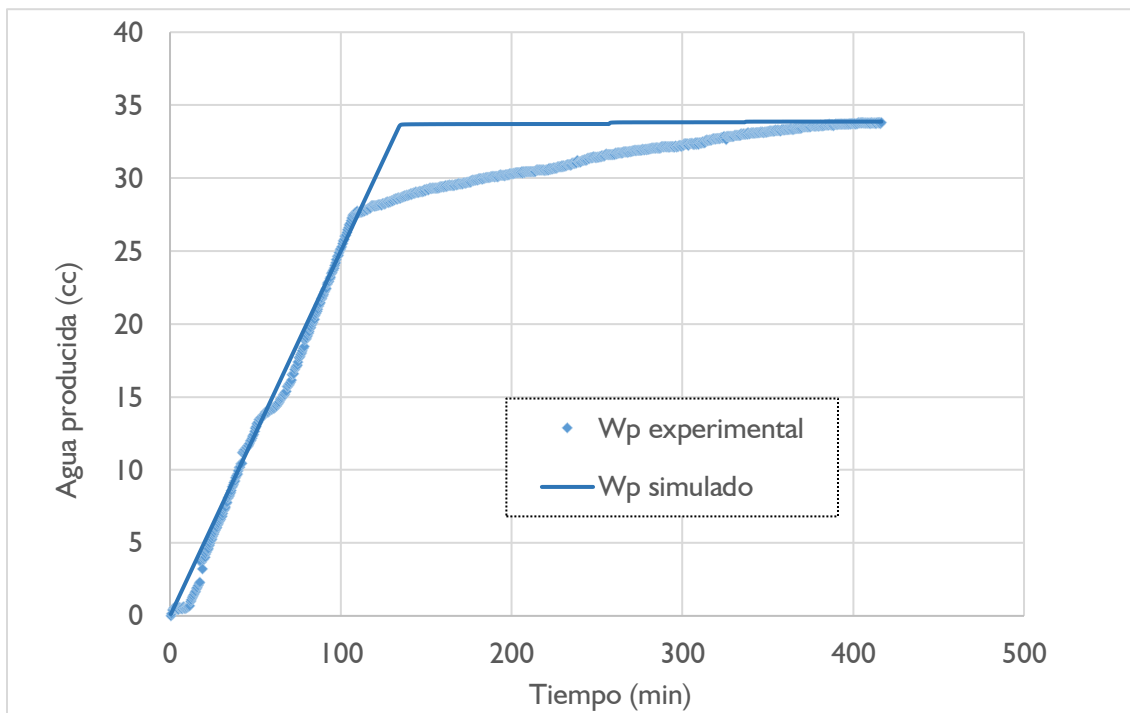


Figura 29. Ajuste de diferencial de presión realizado en SENDRA

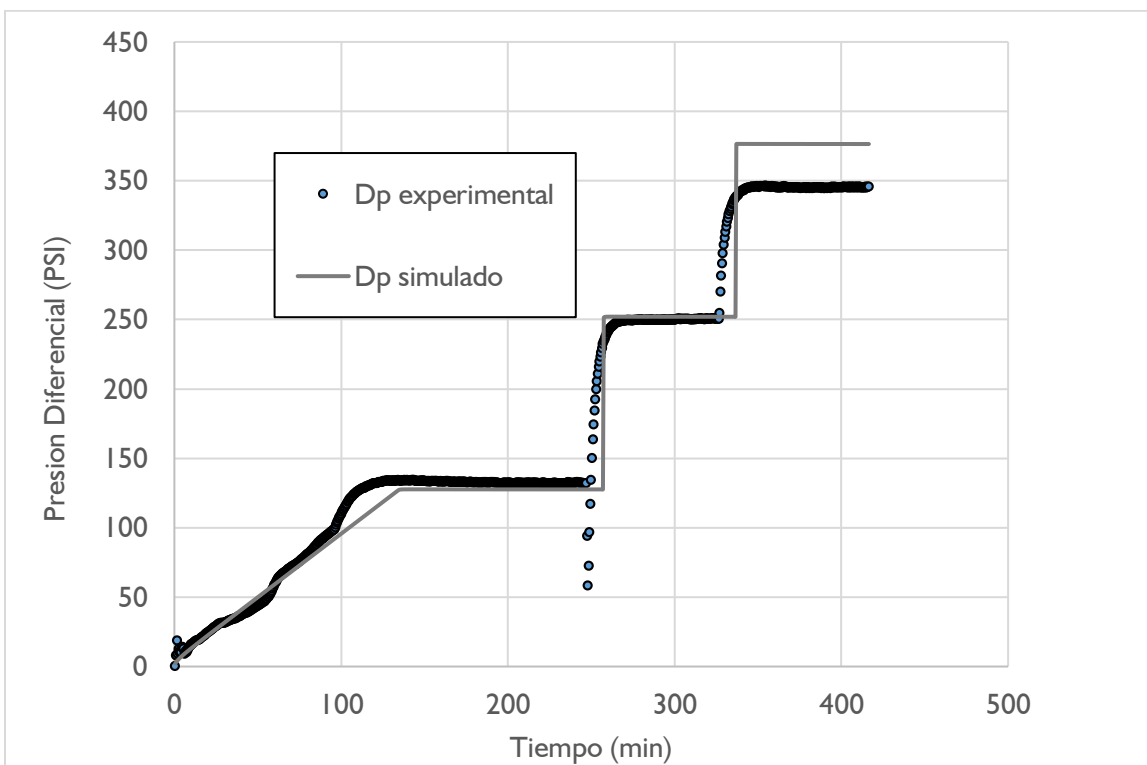


Figura 30. Ajuste de perfiles de saturación de agua proceso de inyección de aceite

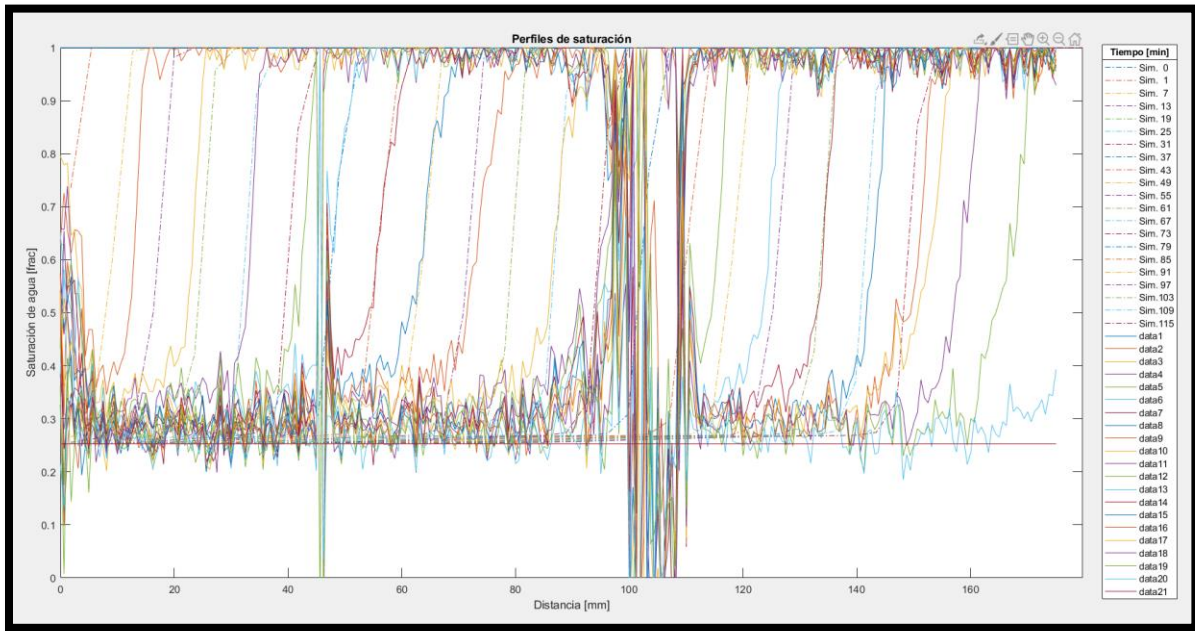


Figura 31. Ajuste de perfiles de saturación de agua realizado en SENDRA

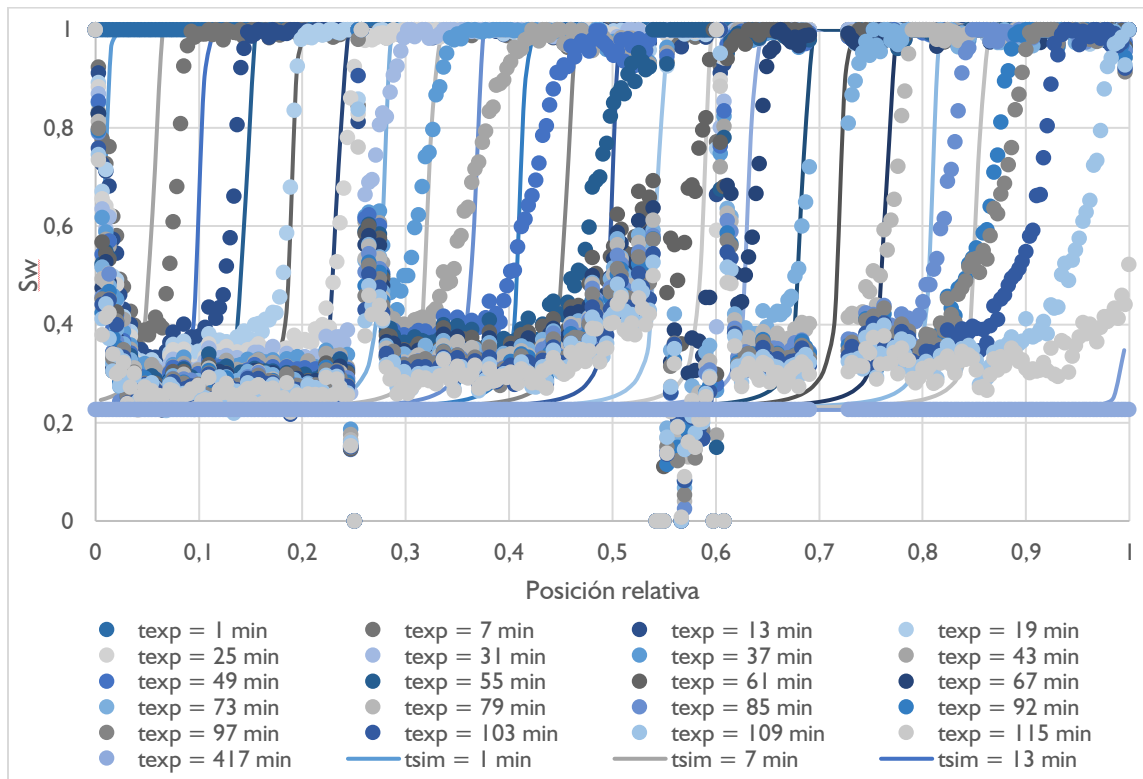


Figura 32. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite, crudo tipo B

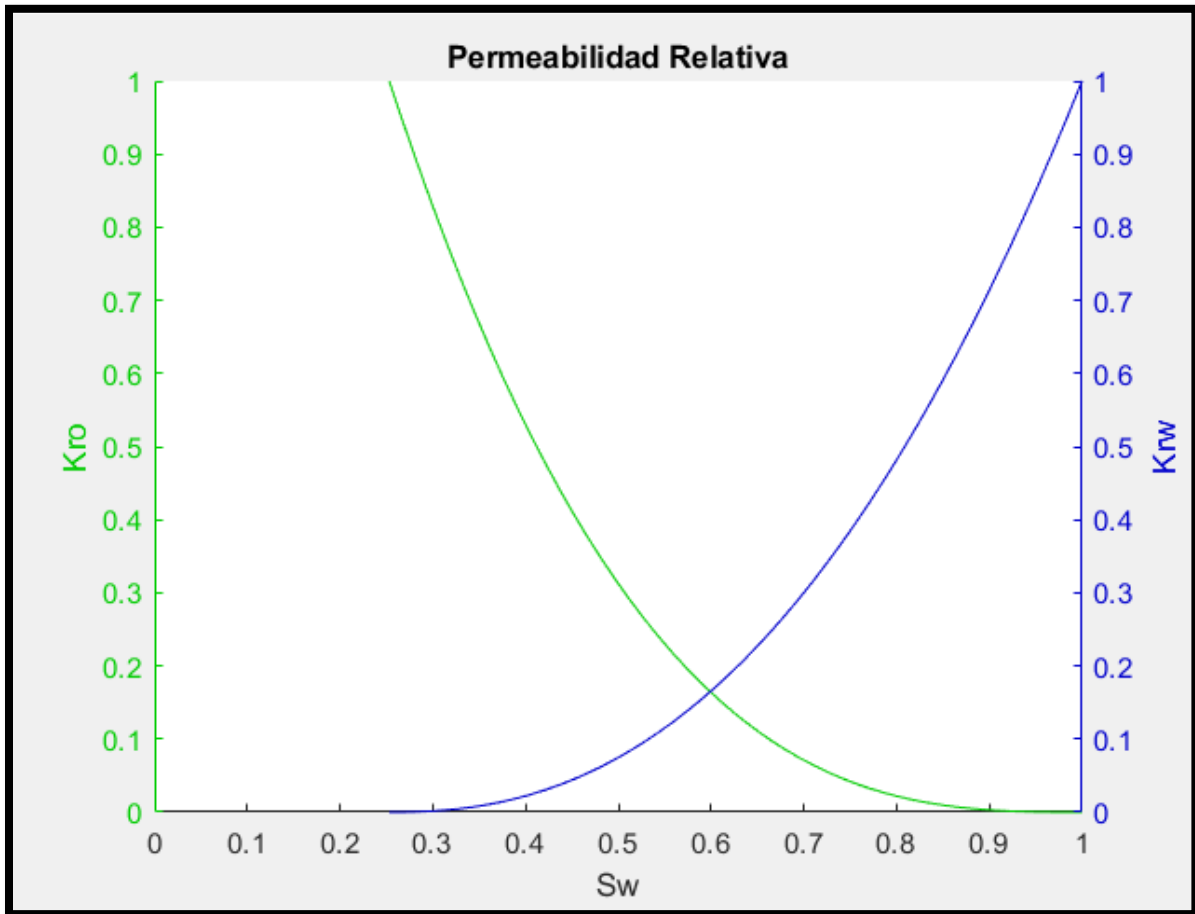
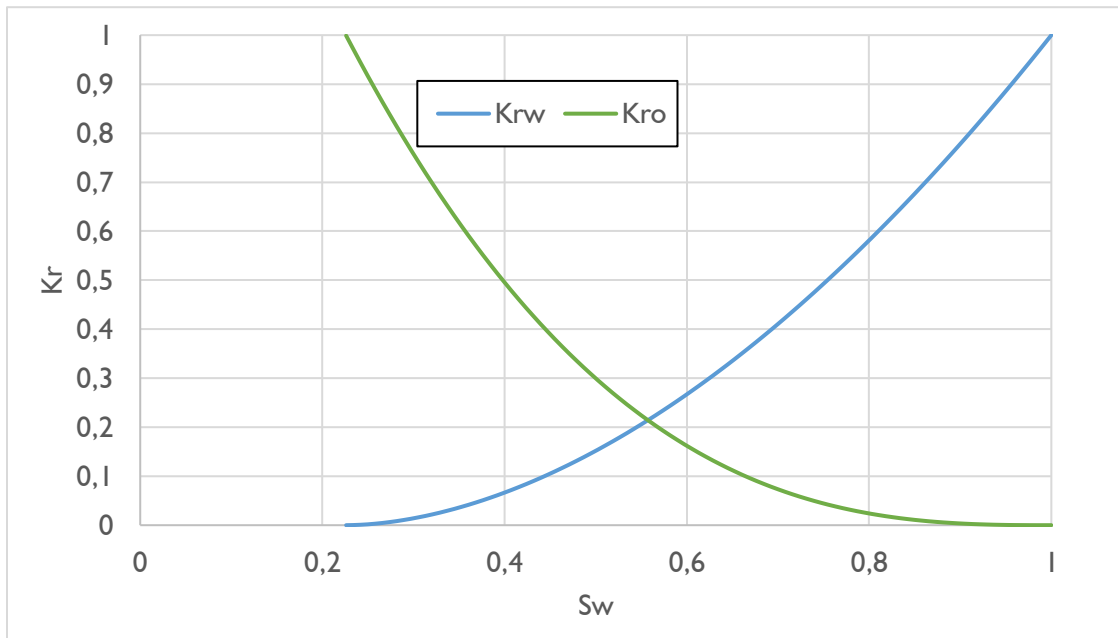


Figura 33. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de aceite realizado en SENDRA



Los valores obtenidos se validaron haciendo una comparación con información ya realizada y analizada en Sendra. Las Figuras 27, 28 y 29 muestran una comparación de las curvas obtenidas para los criterios de producción de aceite y diferencial de presión, las Figuras 30 y 31 comparan los perfiles de saturación de agua y las Figuras 32 y 33 exponen las curvas correspondientes a permeabilidades relativas, las cuales muestran un ajuste muy similar, certificando que el algoritmo desarrollado para la estimación trabajó con la misma eficacia que el software comercial Sendra para la determinación de las permeabilidades relativas y la simulación del experimento.

4.4 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de inyección de agua con crudo tipo B.

Se procede a analizar los resultados obtenidos, el cual consiste en una inyección de agua en una roca saturada inicialmente de aceite y agua irreducible como se hace en un proceso de imbibición.

Los criterios de entrada se pueden apreciar en la Figura 34 los cuales hacen referencia a los valores petrofísicos de la roca, propiedades de los fluidos, valores de saturaciones y exponentes para la obtención de las gráficas de permeabilidades relativas.

La interpretación se realiza utilizando el algoritmo para estimar y ajustar los resultados relacionados con presión diferencial, crudo recuperado y los perfiles de saturación de agua obtenidos por tomografía. Analizando y experimentando con diversos escenarios hasta encontrar el ajuste con el mejor comportamiento visto en laboratorio

En la Figura 35 se observa el ajuste obtenido para la producción acumulada de crudo en el tiempo, evidenciando un ajuste muy concorde a lo esperado entre la data experimental y la tendencia de simulación. De igual forma, en esta Figura se presenta el ajuste en el diferencial de presión, donde se destaca una excelente sobreposición de los datos simulados sobre los experimentales

Finalmente, la Figura 38 presenta los resultados obtenidos de los perfiles de saturación de agua a diferentes tiempos, la baja coincidencia entre los perfiles simulados y los experimentales se puede explicar debido a la deficiencia del software para simular heterogeneidades en el medio poroso, especialmente en la zona de baja porosidad. Además de los perfiles estudiados se infiere que, se obtiene una saturación residual de aceite no-uniforme, debido principalmente a las heterogeneidades propias del medio poroso.

Del análisis realizado se obtienen las curvas de permeabilidad relativa que describen el proceso de waterflooding (agua desplazando crudo), las cuales se muestran en la figura 40. Es importante señalar que el análisis realizado con el simulador, demuestra que las fuerzas capilares no son relevantes en el desplazamiento, debido a que son mucho menores que las fuerzas viscosas, por lo tanto, no es posible obtener curvas de presión capilar a partir de este desplazamiento.

Figura 34. Criterios de entrada para el experimento de inyección de agua, crudo tipo B

Guardar Entradas		Cargar Entradas	
Permeabilidad [mD]	40.47	Sw inicial [frac]	0.2531
Porosidad [frac]	0.2278	Sw irreducible [frac]	0.2531
Largo [cm]	18.15	Kro @ Sw irreducible	1.007
Diámetro [cm]	3.81	So residual [frac]	0.4463 <input type="checkbox"/> Ajustar
Viscosidad Agua [cp]	0.44	Krw @ So residual	0.0974 <input type="checkbox"/> Ajustar
Viscosidad Aceite [cp]	61.32	Exponente agua Nw	5.951 <input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Tasa Inyección [cc/min]	0.25	Exponente aceite No	1.4605 <input checked="" type="checkbox"/> Ajustar
Tiempo Inyección [min]	1100		
		Visualizar Curvas	
		Exportar Curvas	

Figura 35. Ajuste de producción de crudo y diferencial de presión para inyección de agua, crudo tipo B

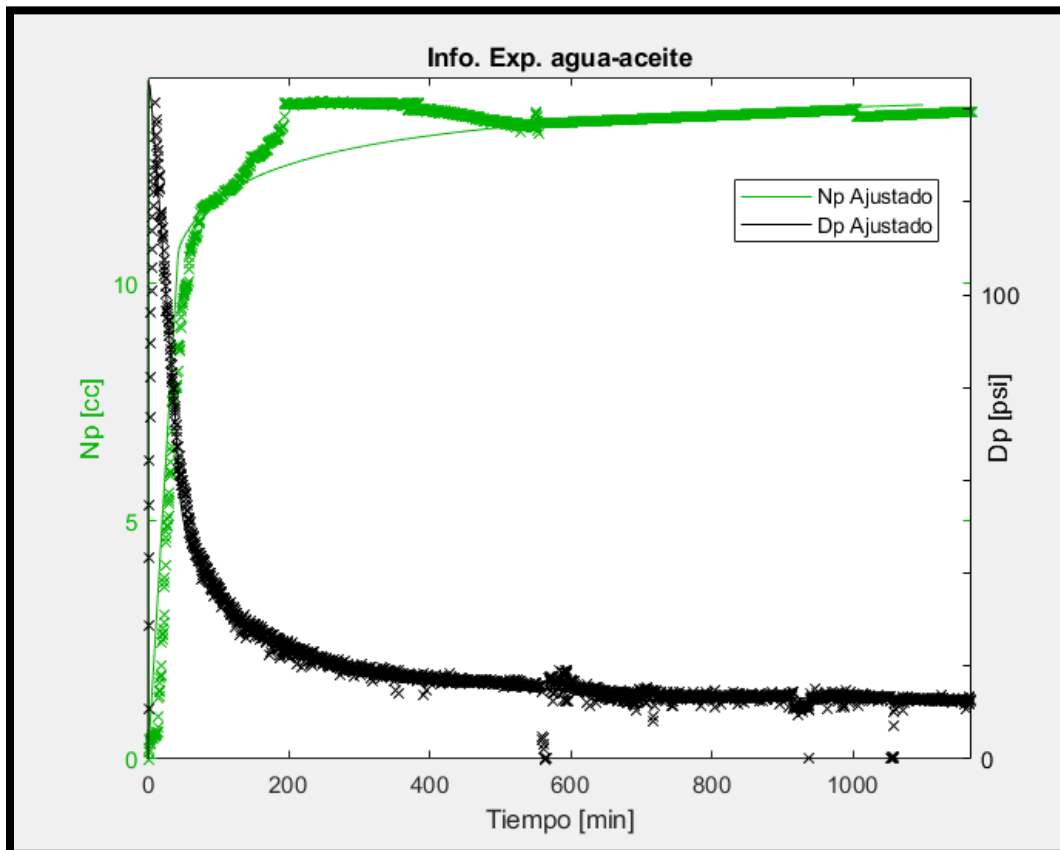


Figura 36. Ajuste de producción de crudo realizado en SENDRA

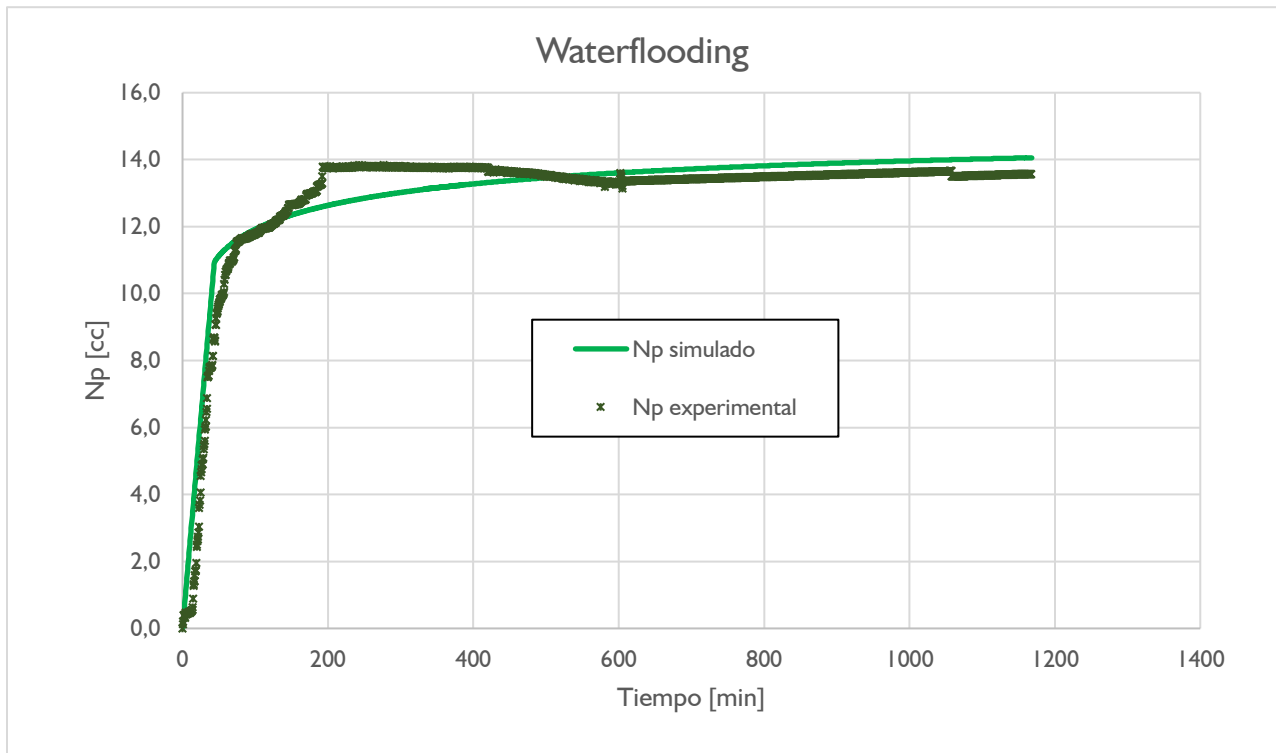


Figura 37. Ajuste de diferencial de presión realizado en SENDRA

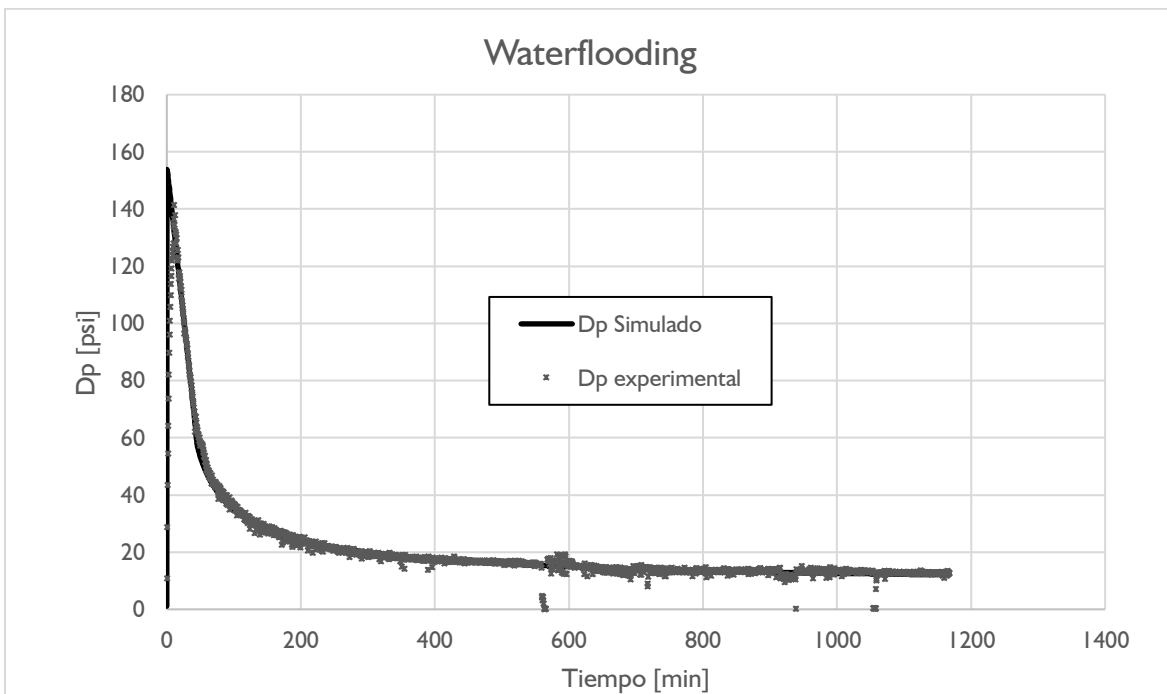


Figura 38. Ajuste de perfiles de saturación de agua proceso de inyección de agua

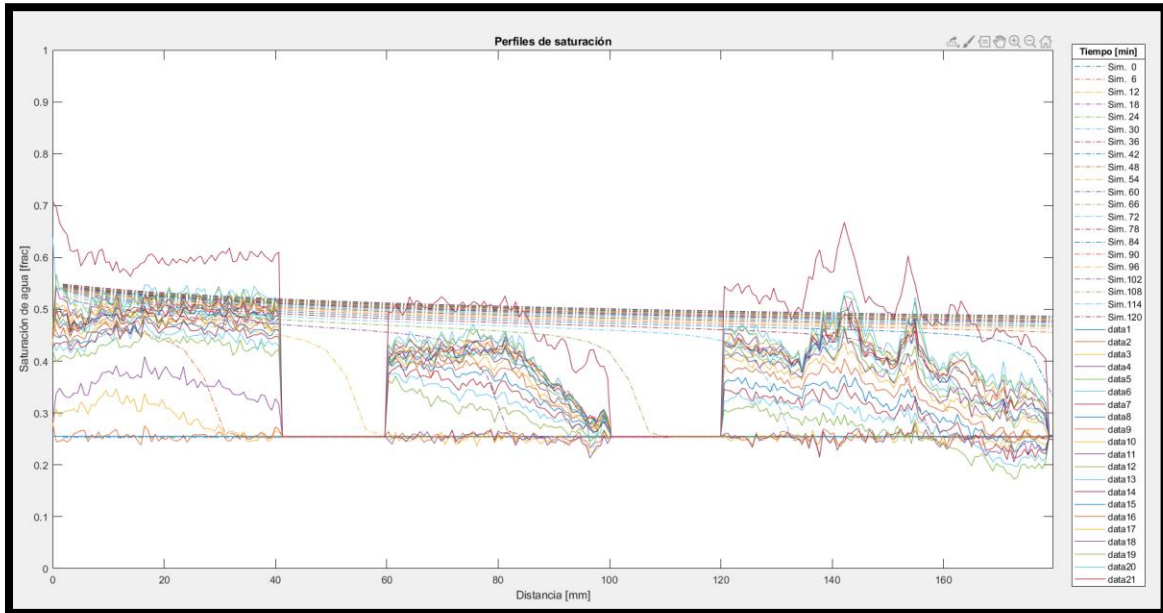


Figura 39. Ajuste de perfiles de saturación de agua realizado en SENDRA

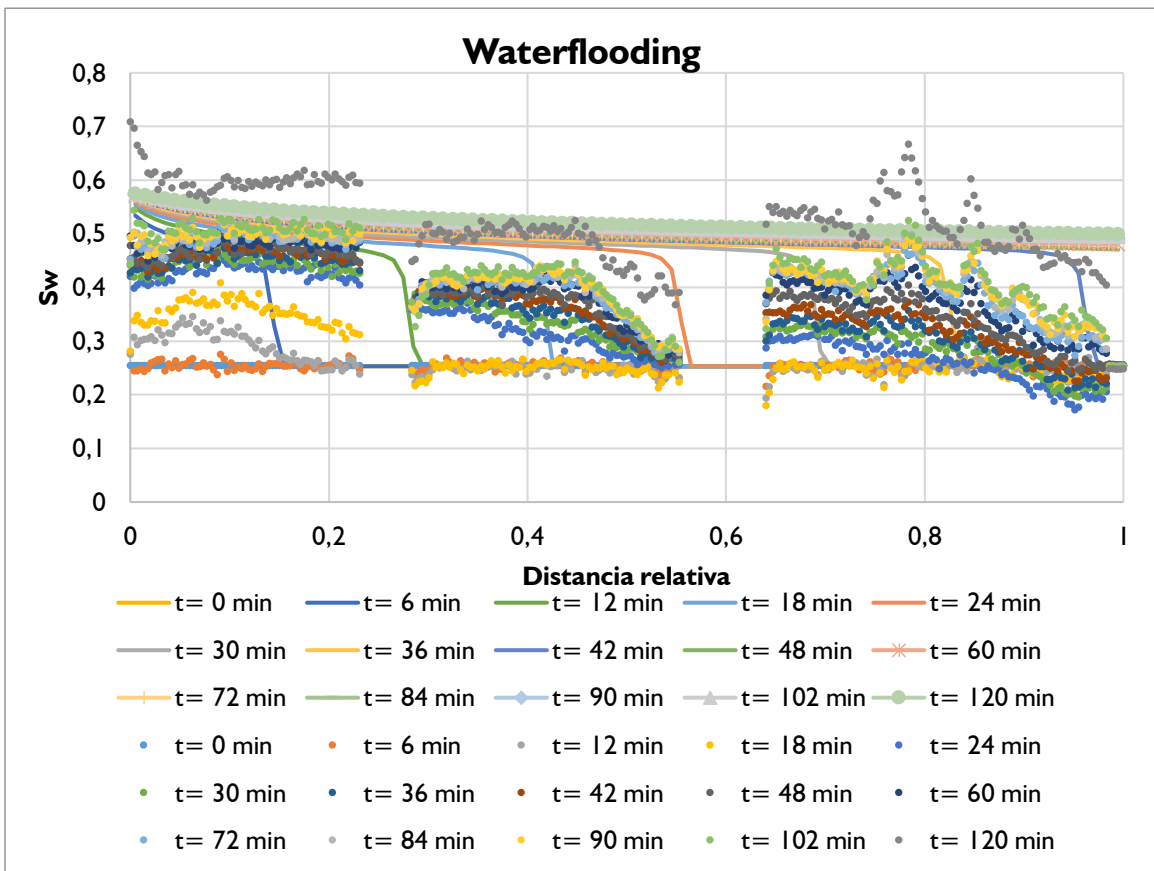


Figura 40. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de agua, crudo tipo B

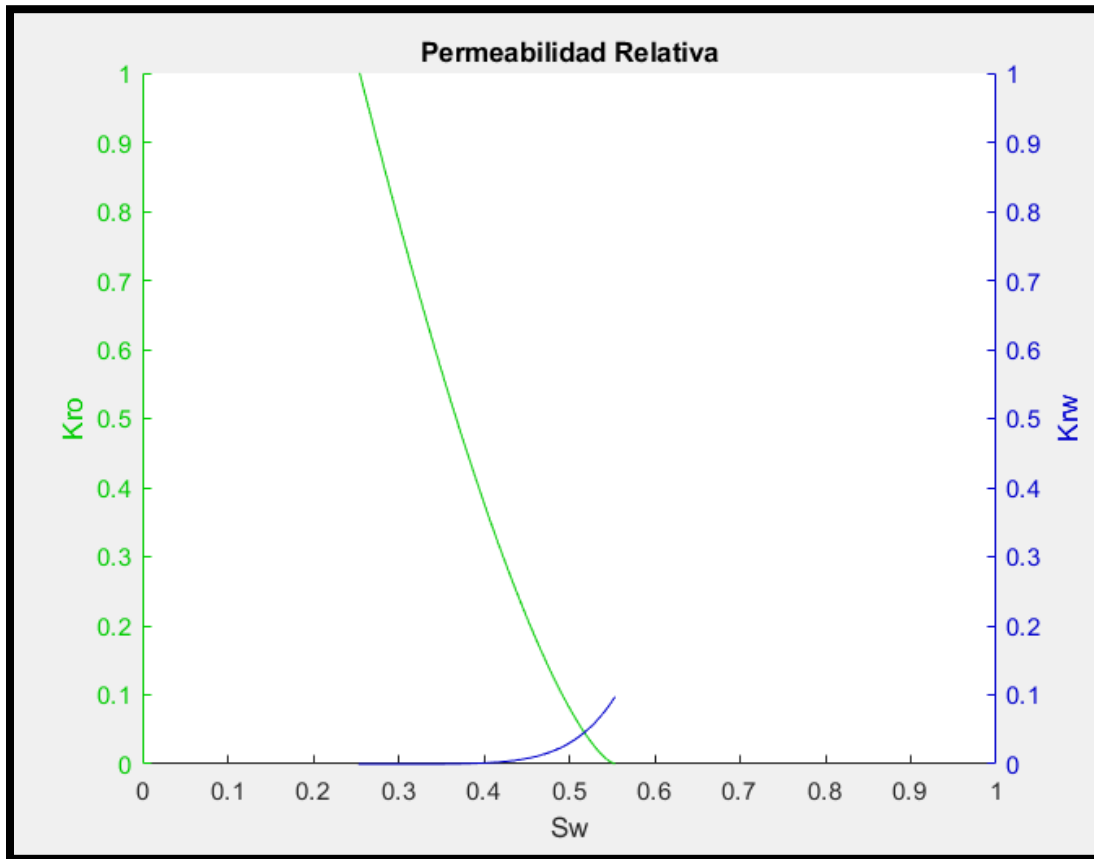
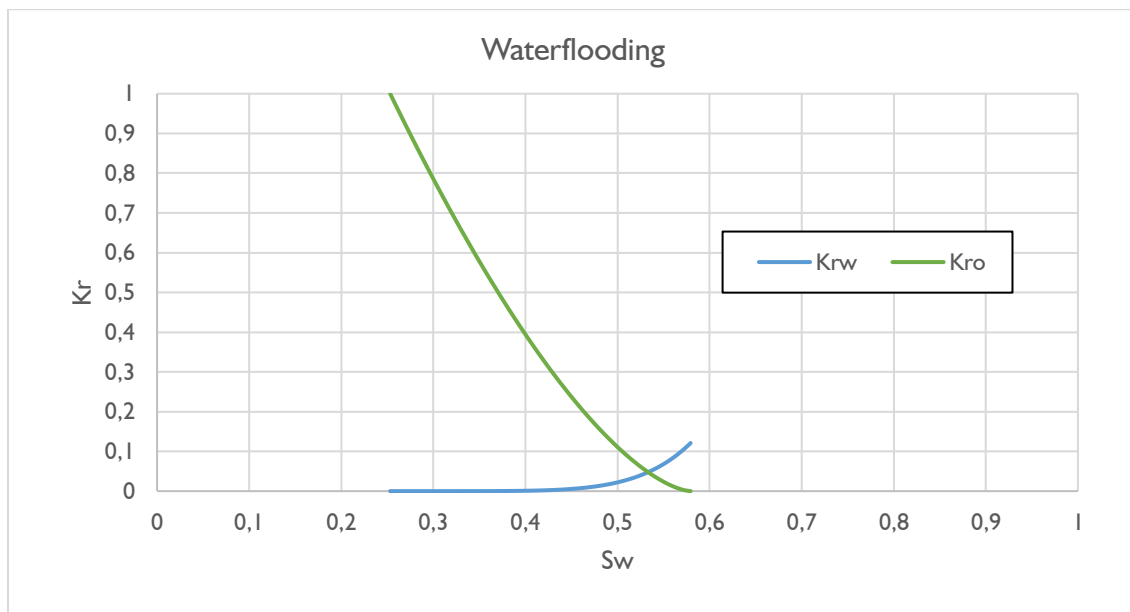


Figura 41. Permeabilidades relativas para el proceso de inyección de agua realizado en SENDRA



Los valores obtenidos se validaron haciendo una comparación con información ya realizada y analizada en Sendra. Las Figuras 35, 36 y 37 muestran una comparación de las curvas obtenidas para los criterios de producción de aceite y diferencial de presión, las Figuras 38 y 39 comparan los perfiles de saturación de agua y las Figuras 40 y 41 exponen las curvas correspondientes a permeabilidades relativas, las cuales muestran un ajuste muy similar, certificando que el algoritmo desarrollado para la estimación trabajó con la misma eficacia que el software comercial Sendra para la determinación de las permeabilidades relativas y la simulación del experimento.

4.5 Discusión y análisis

Este trabajo se plantea para el estudio y análisis del flujo simultaneo de fluidos en un sistema de dos fases a través de un medio poroso, esto con la finalidad de obtener curvas de permeabilidad relativa, para lo cual se acondicionó una herramienta computarizada que se complementó con tomografía.

Durante la ejecución y análisis de los experimentos se obtuvieron resultados satisfactorios de la estimación de permeabilidades relativas de dos fases, esto se demostró con el ajuste de la simulación de los experimentos, así pues, se ratifica que las permeabilidades relativas son idóneas para la representación del fenómeno.

El algoritmo tuvo un excelente desempeño, porque fue capaz de reproducir correctamente el comportamiento evidenciado en laboratorio, validando así los resultados obtenidos. Además, se muestra que softwares comerciales como Sendra llegan a resultados similares. Destacando así un correcto funcionamiento de la herramienta modificada con la ventaja de ser un software de código

abierto, es decir, quien posea la herramienta puede hacer modificaciones a nivel de código con el propósito de mejorarlo.

En cuanto a la buena calidad de los resultados puede atribuirse en parte a la tomografía, debido a que aporta información como, la distribución y avance de fluidos en el medio poroso, menor incertidumbre en la obtención de perfiles de saturación de agua, siendo estos últimos relevantes en el momento de realizar el ajuste histórico por simulación.

La dificultad presentada en este proyecto se encontró en el momento de realizar el ajuste para una muestra que presenta un perfil de porosidad heterogéneo, debido a que la herramienta ejecuta la simulación y ajuste con un valor de porosidad promedio, dichas heterogeneidades provocan un leve desajuste en los perfiles de saturación de agua, aun así, no interfieren en el ajuste de los demás parámetros y obtención de permeabilidades relativas.

Es importante resaltar que los experimentos de oilflooding y waterflooding expuestos en el presente proyecto se llevaron a cabo en muestra de rocas reales a diferencia de experimentos anteriores que fueron realizados en muestra de roca tipo berea solamente para procesos de waterflooding.

5 Conclusiones

Los resultados obtenidos se ajustaron correctamente gracias al algoritmo, el cual logró realizar simulaciones que reprodujeron exitosamente el comportamiento observado en laboratorio, a su vez esto valida que la determinación de permeabilidades relativas involucrando información de tomografía fue satisfactoria.

Se consiguió una buena adecuación del algoritmo, utilizado para la interpretación de los experimentos de dos fases, en procesos de waterflooding y oilflooding, permitiendo el ajuste entre valores experimentales y tendencias de simulación de forma automática

Las fuerzas capilares no fueron relevantes en el análisis de las permeabilidades relativas, dado que las condiciones propuestas de los experimentos producen que las fuerzas viscosas sean más significativas que las capilares.

La información de tomografía pudo emplearse adecuadamente como un soporte operacional en la obtención de parámetros para la estimación de saturaciones, verificar el movimiento de fluidos y conocer la homogeneidad de la muestra, de esta manera se disminuye la incertidumbre en el análisis de las curvas de permeabilidad relativa.

Conclusiones Experimentos crudo tipo A

Al basarse en los resultados del ajuste es posible afirmar que un factor que contribuyó al buen desempeño de este, es que la muestra presenta un perfil de porosidad homogéneo.

Se obtiene satisfactoriamente las permeabilidades relativas en los experimentos de inyección de aceite e inyección de agua a través de un enfoque de ajuste histórico, porque se evidencia un

buen ajuste de los datos de producción (N_p y W_p), diferenciales de presión (D_p) y de los perfiles de saturación de agua. Además, las curvas de permeabilidad relativa obtenidas muestran un comportamiento de un sistema roca-fluido mojado por agua.

Conclusiones Experimentos crudo tipo B

A pesar de que el ajuste de los perfiles de saturación de agua no es tan representativo, se obtuvieron curvas de permeabilidades relativas significativas, lo anterior se puede confirmar por el buen ajuste entre la simulación y los datos experimentales tanto para recuperación de fluido como para el diferencial de presión.

Una limitación de la herramienta de ajuste se evidencia en la imposibilidad de replicar los datos experimentales, cuando la muestra tiene un perfil de porosidad heterogéneo, estas heterogeneidades no permiten reproducir la forma de los perfiles de saturación de agua observados por tomografía.

6. Recomendaciones

Se sugiere complementar el algoritmo, agregando la función de simular teniendo en cuenta los efectos capilares esto con la finalidad de lograr mejores ajustes de los experimentos.

Se sugiere el uso de un simulador comercial a modo de respaldo cuando la muestra del experimento a realizar presenta heterogeneidades, para corroborar los resultados obtenidos por la herramienta.

Se recomienda ampliar la capacidad del algoritmo para tener en cuenta las heterogeneidades de la roca, debido a que actualmente se considera una muestra homogénea con porosidad promedio.

Se recomienda que los análisis de permeabilidad relativa se realicen basados en resultados experimentales de caracterización de roca, adicionado a esto se sugiere tener claro conceptos como mojabilidad, distribución de porosidad y flujo de fluidos para así entender los fenómenos contemplados en los experimentos.

Para futuras modificaciones de la herramienta se recomienda generar una aplicabilidad para poder simular experimentos donde es necesario la inyección a tasas variables.

Se sugiere extender el algoritmo con la finalidad de poder recrear y analizar experimentos donde se requiere mantener la presión constante durante el desplazamiento de los fluidos.

Referencias Bibliográficas

- Ahmed, T. (2019). Fundamentals of Reservoir Fluid Flow. En *Reservoir Engineering Handbook* (pp. 331-456).
- Ahmed, T. (2019). Relative Permeability Concepts. En *Reservoir Engineering Handbook* (pp. 283-329).
- Akin, S., & Kovscek, A. R. (2003). Computed tomography in petroleum engineering research. Geological Society, London, Special Publications, 215(1), 23-38.
- Aziz, K. & Settari, A., 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. Michigan: Applied Science Publishers
- Berg, S., Armstrong, R., Ott, H., Georgiadis, A., Klapp, S. A., Schwing, A., ... Enzmann, F. (2014). Multiphase Flow in Porous Rock Imaged Under Dynamic Flow Conditions with Fast X-Ray Computed Microtomography. 9.
- Chapra, S. & Canale, R., 2002. *Numerical Methods for Engineers with Software and Programming Applications*. Fourth ed. s.l.:McGraw-Hill
- Chen, A. & Wood, A., 2001. Rate effects on Water-Oil Relative Permeability. *SCA*, Volumen 19, pp. 1-12
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. & King, G., 2001. *Simulation, Basic Applied Reservoir*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Fassihi, M., 1989. Estimation of relative permeability from low rate, unsteady-state tests - a simulation approach. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 28(3), pp. 29-39

- Johnson, E. F., Bossler, D. P., & Naumann, V. O. (s. f.). Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. 3.
- London, M., Cameron, S. M., Donald, J., & Wassmuth, F. R. (2014). Waterflooding Experiments with X-ray CT Imaging. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Presentado en SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada.
- Moghadasi, L., Guadagnini, A., Inzoli, F., Colapietro, D., Bartosek, M., & Renna, D. (2015). Laboratory-scale Investigation of Two-phase Relative Permeability. *Procedia Environmental Sciences*, 25, 166-174
- Mohanty, K. K., & Salter, S. J. (s. f.). Multiphase Flow in Porous Media: II. Pore-Level Modeling. *MULTI PHASE FLOW IN POROUS MEDIA*, 22.
- Ortiz Meneses, A. F., Carrillo Moreno, L. F., & Rojas Plata, J. A. (2017). Metodología experimental para la estimación de permeabilidades relativas en dos y tres fases por medio de ajuste histórico. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 15(1), 75-85.
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., & Santos, N. (2017). Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos x. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 15(2), 107-116.
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., & Santos, N. S. (2019). *Experimental estimation of relative permeabilities through computed tomography*. 8
- Ortiz Meneses, A. F., Plata Chaves, J. M., Herrera Otero, E., & Santos, N. (2017). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 13(1), 57-63.
- Ortiz, A. (2017). *Metodología experimental para la estimación de Permeabilidades relativas en tres fases por medio de ajuste Histórico* (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Sedaghat, M. H., Gerke, K., Azizmohammadi, S., & Matthai, S. K. (2016). Simulation-based Determination of Relative Permeability in Laminated Rocks. *Energy Procedia*, 97, 433-439.

- Sharma, B. C., Brigham, W. E., & Castanier, L. M. (1997). *CT imaging techniques for two-phase and three-phase in-situ saturation measurements* (N.º DOE/BC/14994--T1, 501560; p. DOE/BC/14994--T1, 501560).
- Sigmund, P. & McCaffery, F., 1979. An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative-Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, pp. 15-28.
- Tiab, D., & Donaldson E. C. (2014). Relative Permeability. En *Petrophysics* (pp. 826-834)
- Torabi, F., Mosavat, N., & Zarivnyy, O. (2016). Predicting heavy oil/water relative permeability using modified Corey-based correlations. *Fuel*, 163, 196-204.
- Toth, J., Bodi, T., & Szucs, P. (s. f.). *Determining Relative Permeability from Unsteady-State Radial Fluid Displacements*. 9.
- Withjack, E. M., & Devier, C. (s. f.). *The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis*. 12.