

**Desarrollo De Una Herramienta Computacional Para Estimar Permeabilidades Relativas
Mediante Modelos Analíticos Y Tomografía De Rayos X**

Johann Fernando Montañez Sarmiento

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Nicolás Santos Santos

M. Sc. En Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Andrés 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

A mi mamá Consuelo Sarmiento que siempre ha creído y confiado incondicionalmente en todas mis habilidades y mi potencial dándome una fuente de motivación inagotable
A mi papá Fernando Montañez que ha sido un gran ejemplo de responsabilidad y disciplina para alcanzar las metas en la vida y ese apoyo emocional y económico que hizo posible este logro
A mi hermana Nicoll que me ha brindado su cariño y me motiva a alcanzar mis metas de forma ejemplar para ella
A toda mi familia que me ha confiado en mí y me ha brindado su apoyo y colaboración a lo largo de mi vida académica.

Agradecimientos

A dios por darme la vida y la capacidad para alcanzar cada una de las metas que me he propuesto.

Al director del trabajo de grado M. Sc. Nicolás Santos Santos y al codirector M. Sc. Andrés Felipe Ortiz por la confianza, todo el apoyo y la orientación constante durante el desarrollo del trabajo de investigación.

Al proyecto de imágenes avanzadas RC 513 de 2013 por el apoyo, los equipos y la orientación prestada durante la fase experimental.

Al grupo de investigación en tomografía computarizada GIT de la Universidad Industrial de Santander por la orientación y el conocimiento compartido.

A los calificadores M. Sc Edwar Herrera y M. Sc. Hernando Buendía por sus observaciones y aportes en el proceso de mejorar el trabajo final.

A mi familia por ser ese apoyo y la motivación a lo largo de toda la carrera para enfrentar los retos de la misma hasta alcanzar el objetivo final.

A los amigos que a lo largo de la carrera me aportaron en el proceso de estudio y aprendizaje, además de compartir experiencias agradables y hacer más ameno el paso por la universidad.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	14
1 Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2 Marco Referencial.....	16
2.1 Permeabilidad Relativa en estado no estacionario.....	16
2.2 Modelo de Buckley & Leverett.....	16
2.3 Modelo de Henry J. Welge	19
2.4 Método JBN	24
2.5 Tomografía Axial Computarizada	33
3 Procedimiento Experimental	36
3.1 Caso 1.....	37
3.1.1 Preparación de Salmuera y Caracterización de Fluidos.....	37
3.1.2 Saturación y Cálculo de Porosidad ($\emptyset$) del Plug.....	38
3.1.3 Montaje del Core Holder y Desplazamiento de Salmuera	39
3.1.4 Determinación de Permeabilidad absoluta.....	39
3.1.5 Desplazamiento Tipo Drenaje.....	40
3.1.6 Determinación de la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible	41
3.1.7 Desplazamiento Tipo Imbibición.....	42
3.1.8 Determinación de Permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual..	43

3.2 Caso 2	44
3.2.1 Preparación de Salmuera y Caracterización de Fluidos.....	44
3.2.2 Saturación y Cálculo de Porosidad ($\emptyset$) del Plug.....	45
3.2.3 Montaje del Core Holder y Desplazamiento de Salmuera.....	45
3.2.4 Determinación de Permeabilidad absoluta.....	46
3.2.5 Desplazamiento Tipo Drenaje.....	47
3.2.6 Determinación de la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible....	48
3.2.7 Desplazamiento Tipo Imbibición.....	49
3.2.8 Determinación de Permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual...	50
4 Planteamiento Del Modelo.....	51
4.1 Información del plug/petrofísica.....	52
4.2 Información del desplazamiento	52
4.3 Propiedades de los fluidos	53
4.4 Estimación del avance frontal	53
4.5 Estimación de permeabilidades relativas	59
5 Desarrollo De La Herramienta.....	61
5.1 Descripción General.....	62
5.1.1 Entrada.....	62
5.1.2 Predicción/Descripción del avance frontal	63
5.1.3 Estimación de Permeabilidades relativas	66
5.2 Funcionamiento de la herramienta.....	67
5.2.1 Entrada.....	67
5.2.2 Descripción del avance frontal.....	69

5.3 Cálculo de permeabilidades relativas.....	80
6 Aplicación De La Herramienta	84
6.1 Datos de Simulación	84
6.1.1 Entrada de Datos	85
6.1.2 Predicción Del Avance Frontal.....	86
6.1.3 Cálculo de Permeabilidades Relativas	89
6.2 Datos experimentales	91
6.2.1 Entrada de Datos	91
6.2.2 Predicción del avance frontal.....	94
6.2.3 Cálculo de Permeabilidades Relativas	97
7 Conclusiones.....	100
8 Recomendaciones	101
Referencias Bibliográficas	102

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Plug.....	38
Tabla 2 Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Composite Plug	38
Tabla 3 Condiciones de la Prueba.....	39
Tabla 4 Relación de Caudales y Diferencial de Presión	39
Tabla 5 Estimación de Saturación de Agua Irreducible.....	41
Tabla 6 Relación de Caudales y Diferencial de Presión	41
Tabla 7 Estimación de Saturación de Aceite Residual	43
Tabla 8 Resultados Generales	44
Tabla 9 Características de los fluidos	44
Tabla 10 Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Plug.....	45
Tabla 11 Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Composite Plug	45
Tabla 12 Condiciones de la Prueba.....	45
Tabla 13 Relación de Caudales y Diferencial de Presión	46
Tabla 14 Estimación de Saturación de Agua Irreducible.....	47
Tabla 15 Relación de Caudales y Diferencial de Presión	48
Tabla 16 Estimación de Saturación de Aceite Residual	49
Tabla 17 Resultados Generales	51

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Curva de flujo fraccional	22
Figura 2 Escáner de tomografía	34
Figura 3 Gráfico para Determinar Permeabilidad Absoluta a la Salmuera	40
Figura 4 Gráfico para Determinar Permeabilidad Efectiva del Crudo a Saturación de Agua Irreducible	42
Figura 5 Perfiles de Saturación a Diferentes Tiempos de Inyección	43
Figura 6 Gráfico para Determinar Permeabilidad Efectiva de la Salmuera a Saturación de Aceite Residual.....	44
Figura 7 Gráfico Para Determinar la Permeabilidad Absoluta de la Salmuera	47
Figura 8 Gráfico para Determinar Permeabilidad Efectiva del Crudo a Saturación de Agua Irreducible	48
Figura 9 Perfiles de Saturación a Diferentes Tiempos de Inyección	49
Figura 10 Gráfico para Determinar la Permeabilidad Efectiva de la Salmuera a Saturación de Aceite Residual	50
Figura 11 Gráfico de Relación de Permeabilidades Contra Saturación.....	55
Figura 12Gráfica de la Derivada del Flujo Fraccional Contra Saturación.....	56
Figura 13 Curva del Flujo Fraccional	57
Figura 14 Lectura del Flujo Fraccional en el Frente.....	57
Figura 15 Perfiles de Saturación Calculados	58
Figura 16 Permeabilidades Relativas Calculadas	61

Figura 17 Vista General de la Pestaña de Entrada	63
Figura 18 Pestaña de Predicción del Avance Frontal Parte 1	64
Figura 19 Pestaña de Predicción del Avance Frontal Gráficas.....	64
Figura 20 Pestaña de Predicción del Avance Frontal Tabla Derivada Numérica.....	65
Figura 21 Pestaña de Predicción del Avance Frontal Tablas de predicción	66
Figura 22 Pestaña de Estimación de Permeabilidades Relativas Vista General	66
Figura 23 Tabla de Datos Petrofísicos	67
Figura 24 Información de Hirasaki para K_r	67
Figura 25 Gráfico Comparativo de Permeabilidades Relativas.....	68
Figura 26 Tiempos Para Evaluar el Avance Frontal	68
Figura 27 Tablas de Datos Experimentales	69
Figura 28 Tabla de Cálculos de Buckley-Leverett	70
Figura 29 Lectura del Flujo Fraccional en el Frente de Avance.....	72
Figura 30 Saturaciones en la Tabla de Predicción	73
Figura 31 Lectura de la Constante b en la Gráfica de Relación de Permeabilidades	74
Figura 32 Tabla de Cálculo de la Derivada Analítica del Flujo Fraccional en el Frente de Avance	74
Figura 33 Tabla de Cálculo de la Derivada Por diferencias Finitas	77
Figura 34 Tablas de Predicción del Avance Frontal.....	78
Figura 35 Gráfica Comparativa de Perfiles de Saturación Calculados y Experimentales	79
Figura 36 Comparación de Perfiles de Saturación sin Datos Sobrantes.....	79
Figura 37 Tabla de Cálculos del Método JBN Parte 1.....	80
Figura 38 Tabla de Cálculos del Método JBN Parte 2.....	82

Figura 39 Entrada de Datos Petrofísicos.....	85
Figura 40 Entrada de Datos Experimentales.....	85
Figura 41 Entrada de Tiempos a Evaluar el Avance.....	86
Figura 42 Entrada de Exponentes de Hirasaki.....	86
Figura 43 Lectura de la saturación de agua en el frente de avance.....	87
Figura 44 Entrada de datos en las Tablas de Predicción del Avance.....	88
Figura 45 Gráfica Comparativa de Perfiles Reales y Calculados	88
Figura 46 Resultados con Ajuste de Exponentes.....	89
Figura 47 Resultados con Exponentes Excedidos	89
Figura 48 Cálculos de JBN Parte 1	90
Figura 49 Cálculos de JBN Parte 2	90
Figura 50 Comparación de Permeabilidades Calculadas y Teóricas	91
Figura 51 Entrada de Datos Petrofísicos.....	92
Figura 52 Entrada de Datos Experimentales.....	92
Figura 53 Entrada de Tiempos para Calcular Perfiles	93
Figura 54 Entrada de Datos de Hirasaki para K_r	93
Figura 55 Lectura de la Saturación de Agua en el Frente	94
Figura 56 Entrada de Saturaciones a la Tabla de Predicción del Avance.....	95
Figura 57 Entrada de la Derivada del Flujo Fraccional en la Tabla de Predicción del Avance ...	95
Figura 58 Comparación de Perfiles Reales y Calculados	96
Figura 59 Tablas de Predicción del Avance sin Datos Sobrantes.....	96
Figura 60 Gráfica Comparativa de Perfiles Reales y Calculados sin Datos Sobrantes	97
Figura 61 Tabla de Cálculos de JBN Parte 1	98

Figura 62 Tabla de Cálculos de JBN Parte 2	99
Figura 63 Gráfica Comparativa de Permeabilidades Teóricas y Calculadas	99

Resumen

Título: DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA ESTIMAR PERMEABILIDADES RELATIVAS MEDIANTE MODELOS ANALÍTICOS Y TOMOGRAFÍA DE RAYOS X*

Autor: JOHANN FERNANDO MONTAÑEZ SARMIENTO**

Palabras Clave: Permeabilidades relativas, Tomografía de rayos X, Desplazamiento de fluidos, Método JBN, Buckley-Leverett

Descripción: Las permeabilidades relativas son una propiedad fundamental en la industria de los hidrocarburos, ya que permite entender el flujo de fluidos en el yacimiento, donde siempre se encuentra más de una fase saturando la roca, además da una noción de la mojabilidad del yacimiento, también se requieren las curvas de permeabilidad relativa con la mayor exactitud posible para obtener buenos resultados a través de la simulación.

Existen diversos métodos para determinar esta propiedad, entre estos uno de los más utilizados es la prueba de desplazamiento en estado no-estacionario, que se basa en el método JBN. Para facilitar el uso de este método el presente trabajo muestra el desarrollo de una herramienta computacional que emplea modelos analíticos para representar experimentos de desplazamiento de fluidos, bajo ciertas condiciones específicas, dicha herramienta toma los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio como datos de entrada y arroja como resultados perfiles de saturación a tiempos determinados por el usuario en los cuales se puede visualizar la posición del frente de avance al instante en análisis, por otra parte también estima las permeabilidades relativas en la cara de producción del plug.

Además, utiliza la información de la tomografía para comparar los resultados calculados y garantizar un nivel de exactitud confiable.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos. M. Sc. En Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Andrés Felipe Ortiz Meneses. M. Sc. En Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL TOOL TO ESTIMATE RELATIVE PERMEABILITIES BY MEANS OF ANALYTICAL MODELS AND X-RAY TOMOGRAPHY*

Author: JOHANN FERNANDO MONTAÑEZ SARMIENTO **

Key Words: Relative permeabilities, X-ray tomography, fluid displacement, JBN method, Buckley-Leverett

Description Relative permeabilities are a fundamental property in the hydrocarbon industry, since they allow us to understand the flow of fluids in the reservoir, where there is always more than one phase saturating the rock. In addition, they give us a notion of the wettability of the reservoir, relative permeability curves are also required to be as accurate as possible in order to obtain good results through simulation.

There are several methods to determine this property, among these one of the most used is the test of displacement in non-stationary state, which is based on the JBN method. To facilitate the use of this method, this work shows the development of a computer tool that uses analytical models to represent fluid displacement experiments, under certain specific conditions, this tool takes the results obtained in the laboratory tests as input data and gives as results saturation profiles at times determined by the user in which the position of the advance front can be visualized instantly in analysis, on the other hand it also estimates the relative permeabilities in the production side of the plug. In addition, it uses the information from the tomography to compare the calculated results and guarantee a reliable level of accuracy.

*Graduate work

**Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Nicolás Santos Santos. M. Sc. in Hydrocarbon Engineering. Co-Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses. M. Sc. in Hydrocarbon Engineering

Introducción

Las permeabilidades relativas son una propiedad fundamental en la industria de los hidrocarburos, ya que permite entender el flujo de fluidos en el yacimiento, donde siempre se encuentra más de una fase saturando la roca, además da una noción de la mojabilidad del yacimiento, también se requieren las curvas de permeabilidad relativa con la mayor exactitud posible para obtener buenos resultados a través de la simulación.

Este trabajo presenta el desarrollo de una herramienta computacional que automatiza el procedimiento establecido por la teoría de Buckley-Leverett y el método JBN para predecir el avance frontal del frente de desplazamiento y las permeabilidades relativas en un experimento de desplazamiento de fluidos en estado no estacionario, que además compara los resultados obtenidos con información experimental captada a través de la tomografía para garantizar su exactitud.

Inicialmente se presenta un marco de referencia con la teoría empleada para el desarrollo de la herramienta, respecto a los modelos analíticos y la tomografía de rayos X, seguido de esto se describe el procedimiento experimental y se presentan los datos obtenidos que son requeridos por la herramienta como datos de entrada, posteriormente se explica el procedimiento realizado por los modelos analíticos para encontrar la posición del frente de avance y los valores de permeabilidad relativa, a continuación se presenta el desarrollo de la herramienta, donde se muestran sus partes, cómo funciona cada una y como presenta los resultados, finalmente se encuentra un capítulo de aplicación donde se presentan los casos evaluados con la herramienta se ven los resultados obtenidos en cada uno y con esto se da su respectiva validación.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar de una herramienta computacional para estimar permeabilidades relativas mediante modelos analíticos y tomografía de rayos X

1.2 Objetivos Específicos

Establecer los modelos analíticos para la representación del flujo bifásico en medios porosos a partir de la revisión bibliográfica

Realizar el experimento de desplazamiento de agua y aceite en estado no-estacionario obteniendo imágenes de tomografía.

Plantear el modelo analítico que permita deducir las permeabilidades relativas a partir de la información experimental y las imágenes de tomografía.

Crear una herramienta computacional que implemente el modelo analítico deducido, para la estimación de permeabilidades relativas.

2 Marco Referencial

2.1 Permeabilidad Relativa en estado no estacionario

Dentro de la variedad de metodologías disponibles en la literatura para la determinación de las permeabilidades relativas en laboratorio, una de las más conocidas, es la de estado no estacionario, la cual consiste en el desplazamiento de un fluido contenido en el medio poroso mediante la inyección de otro fluido inmiscible a tasa constante, se basa en la teoría de desplazamiento de Buckley & Leverett y el modelo propuesto por Henry Welge, algunas de sus principales características son, el cambio en la caída de presión, también se pueden presentar cambios en el caudal, permite obtener directamente los “end points”, para obtener las curvas de permeabilidad relativa a partir de esta práctica existe un modelo analítico conocido como JBN por las iniciales de sus creadores E. F. Johnson, D. P. Bossler y V. O. Nauman.

2.2 Modelo de Buckley & Leverett

El siguiente fue propuesto en 1942 con el objetivo de modelar matemáticamente el desplazamiento de fluidos inmiscibles en medios porosos mediante el concepto de permeabilidades relativas con la modalidad de pistón con fugas, lo que quiere decir que parte del crudo móvil queda atrapado en el yacimiento, las suposiciones o condiciones del modelo son:

- Flujo lineal
- Formación homogénea e isotrópica
- Fluidos inmiscibles
- Flujo bifásico
- Presión de desplazamiento debe ser superior al punto de burbuja
- El caudal de inyección y el área perpendicular al flujo son constantes
- Flujo continuo

Desarrollo del modelo: se analiza un diferencial de volumen del medio poroso de área transversal A, porosidad $\emptyset$ y longitud ΔX , donde se realiza el balance volumétrico

(Volumen de agua que entra) – (volumen de agua que sale) = (Acumulación)

$$(F_{H1} \cdot q_t \cdot dt) - (F_{H2} \cdot q_t \cdot dt) = (\emptyset \cdot A \cdot dX(S_{H2} - S_{H1})) \quad (1)$$

Se grafica la razón de las permeabilidades relativas como función de la saturación de agua en un plano semilog

Se obtiene una recta de tipo

$$y = -mx + a$$

Donde

$$y = \frac{K_{rNH}}{K_{rH}}, \quad X = S_H, \quad -m = -b$$

$$\ln \frac{K_{rNH}}{K_{rH}} = -bS_H + \ln a$$

$$e^{\ln \frac{K_{rNH}}{K_{rH}}} = e^{-bS_H + \ln a}$$

$$\frac{K_{rNH}}{K_{rH}} = e^{-bS_H} \cdot e^{\ln a} \quad \frac{K_{rNH}}{K_{rH}} = ae^{-bS_H} \quad (2)$$

a= Ordenada en el origen

b= Pendiente

Como $\frac{K_{rNH}}{K_{rH}}$ es función de la saturación de la fase no mojante se puede sustituir

$$F_H = \frac{1}{1 + \frac{\mu_H}{\mu_{NH}} ae^{-bS_H}} \quad (3)$$

Factorizando la expresión del balance se obtiene

$$q_t \cdot dt(F_{H1} - F_{H2}) = (\emptyset \cdot A \cdot dX(S_{H2} - S_{H1}))$$

Reorganizando

$$\frac{dX}{dt} = \frac{q_t}{\emptyset \cdot A} \frac{(F_{H1} - F_{H2})}{(S_{H2} - S_{H1})}$$

Y se escribe en forma diferencial

$$\frac{dX}{dt} = \frac{q_t}{\emptyset \cdot A} \frac{dF_H}{dS_H} \quad (4)$$

La anterior ecuación da la velocidad de avance del agua inyectada en cuerpo poroso.

Si se evalúa la derivada del flujo fraccional respecto a la saturación de agua a la saturación del frente de desplazamiento se obtendrá la posición del frente de agua

$$dX = \frac{q_t}{\emptyset \cdot A} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) dt \quad (5)$$

Teniendo en cuenta que el caudal total, la porosidad y el área son constantes la derivada del flujo fraccional respecto a la saturación es una constante, ahora integrando se tiene

$$\int_0^X dX = \frac{q_t}{\emptyset \cdot A} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) \int_0^t dt$$

Entonces

$$X = \frac{q_t t}{\emptyset \cdot A} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) \quad (6)$$

Como el caudal total es igual en toda posición dentro del cuerpo poroso cuando se inyecta un caudal constante de agua, la posición del frente de desplazamiento a un tiempo t está por la siguiente ecuación

$$X = \frac{q_t t}{\emptyset \cdot A} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Hf}} \quad (7)$$

Donde el subíndice S_{Hf} quiere decir que la derivada del flujo fraccional respecto a la saturación de agua debe evaluarse a la saturación del frente de avance.

El valor de la derivada del flujo fraccional respecto a la saturación se puede encontrar analíticamente derivando la Ecuación (3)

$$\frac{dF_H}{dS_H} = \frac{\left(\frac{\mu_H}{\mu_{NH}}\right) b a e^{-b S_H}}{\left[1 + \frac{\mu_H}{\mu_{NH}} a e^{-b S_H}\right]^2} \quad (8)$$

Reemplazando (2) en (8)

$$\frac{dF_H}{dS_H} = \frac{\left(\frac{\mu_H}{\mu_{NH}}\right) b a e^{-b S_H}}{\left[1 + \frac{\mu_H}{\mu_{NH}} \frac{K_{NH}}{K_H}\right]^2} \quad (9)$$

2.3 Modelo de Henry J. Welge

Propuesto en 1952, logra simplificar el cálculo de la saturación de fluido desplazante en el frente de desplazamiento, este modelo es aplicable para desplazamiento de crudo con agua o con gas.

Consiste en trazar una línea tangente a la curva de flujo fraccional de fluido desplazante, para el caso de desplazamiento con agua la línea parte de la coordenada $(S_{wi}, 0)$, cuando se trata de un desplazamiento con gas parte del origen.

Welge demostró que la saturación en el punto de tangencia es igual a la saturación del fluido desplazante en el frente, además demostró que el valor de la saturación promedio se encuentra prolongando la tangente a la curva de flujo fraccional hasta que corte el valor de $f_w = 1$

Obtención de la saturación promedio atrás del frente por método analítico

Se define la saturación del fluido desplazante

$$S_H = \frac{v_{di}}{v_p} \quad (10)$$

v_{di} = Volumen de fluido desplazante

v_p = Volumen poroso

Para un tiempo dado, el frente habrá recorrido una distancia X_f , la saturación promedio en el volumen invadido será

$$S_{Hf} = \frac{\emptyset \cdot A \int_0^{X_f} S_H dX}{\emptyset \cdot A \int_0^{X_f} dX}$$

$$S_{Hf} = \frac{\int_0^{X_f} S_H dX}{X_f} \quad (11)$$

Según Buckley-Leverett la distancia recorrida por un plano de saturación está dada por:

$$X = \frac{q_t t}{\emptyset \cdot A} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) \quad (12)$$

Reemplazando (12) en (11)

$$\overline{S_{Hf}} = \frac{\int_0^{X_f} S_H d \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Hf}}} \quad (13)$$

Se integra por partes el numerador

$$U = \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) \quad dv = dS_H$$

$$dU = d \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) \quad v = S_H$$

$$\int_0^{X_f} S_D d \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}} = S_{Df} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Hf}} - \int_0^{X_f} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) dS_H$$

$$\overline{S_{Df}} = \frac{S_{Df} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}} - \int_0^{X_f} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) dS_D}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}}} \quad (14)$$

$$\overline{S_{Df}} = S_{Df} - \frac{\int_0^{X_f} d F_H}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}}} = S_{Df} - \frac{[F_H]_{X_f} - [F_H]_0}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}}} \quad (15)$$

Considerando que en la cara de inyección la saturación de la fase humectante es de 100% la ecuación queda

$$\overline{S_{Df}} = S_{Df} + \frac{1 + F_{Hf}}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}}} \quad (16)$$

Donde:

S_{Df} = Saturación de la fase desplazante en el frente

$\overline{S_{Df}}$ = Saturación promedio de la fase desplazante atrás del frente de invasión

F_{Hf} = flujo fraccional del fluido desplazante en el frente

Obtención de la saturación a partir de la tangente trazada

La distancia recorrida por el frente es

$$X = \frac{q_t t}{\emptyset \cdot A} \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right) \quad (17)$$

Despejando el diferencial

$$\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}} = \frac{\emptyset \cdot A X_f}{q_t t} \quad (18)$$

Se define

$$\emptyset \cdot A X_f = V p_f$$

$$q_t t = \Delta V Di$$

$$\frac{V Di}{V p_f} = \overline{S_{Df}} = \overline{S_{Df}} - \overline{S_{Di}}$$

Entonces

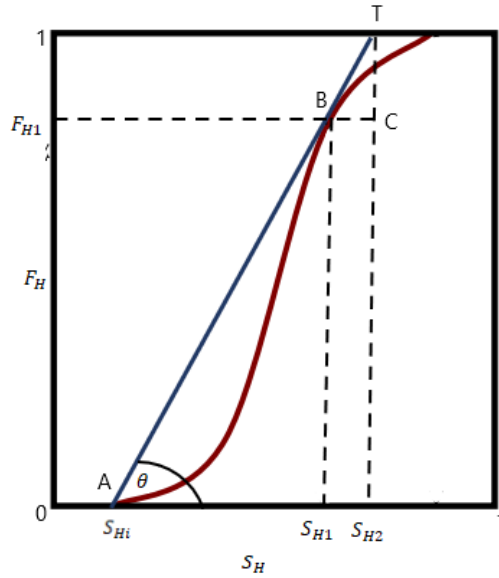
$$\frac{1}{\overline{S_{Df}} - \overline{S_{Di}}} = \frac{V Di}{V p_f}$$

$$\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}} = \frac{1}{\overline{S_{Df}} - \overline{S_{Di}}} \quad (19)$$

Relaciones geométricas entre la saturación del frente de invasión y la promedio atrás del frente La pendiente de la recta tangente a la curva del flujo fraccional es:

Figura 1

Curva de flujo fraccional



$$\tan \theta = \frac{1}{S_{H2} - S_{Hi}}$$

Como el punto B es común entre la recta y la curva, la derivada de la curva por lo tanto en este punto la ecuación de la curva es igual a la pendiente de la recta

$$\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{H1}} = \frac{1}{S_{H2} - S_{H1}} \quad (20)$$

$$S_{H2} = S_{H1} + \overline{BC}$$

Pero

$$\tan \theta = \frac{\overline{TC}}{\overline{BC}} ; \quad \overline{BC} = \frac{\overline{TC}}{\tan \theta}$$

Por lo tanto

$$S_{H2} = S_{H1} + \frac{\overline{TC}}{\tan \theta} \quad (21)$$

Reemplazando

$$\overline{TC} = 1 - F_{H1} ; \text{ y } \tan \theta = \left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{D1}}$$

$$S_{H2} = S_{H1} + \frac{1 - F_{H1}}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{D1}}} \quad (22)$$

Suponiendo que la saturación y el flujo fraccional del punto B son los valores del frente entonces las ecuaciones (20) y (22) quedan

$$\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{H1}} = \frac{1}{S_{H2} - S_{Hi}} \quad (23)$$

$$S_{H2} = S_{Hi} + \frac{1 - F_{Hf}}{\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{Df}}} \quad (24)$$

Teniendo en cuenta la saturación media atrás del frente

Ver ecuación (16)

Se tiene que

$$S_{H2} = \overline{S_{Df}}$$

Por lo tanto, la intersección de la tangente a la curva de flujo fraccional con el valor de $F_H = 1$ provee la saturación media entre la saturación del punto de tangencia y la saturación en la cara de inyección

$$\left(\frac{dF_H}{dS_H} \right)_{S_{D1}} = \frac{1}{\overline{S_{Df}} - \overline{S_{Di}}} \quad (25)$$

Comparando con la ecuación (19) se ve

2.4 Método JBN

Antes de desarrollar el método es necesario definir las suposiciones bajo las cuales se realiza el análisis

- Núcleo de área A
- Longitud del núcleo ΔX
- Saturación de fase no mojante =1
- Porosidad $\emptyset$
- Tasa de inyección constante q
- Desplazamiento de fase no mojante con fase mojante (imbibición)
- Flujo lineal y unidireccional

El balance volumétrico es realizado después de alcanzado el punto de ruptura.

Datos conocidos

q_t =Caudal inyectado

q_H =Caudal de fase mojante

Δt = Paso de tiempo

A= Área transversal del núcleo

ΔX = Longitud del núcleo

$\emptyset$ =Porosidad

S=Saturación

$$q_H \cdot \Delta t \Big|_x - q_H \cdot \Delta t \Big|_{x+\Delta x} \pm q = A \cdot \Delta X \cdot S_H \cdot \emptyset \Big|_{t+\Delta t} - A \cdot \Delta X \cdot S_H \cdot \emptyset \Big|_t \quad (26)$$

Asumiendo que no hay fuentes ni sumideros, es decir $q=0$ y dividiendo toda la Ecuación.

(26) entre $\Delta X \cdot \Delta t$

$$\frac{q_H \Big|_x - q_H \Big|_{x+\Delta x}}{\Delta X} = \frac{A \cdot S_H \cdot \emptyset \Big|_{t+\Delta t} - A \cdot S_H \cdot \emptyset \Big|_t}{\Delta t}$$

Se evalúan los límites cuando los diferenciales tienden a cero

$$\lim_{\Delta X \rightarrow 0} \frac{q_H \Big|_x - q_H \Big|_{x+\Delta x}}{\Delta X} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{A \cdot S_H \cdot \emptyset \Big|_{t+\Delta t} - A \cdot S_H \cdot \emptyset \Big|_t}{\Delta t}$$

Obtenemos la definición de derivada

$$-\frac{\partial q_H}{\partial X} = \frac{\partial A \cdot S_H \cdot \emptyset}{\partial t}$$

Sacando las constantes de la derivada

$$-\frac{\partial q_H}{\partial X} = A \cdot \emptyset \cdot \frac{\partial S_H}{\partial t} \quad (27)$$

Se define el flujo fraccional de la fase mojanete como cantidad de este fluido producido sobre la cantidad inyectada

$$F_{H=\frac{q_H}{q_t}} ; q_H = q_t F_H \quad (28)$$

Reemplazando el caudal de fase mojanete en términos del flujo fraccional y el caudal total inyectado se obtiene

$$-q_t \frac{\partial F_H}{\partial X} = A \cdot \emptyset \cdot \frac{\partial S_H}{\partial t} \quad (29)$$

$$\partial S_H \text{ total} = \frac{\partial S_H}{\partial t} \cdot dt + \frac{\partial S_H}{\partial X} \cdot dX$$

Considerando la saturación respecto a la longitud del núcleo se puede concluir que el diferencial de saturación de fase mojanete es negativo, a mayor longitud respecto del punto de inyección se tiene una menor saturación.

$$\frac{\partial S_H}{\partial X} < 0$$

A diferencia de la variación de la cantidad de fase mojanete con respecto al tiempo, cuando aumenta el tiempo transcurrido también aumenta la cantidad de fase mojanete

$$\frac{\partial S_H}{\partial t} > 0$$

Debido a la inyección a tasa constante se tiene un diferencial total de saturación =0

$$-\frac{\partial S_H}{\partial t} \cdot dt + \frac{\partial S_H}{\partial X} \cdot dX = 0$$

$$\frac{\partial S_H}{\partial t} = \frac{\partial S_H}{\partial X} \cdot \frac{dX}{dt} \quad (30)$$

$$-q_t \frac{\partial F_H}{\partial X} = A \cdot \emptyset \cdot \frac{\partial S_H}{\partial X} \cdot \frac{dX}{dt} \quad (31)$$

Teniendo en cuenta que el flujo fraccional de la fase mojanete es función de X y de S_H se aplica la regla de la cadena

$$\frac{\partial F_H}{\partial X} = \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \cdot \frac{\partial S_H}{\partial X} \quad (32)$$

Reemplazando (32) en (31)

$$-q_t \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \cdot \frac{\partial S_H}{\partial X} = A \cdot \emptyset \cdot \frac{\partial S_H}{\partial X} \cdot \frac{dX}{dt} \quad (33)$$

Ahora es posible simplificar la derivada de la saturación en función de la posición

$$\frac{\partial F_H}{\partial S_H} = -\frac{A \cdot \emptyset}{q_t} \cdot \frac{dX}{dt} \quad (34)$$

La anterior se conoce como la ecuación de avance frontal, que permite estimar el punto donde se encuentra el frente de flujo.

Es posible plantear una relación entre Permeabilidad relativa y flujo fraccional expresando caudal de la fase mojanete y de la fase no mojanete según la ley de Darcy

Para la fase mojanete

$$q_H = -\frac{K_H \cdot A}{\mu_H} \cdot \frac{\partial(P_H - \rho_H g h \sin \theta)}{\partial X}$$

$$\frac{q_H \cdot \mu_H}{K_H \cdot A} = \frac{\partial(P_H - \rho_H g h \sin \theta)}{\partial X} \quad (35)$$

Para la fase no mojanete

$$q_{NH} = -\frac{K_{NH} \cdot A}{\mu_{NH}} \cdot \frac{\partial(P_{NH} - \rho_{NH} g h \sin \theta)}{\partial X}$$

$$\frac{q_{NH} \cdot \mu_{NH}}{K_{NH} \cdot A} = \frac{\partial(P_{NH} - \rho_{NH} g h \sin \theta)}{\partial X} \quad (36)$$

Restando la ecuación (36) de la ecuación (35)

$$\frac{q_H \cdot \mu_H}{K_H \cdot A} - \frac{q_{NH} \cdot \mu_{NH}}{K_{NH} \cdot A} = \frac{\partial(P_H - P_{NH} + (\rho_H - \rho_{NH}) g h \sin \theta)}{\partial X} \quad (37)$$

$$q_H = q_t F_H \quad (28) \quad q_{NH} = q_t (1 - F_H) \quad (38)$$

Reemplazando (28) y (38) en (37) obtenemos

$$\frac{q_t F_H \cdot \mu_H}{K_H \cdot A} - \frac{q_t (1 - F_H) \cdot \mu_{NH}}{K_{NH} \cdot A} = \frac{\partial(P_H - P_{NH} + (\rho_H - \rho_{NH}) g h \sin \theta)}{\partial X}$$

$$F_H = \frac{\frac{q_t \cdot \mu_H}{K_H \cdot A} + \frac{\partial(P_c + \Delta \rho g h \sin \theta)}{\partial X}}{\frac{q_t \cdot \mu_H}{K_H \cdot A} + \frac{q_t \cdot \mu_{NH}}{K_{NH} \cdot A}}$$

Dividiendo el numerador y denominador en $\frac{q_t \cdot \mu_H}{K_H \cdot A}$

$$\frac{1 + \frac{K_{NH} \cdot A}{q_t \cdot \mu_{NH}} \cdot \frac{\partial(P_c + \Delta \rho g h \sin \theta)}{\partial X}}{\frac{\mu_H \cdot K_{NH}}{K_H \cdot \mu_{NH}} + 1} \quad (39)$$

Asumiendo un flujo horizontal, es decir cuando $\theta = 0$ desaparece la componente gravitacional y despreciando el efecto capilar

$$\frac{1 + \frac{K_{NH} \cdot A}{q_t \cdot \mu_{NH}} \cdot \frac{\partial(0 + \Delta \rho g h \cdot 0)}{\partial X}}{\frac{\mu_H \cdot K_{NH}}{K_H \cdot \mu_{NH}} + 1} = \frac{1}{\frac{\mu_H \cdot K_{NH}}{K_H \cdot \mu_{NH}} + 1}$$

$$F_H = \frac{1}{\frac{\mu_H}{\mu_{NH}} \cdot \frac{K_{NH}}{K_H} + 1} \quad (40)$$

Ahora se requiere despejar la permeabilidad de la fase mojante

$$K_H = \left[\frac{F_H}{1 - F_H} \right] \cdot \frac{\mu_H}{\mu_{NH}} \cdot K_{NH}$$

Planteando la caída de presión en el tiempo para un desplazamiento de fase no mojante por fase mojante se tiene

$$\frac{\partial P_H(t)}{\partial X} = \int \frac{\partial}{\partial X} P_H dX \quad (41)$$

De la ley de Darcy se tiene

$$\frac{\partial P_H}{\partial X} = \frac{\mu_H \cdot q_H \cdot l}{A \cdot K_b \cdot K_{rH}} \quad (42)$$

Reemplazando se obtiene

$$\Delta P_H(t) = \int \frac{\mu_H \cdot q_H \cdot l}{A \cdot K_b \cdot K_{rH}} dX \quad (43)$$

Integrado (34)

$$\int_0^X dX = \left(\frac{A\emptyset}{q_t} \right)^{-1} \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \cdot \int_0^t dt = -\frac{q_t}{A\emptyset} \cdot \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \int_0^t dt$$

$$X = -\frac{q_t t}{A\emptyset} \cdot \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \quad (44)$$

$$dX = -d \left(\frac{q_t t}{A\emptyset} \cdot \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right) \quad (44a)$$

Reemplazando (44a) en (43)

$$\Delta P_H(t) = \int \frac{\mu_H \cdot q_H \cdot l}{A \cdot K_b \cdot K_{rH}} \cdot d \left(\frac{q_t}{A\emptyset} \cdot \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right)$$

Sacando las constantes de la integral se obtiene

$$\Delta P_H(t) = \frac{q_t t \cdot \mu_H}{A\emptyset \cdot A \cdot K_b} \int \frac{q_H \cdot l}{K_{rH}} \cdot d \left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right)$$

Se requiere tener todo expresado en términos de q_t y F_H

$$\Delta P_H(t) = \frac{q_t t \cdot \mu_H \cdot q_t}{A\emptyset \cdot A \cdot K_b} \int \frac{F_H \cdot l}{K_{rH}} \cdot d \left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right)$$

Q_i =Volumen de fluido inyectado, expresado en volúmenes porosos

$$Q_i = \frac{q_t t}{A\emptyset l}$$

Reemplazando Q_i

$$\begin{aligned} \Delta P_H(t) &= \frac{Q_i \cdot l \cdot \mu_H \cdot q_t}{A \cdot K_b} \int \frac{F_H}{K_{rH}} \cdot d \left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right) \\ \frac{\Delta P_H(t) \cdot A \cdot K_b}{Q_i \cdot l \cdot \mu_H \cdot q_t} &= \int \frac{F_H}{K_{rH}} \cdot d \left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right) \end{aligned} \quad (45)$$

La permeabilidad base K_b se calcula como se muestra a continuación

$$q_b = \frac{A \cdot K_b}{l \cdot \mu_b} \cdot \Delta P_b$$

$$\frac{q_b \cdot \mu_b}{\Delta P_b} = \frac{A \cdot K_b}{l} \quad (46)$$

Reemplazando (46) en (45)

$$\frac{\Delta P_H(t) \cdot q_b \cdot \mu_b}{Q_i \cdot \mu_H \cdot q_t \Delta P_b} = \int \frac{F_H \cdot l}{K_{rH}} \cdot d\left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right)$$

Que se puede expresar de la siguiente forma

$$\frac{1 \cdot \mu_b}{Q_i \cdot \mu_H} \frac{q_b / \Delta P_b}{q_t / \Delta P_H(t)} = \int \frac{F_H \cdot l}{K_{rH}} \cdot d\left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right) \quad (47)$$

Se define la inyektividad relativa I_R

$$I_R = \frac{q_t / \Delta P_H(t)}{q_b / \Delta P_b} \quad (48)$$

Ahora se reemplaza la inyektividad relativa en (47)

$$\frac{1 \cdot \mu_b}{Q_i \cdot \mu_H} \frac{1}{I_R} = \int \frac{F_H \cdot l}{K_{rH}} \cdot d\left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right) \quad (49)$$

De (18) se tiene que

$$X = -\frac{q_t t}{A\emptyset} \cdot \frac{\partial F_H}{\partial S_H}$$

Si analizamos cuando $X=L$ estamos evaluando todas las variables en el extremo de salida del medio poroso y tendremos

$$\frac{A\emptyset L}{q_t t} = \frac{1}{Q_i} = \left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right) \quad (50)$$

Esto se cumple a partir del momento de ruptura. Reemplazamos (50) en (49)

$$\frac{1 \cdot \mu_b}{Q_i \cdot \mu_H} \frac{1}{I_R} = \int \frac{F_H \cdot l}{K_{rH}} \cdot d \left(\frac{1}{Q_i} \right) \quad (51)$$

Derivando (51) respecto a $\frac{1}{Q_i}$

$$\frac{\mu_b}{\mu_H} \left[\frac{1}{Q_i} \frac{d \left(\frac{1}{I_R} \right)}{d \left(\frac{1}{Q_i} \right)} + \frac{1}{I_R} \right] = \frac{F_H}{K_{rH}}$$

Se despeja K_{rH}

$$K_{rH} = F_H \left\{ \frac{\mu_b}{\mu_H} \left[\frac{1}{Q_i} \frac{d \left(\frac{1}{I_R} \right)}{d \left(\frac{1}{Q_i} \right)} + \frac{1}{I_R} \right] \right\}^{-1} \quad (52)$$

Es necesario reemplazar K_{rH} en (14) para obtener K_{rNH}

Se necesita deducir una ecuación para evaluar saturación de fase mojante

Del teorema del valor medio se tiene

$$\overline{S_H} = \frac{\int_0^X S_H dX}{\int_0^X dX}$$

Reescribiendo la ecuación (43) en términos de W_i

$$X = \frac{W_i}{A\emptyset} \cdot \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \quad (53)$$

Hallando el diferencial de X de (53)

$$dX = \frac{W_i}{A\emptyset} d \left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right)$$

En la entrada del medio poroso es decir $X=0$ cuando se han inyectado varios volúmenes porosos después del punto de ruptura $F_H \approx 1$

$$\frac{\partial F_H}{\partial S_H} = 0$$

En el extremo de salida, donde $X=L$

$$\left. \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \right|_L = \frac{A\phi L}{W_i} = \frac{1}{Q_i} \quad (54)$$

$$\overline{S_H} = \frac{\int_0^X S_H \frac{W_i}{A\phi} d\left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right)}{\int_0^X \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \frac{W_i}{A\phi} d\left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right)}$$

$$\text{Si } \frac{\partial F_H}{\partial S_H} = F'_H$$

$$\overline{S_H} = \frac{\int_0^L S_H \frac{W_i}{A\phi} d\left(\frac{\partial F_H}{\partial S_H}\right)}{F'_H L}$$

Aplicando la integración por partes al numerador

$$U = S_H \quad dv = dF'_H$$

$$dU = dS_H \quad v = F'_H$$

$$\begin{aligned} \int_0^L S_H \cdot dF'_H \Big|_0^L - \int_0^L F'_H \cdot dS_H &= dS_{HL} \cdot F'_{HL} - 0 - \int_0^L \frac{\partial F_H}{\partial S_H} \cdot dS_H \\ &= S_H F'_H - \int_0^L dF_H = S_H F'_H - F_{HL} + F_{H0} \end{aligned}$$

Así

$$\overline{S_H} = \frac{S_{HL} F'_{HL} - F_{HL} + F_{H0}}{F'_{HL}}$$

Dado que $F_{H0} = 1$

$$\overline{S_H} = S_{HL} + \frac{(1 - F_{HL})}{F'_{HL}}$$

Además de (54) se tiene

$$F'_{HL} = \frac{1}{Q_i}$$

Entonces

$$\overline{S_H} = S_{HL} + Q_i(1 - F_{HL})$$

Dónde

$$S_{HL} = \overline{S_H} - Q_i(1 - F_{HL})$$

S_{HL} = Saturación de la fase mojante en el extremo de salida

$\overline{S_H}$ = Saturación promedio de la fase mojante en la muestra

F_{HL} = Flujo fraccional de la fase mojante en el extremo de salida

2.5 Tomografía Axial Computarizada

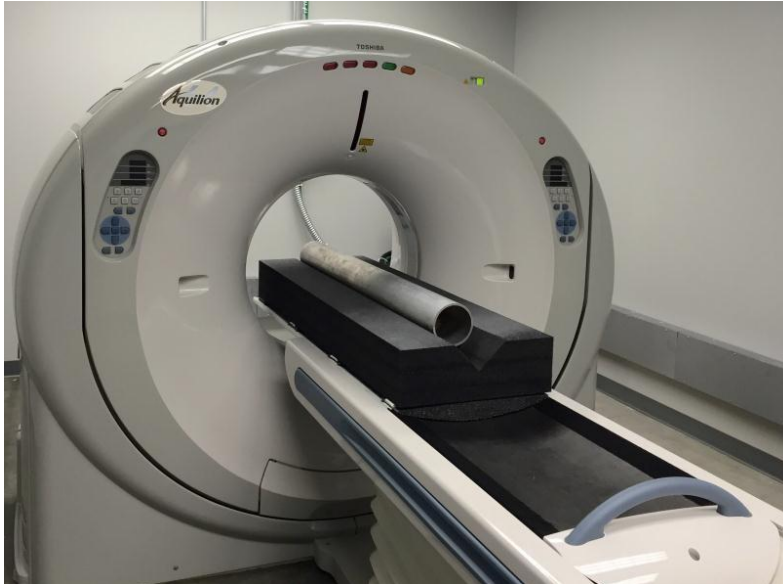
La tomografía axial computarizada de rayos-X (CT) es una técnica no intrusiva que permite la exploración de la estructura interna de los cuerpos. En términos generales, la tomografía es la técnica de obtener diferentes imágenes de cortes de un objeto, de manera que se puede apreciar su estructura interna. Para lograr esto, la CT aprovecha la diferencia que existe en la atenuación producida por diferentes materiales sobre los rayos-X que los atraviesan, de manera que las imágenes obtenidas de los cuerpos estudiados son representaciones gráficas de los diferentes coeficientes de atenuación que tienen éstos, los cuales son discretizados en pequeñas unidades a las que se les asigna un único valor de atenuación y que reciben el nombre de voxels. El tamaño de un vóxel determina la resolución del tomógrafo, es decir, cuantas más pequeñas

sean las dimensiones de los voxels mayor será la capacidad del equipo para describir estructuras pequeñas.

De acuerdo con lo anterior, el tomógrafo debe determinar un elevado número de incógnitas por cada corte (slice), por esto es necesario que la emisión de rayos-X se realice desde diferentes ubicaciones y ángulos, asegurando que existe un igual número de ecuaciones que permitan solucionar el sistema y calcular el coeficiente de atenuación de cada vóxel. Es evidente que la primera facilidad que proporciona la CT es permitir la inspección visual del interior de la roca de una manera no destructiva, permitiendo la identificación de fracturas, planos de estratificación, heterogeneidades, barreras de baja permeabilidad, zonas invadidas por lodo, mejores zonas para la toma de plugs y entre otras características que no son apreciables al ojo humano (Hunt, P, engler, P, and Bajsarowicz C. 1988), todo esto sin que sea necesario extraer el núcleo del barril de almacenamiento o descongelarlo.

Figura 2

Escáner de tomografía



Una de las aplicaciones de la CT en la industria de los hidrocarburos, es el cálculo de saturaciones in-situ, siendo la CT una de las alternativas más prácticas para este fin pues ofrece

algunas ventajas respecto a las otras técnicas por su rapidez, exactitud, fácil calibración, además de su fina resolución espacial (Wellington y Vinegar, 1987). Por otra parte, también se requieren cumplir ciertas condiciones para realizar de forma correcta la prueba, como lo son contar con un tomógrafo de energía graduable es decir que permita realizar escaneos a energía alta (120 – 140 kV) y energía baja (80 – 100 kV), el enfoque de energía dual se requiere para las pruebas con 3 fases. Otra condición es el uso de dopantes que favorecen la atenuación, pero pueden alterar el comportamiento reológico del fluido (Withjack, Devier y Michael, 2003), en cuanto al equipo de desplazamiento no hay requerimientos indispensables, sin embargo, es recomendable poder cuantificar el recobro de al menos una fase para mejorar la estimación de las saturaciones por medio de la calibración de los puntos finales (End points) del proceso (Kantzas y Marentette, 1992). Otro punto importante es el coreholder para los experimentos de desplazamiento, debe estar construido en materiales que presenten baja atenuación de los rayos X como por ejemplo, aluminio y titanio, Vinegar y Wellington presentan un listado de posibles aleaciones (Vinegar y Wellington, 1987). Además, las mangas para los plugs deben estar hechas en Buna-N o vitón de baja dureza, el vitón de alta dureza genera una atenuación muy elevada.

Para el cálculo de las saturaciones mediante los datos de tomografía existen dos fórmulas, la primera requiere realizar escaneos a la muestra 100% saturada de agua, 100% saturada de aceite y durante el desplazamiento de fluidos, para lograr una saturación de aceite al 100% se debe manipular la muestra de forma que se complica volver a escanearla en la posición inicial, razón por la cual algunos autores (Sharma, et al., 1997) (Alvestad, et al., 1992), proponen una segunda opción más práctica, que utiliza el valor de atenuación de la muestra a saturación de agua irreducible, en lugar de saturación al 100% de crudo.

Existe una condición que se debe cumplir para garantizar la exactitud de esta ecuación y es tener una saturación de agua irreducible constante a lo largo de toda la muestra, la ecuación mencionada se muestra a continuación

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w)(1 - Swc)}{(CTN_r^{Swc} - CTN_r^w)} \quad (55)$$

Donde:

CTN representa el coeficiente de atenuación a la saturación que se desea conocer.

CTN_r^w representa el coeficiente de atenuación de la roca totalmente saturada de agua.

CTN_r^{Swc} representa el coeficiente.

Swc representa la saturación de agua irreducible.

3 Procedimiento Experimental

Para el presente trabajo de investigación se participó en un servicio de pruebas de desplazamiento para una empresa, prestado por el grupo de investigación en tomografía computarizada para caracterización de yacimientos GIT en los laboratorios del parque tecnológico de Guatiguará.

Se dispone de la información de dos pruebas de desplazamiento de fluidos para determinar permeabilidades relativas en estado no estacionario con muestras de roca y de crudos diferentes, cada muestra es un composite plug, conformado por tres plugs de 1.5 pulgadas de diámetro.

En términos generales la prueba se puede presentar en ocho partes

Preparación de la salmuera sintética que representa el agua de formación en el experimento

Saturación de la muestra y cálculo de porosidad, el primer paso se realiza al vacío para lograr una saturación total de salmuera eliminando el aire contenido en el espacio poroso

Montaje del plug en el Core Holder donde se pone a condiciones de yacimiento (presión y temperatura) y se lleva a cabo el desplazamiento de salmuera.

Determinación de la permeabilidad absoluta a la salmuera.

Desplazamiento tipo drenaje a tasa constante donde se busca la saturación de agua irreducible

Determinación de permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible, la muestra se deja en contacto con el crudo por un periodo de 10 días con el fin de restaurar la mojabilidad.

Desplazamiento tipo imbibición a tasa constante, también se realizan al final dos incrementos de tasa en busca de la saturación de aceite residual.

Determinación de la permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual.

3.1 Caso 1

A continuación, se describe el primer desplazamiento, se realizará todo el procedimiento mencionado al inicio del capítulo, para este caso particular se utilizará un crudo liviano con una presión de 1100 psi y 145°F de temperatura

3.1.1 Preparación de Salmuera y Caracterización de Fluidos

Inicialmente se conocen algunas características generales de los fluidos a utilizar en cada desplazamiento, tanto del crudo, como de la salmuera sintética, para prepararla de tal forma que sea representativa del agua de formación.

Composición de Salmuera: 6% KCl & 40000 ppm KI

Tipo de crudo: Liviano

El porcentaje de cloruro de potasio (KCl) busca representar la salinidad del agua de formación y el yoduro de potasio (KI) es un dopante que se utiliza con el fin de modificar la atenuación de los rayos x generada por la salmuera para captar mejor las imágenes con el tomógrafo.

Además, se realiza la medición de densidad de los fluidos, con el uso del picnómetro y de la viscosidad dinámica del crudo con un viscosímetro brookfield.

(ρ) Densidad del crudo: 0.861

(ρ) Densidad de la salmuera: 1.070

(μ) Viscosidad del crudo: 8.36 cP @145°F

(μ) Viscosidad del crudo: 8.36 cP @145°F

3.1.2 Saturación y Cálculo de Porosidad ($\emptyset$) del Plug

Tabla 1

Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Plug

	1A	2A	3A
Peso Seco	101.047	101.823	90.587
Peso Sat.	109.983	110.666	98.633
V.P.	8.351	8.264	7.519
VP= Volumen poroso			

Tabla 2

Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Composite Plug

	Muestra 1
Peso seco	293.457
Peso sat.	319.282
V.P.	24.134
VP= volumen poroso	

3.1.3 Montaje del Core Holder y Desplazamiento de Salmuera

Una vez saturada la muestra con la salmuera, se realiza un escaneo y se hace el montaje del Core Holder para iniciar el proceso de desplazamiento. Se lleva el sistema a las condiciones establecidas.

Tabla 3

Condiciones de la Prueba

	Caso 1
Confinamiento [psi]	1100
BPR [psi]	600
Temperatura	145°F

3.1.4 Determinación de Permeabilidad absoluta

Inicialmente se desplaza salmuera a tres diferentes tasas, se obtienen los datos del diferencial de presión y aprovechando la ley de Darcy con la información petrofísica de la muestra, se determina la permeabilidad absoluta a la salmuera. Además, se deja la muestra en contacto con el crudo durante 10 días para la restauración de mojabilidad.

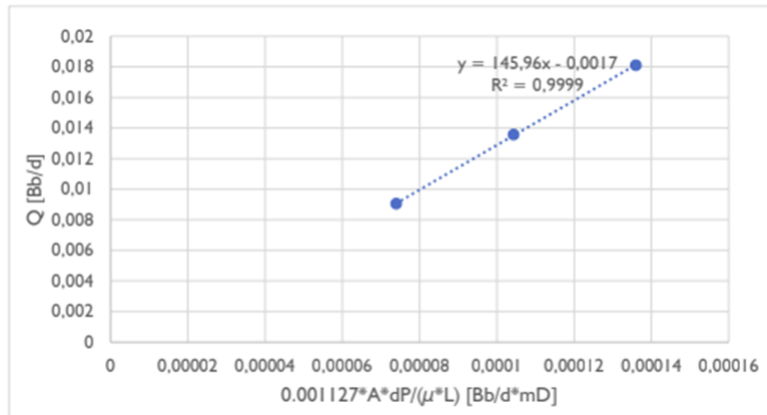
Tabla 4

Relación de Caudales y Diferencial de Presión

Q [bb/día]	ΔP Muestra 1 [psi]
0.00905	2.41
0.013575	3.4
0.0181	4.43

Figura 3

Gráfico para Determinar Permeabilidad Absoluta a la Salmuera



Mediante un gráfico de Cauda en barriles día Vs $\frac{0.001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$, ver

Figura 3 se

puede representar cada caso, donde la pendiente de la línea es la permeabilidad absoluta a la salmuera en la muestra de roca, como se puede ver en la figura los valores de permeabilidad absoluta a la salmuera son

Muestra 1= 145,96 mD

3.1.5 Desplazamiento Tipo Drenaje

En la siguiente sección que busca conocer la cantidad de agua producida y el comportamiento del diferencial de presión en el tiempo, se describe el desplazamiento del crudo, el cual fue a tasa constante de 1 cc/min, posteriormente se da el cambio de tasa a 1.5 cc/min y finalmente a 2 cc/min, durante la inyección de crudo se hacen varios escaneos CT que permitan ver el comportamiento del fluido en diferentes instantes de tiempo, gracias a la diferencia del coeficiente de atenuación generado por cada fase, además la información obtenida por el tomógrafo se convierte en perfiles de saturación y se evidencia un frente de avance de crudo, es así como se puede visualizar que no existen canales preferenciales de flujo.

Tabla 5

Estimación de Saturación de Agua Irreducible

Parámetro	Muestra 1
Volumen agua recuperada [cc]	17.5
Volumen muerto [cc]	0.5
Volumen agua sin volumen muerto [cc]	17.0
Volumen poroso [cc]	24.13
Saturación irreducible de agua	29.55%

3.1.6 Determinación de la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible

Para obtener la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible, al Igual que en el caso de la permeabilidad absoluta se utilizan tres tasas y se construye la gráfica de Caudal

$V_s \frac{0.001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$ donde el valor de la permeabilidad se encuentra representado por la pendiente.

A continuación, se presenta la Tabla 6 con los caudales implementados y sus respectivos diferenciales de presión

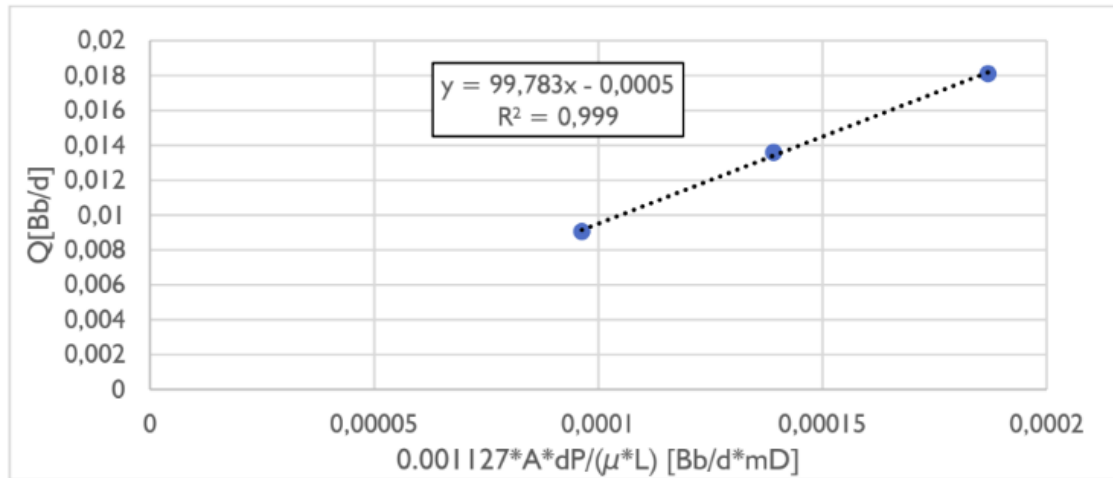
Tabla 6

Relación de Caudales y Diferencial de Presión

Q 1[bb/día]	ΔP Muestra 1 [psi]
0,00905	0,0022625
0,013575	0,004525
0,0181	0,000181

Figura 4

Gráfico para Determinar Permeabilidad Efectiva del Crudo a Saturación de Agua Irreducible



Mediante un gráfico de Caudal en barriles día Vs $\frac{0.001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$, ver

Figura 4 se

puede representar, donde la pendiente de la línea es la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible de la muestra de roca, como se puede ver en la figura el valores de permeabilidad efectiva del crudo es 99.783 mD

3.1.7 Desplazamiento Tipo Imbibición

Una vez terminado el proceso de restauración de mojabilidad se busca desplazar el crudo inyectando salmuera a tasa constante de 0.25 cc/min, con el fin de encontrar la saturación residual de crudo se realiza un incremento en la tasa hasta 0.5 cc/min para buscar mayor recuperación de aceite y finalmente se aumenta a 1 cc/min. De esta forma es posible estimar la permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual.

En este procedimiento se obtienen los datos de diferencial de presión en el tiempo y el crudo producido, además mediante los escaneos se consiguen los perfiles CT que posteriormente se convierten en perfiles de saturación. A continuación, se encuentran los perfiles de saturación, en la Figura 5.

Figura 5

Perfiles de Saturación a Diferentes Tiempos de Inyección

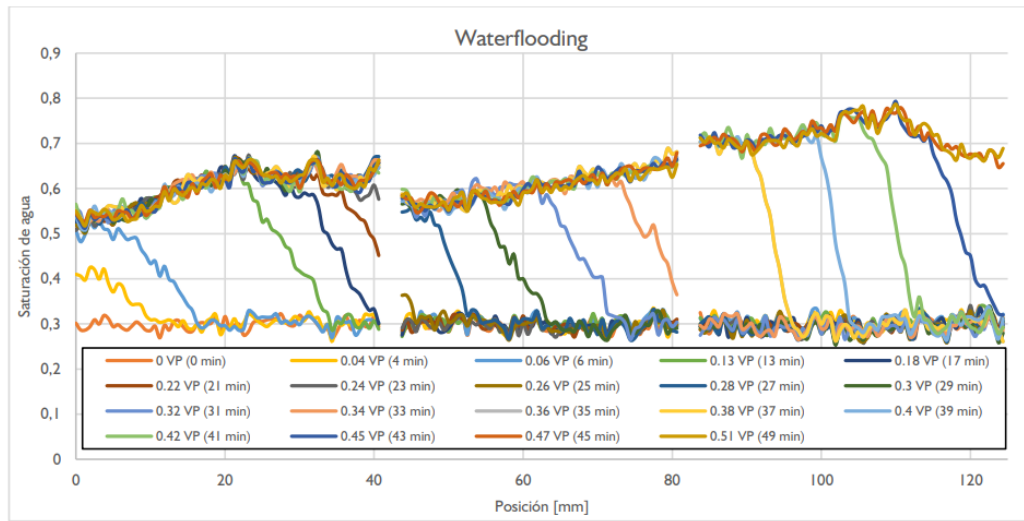


Tabla 7

Estimación de Saturación de Aceite Residual

	Caso 1
Volumen crudo recuperado [cc]	7.77
Volumen muerto [cc]	0.5
Volumen crudo menos volumen muerto [cc]	7.27
Volumen poroso [cc]	24.13
Saturación irreducible de agua (S_{wirr})	29.55%
Volumen crudo original [cc]	17.00
Saturación residual de aceite (S_{or})	40.32%
Factor de recobro (N_p/N)	42.76%
Saturación de crudo móvil ($1-S_{wirr}-S_{or}$)	30.13%

3.1.8 Determinación de Permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual

Para obtener la permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual se realiza la inyección de salmuera a tres tasas diferentes, de las cuales se obtiene un valor representativo de diferencial de presión y se grafican los tres puntos de cada tasa vs $\frac{0.001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$, ver Figura 6, donde el valor de la pendiente representa el valor de permeabilidad.

Figura 6

Gráfico para Determinar Permeabilidad Efectiva de la Salmuera a Saturación de Aceite Residual

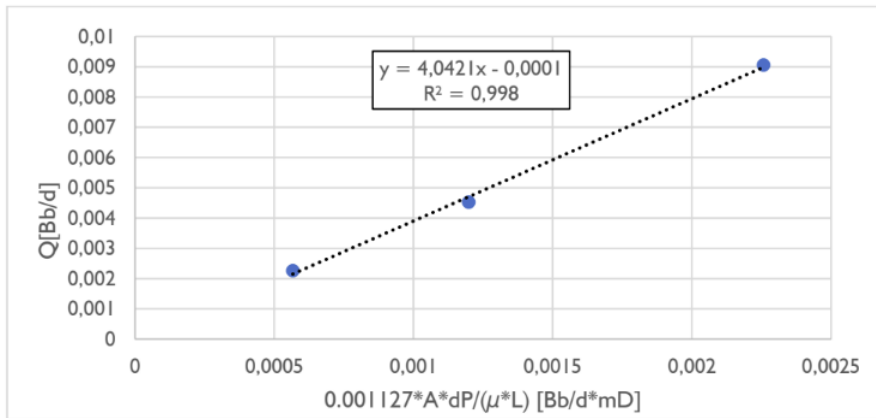


Tabla 8

Resultados Generales

Caso 1	
Kw	145.96 mD
Saturación irreducible de agua (Swirr)	29.55%
Koeff @ Swirr	99.78 mD
Saturación residual de aceite (Sor)	40.32%
Kweff @ Sor	4.04 mD
Volumen poroso	24.13 cc

3.2 Caso 2

A continuación, se describe el segundo desplazamiento, se realizará todo el procedimiento mencionado al inicio del capítulo, en esta ocasión se utilizará un crudo pesado con una presión de 1500 psi y 147°F de temperatura

3.2.1 Preparación de Salmuera y Caracterización de Fluidos

Tabla 9

Características de los fluidos

Caso 2	
Composición de Salmuera	6% KCl & 40000 ppm KI
Tipo de crudo	Medio

3.2.2 Saturación y Cálculo de Porosidad ($\emptyset$) del Plug

Tabla 10

Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Plug

	1A	2A	3A
Peso seco	144.667	147.083	101.706
Peso sat.	162.520	163.524	112.913
V.P.	17.166	15.809	10.766

VP= Volumen poroso

Tabla 11

Estimación de Volumen Poroso por Saturación por Composite Plug

	Muestra 2
Peso seco	393.456
Peso sat.	438.957
V.P.	43.741

VP= Volumen poroso

3.2.3 Montaje del Core Holder y Desplazamiento de Salmuera

Una vez saturada la muestra con la salmuera, se realiza un escaneo y se hace el montaje del coreholder para iniciar el proceso de desplazamiento. Se lleva el sistema a las condiciones establecidas, ver Tabla 12

Tabla 12

Condiciones de la Prueba

	Caso 2
Confinamiento [psi]	1500
BPR [psi]	1000
Temperatura	147 °F

3.2.4 Determinación de Permeabilidad absoluta

Inicialmente se desplaza salmuera a tres diferentes tasas, se obtienen los datos del diferencial de presión y aprovechando la ley de Darcy con la información petrofísica de la muestra, se determina la permeabilidad absoluta a la salmuera. Además, se deja la muestra en contacto con el crudo durante 10 días para la restauración de mojabilidad.

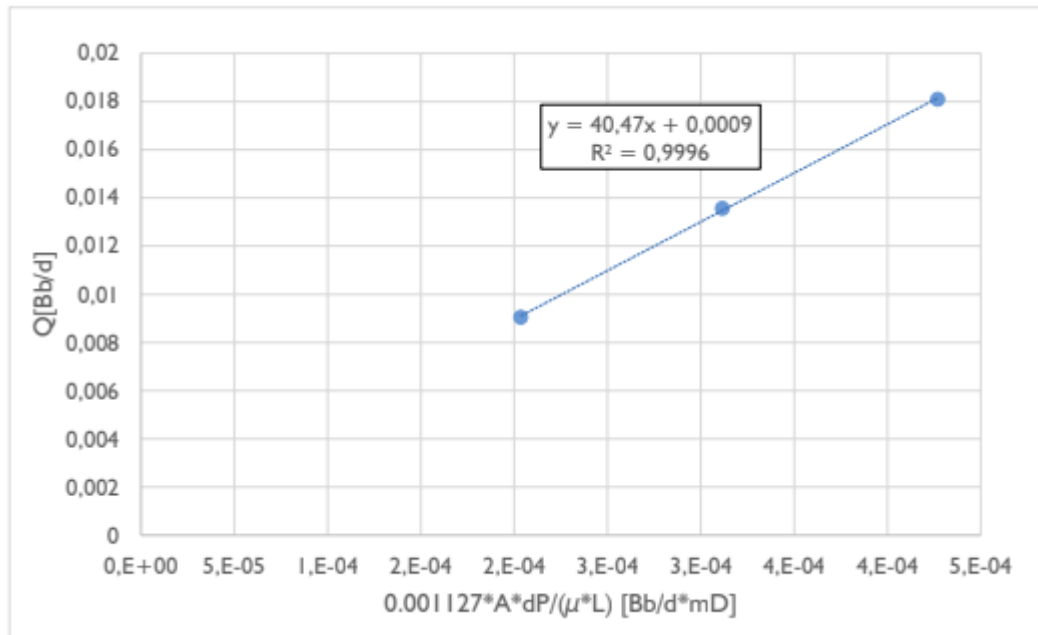
Tabla 13

Relación de Caudales y Diferencial de Presión

Q [bb/día]	ΔP Muestra 2 [psi]
0,00905	9.140
0,013575	13.995
0,0181	19.180

Figura 7

Gráfico Para Determinar la Permeabilidad Absoluta de la Salmuera



Mediante un gráfico de Cauda en barriles día Vs $\frac{0.001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$, Figura 7, se puede representar cada caso, donde la pendiente de cada línea es la permeabilidad absoluta a la salmuera de su respectiva muestra de roca., como se puede ver en la figura el valor de permeabilidad absoluta a la salmuera es 40,47 mD

3.2.5 Desplazamiento Tipo Drenaje

En la siguiente sección que busca conocer la cantidad de agua producida y el comportamiento del diferencial de presión en el tiempo, se describe el desplazamiento del crudo, el cual fue a tasa constante de 0.25 cc/min, posteriormente se da el cambio de tasa a 0.5 cc/min y finalmente a 0.75 cc/min. Gracias a los perfiles CT convertidos en perfiles de saturación se evidencia que no hay canales preferenciales de flujo.

Tabla 14

Estimación de Saturación de Agua Irreducible

	Muestra 2
Volumen agua recuperada [cc]	33.79
Volumen muerto [cc]	1.1
Volumen agua sin volumen muerto [cc]	32.69
Volumen poroso [cc]	43.77
Saturación irreducible de agua	25.31%

3.2.6 Determinación de la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible

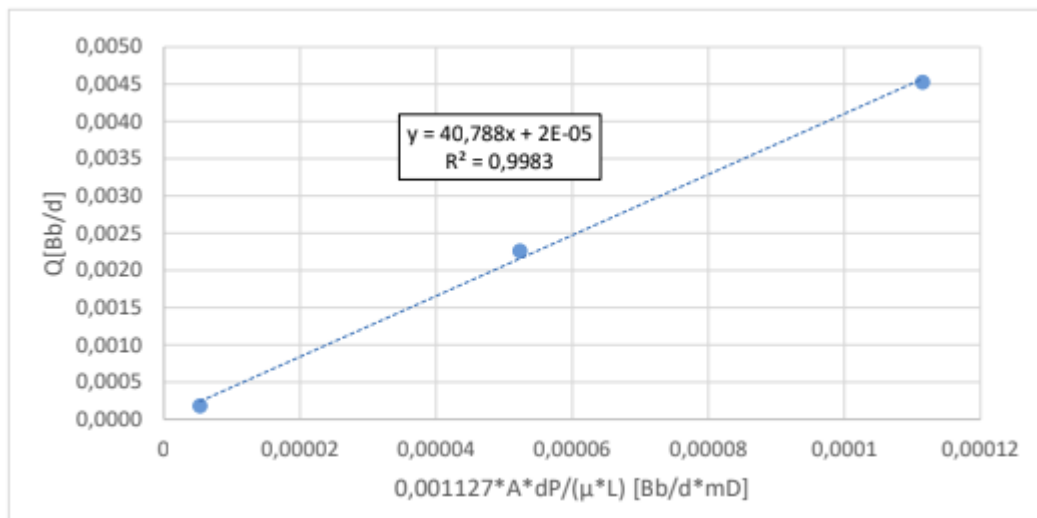
Tabla 15

Relación de Caudales y Diferencial de Presión

Q 2[bb/día]	ΔP Muestra 2 [psi]
0,0022625	5,2323E-05
0,004525	0,00011147
0,000181	5,2613E-06

Figura 8

Gráfico para Determinar Permeabilidad Efectiva del Crudo a Saturación de Agua Irreducible



Mediante un gráfico de Caudal en barriles día Vs $\frac{0,001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$, Figura 8 se puede representar

cada caso, donde la pendiente de cada línea es la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de

agua irreducible de su respectiva muestra de roca, como se puede ver en la figura el valor de permeabilidad efectiva del crudo es 40.788 mD.

3.2.7 Desplazamiento Tipo Imbibición

Una vez terminado el proceso de restauración de mojabilidad se busca desplazar el crudo inyectando salmuera a tasa constante de 0.25 cc/min hasta completar 7 volúmenes porosos, con el fin de encontrar la saturación residual de crudo se realiza un incremento en la tasa hasta 0.5 cc/min para buscar mayor recuperación de aceite y finalmente a los 12 volúmenes porosos se aumenta a 0.75 cc/min. De esta forma es posible estimar la permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual

Figura 9

Perfiles de Saturación a Diferentes Tiempos de Inyección

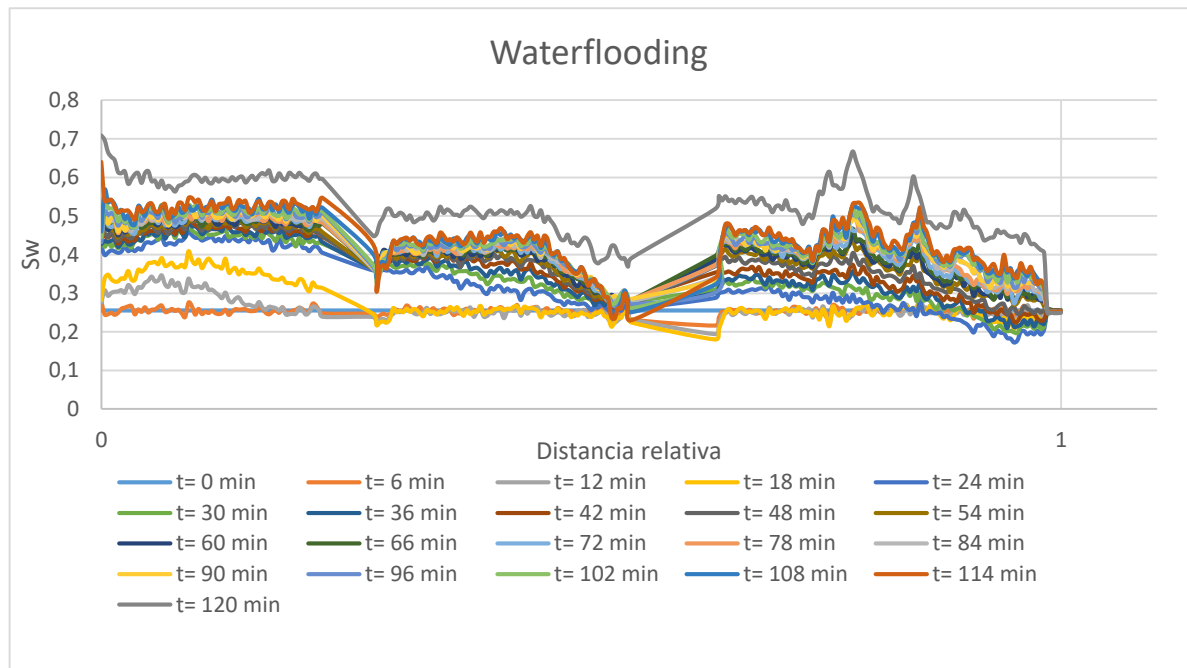


Tabla 16

Estimación de Saturación de Aceite Residual

Caso 2	
Volumen crudo recuperado [cc]	14.15

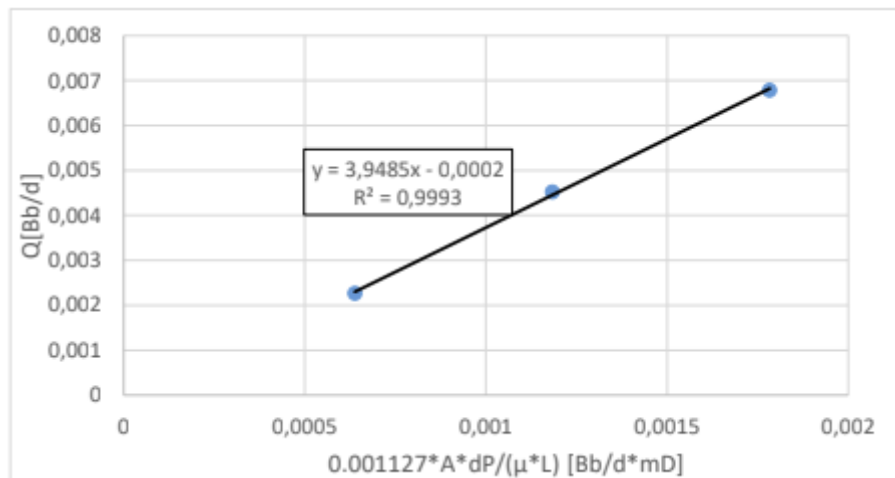
Volumen muerto [cc]	1.1
Volumen crudo menos volumen muerto [cc]	13.05
Volumen poroso [cc]	43.74
Saturación irreducible de agua (S_{wirr})	25.31%
Volumen crudo original [cc]	32.67
Saturación residual de aceite (S_{or})	44.63%
Factor de recobro (N_p/N)	39.94%
Saturación de crudo móvil ($1-S_{wirr}-S_{or}$)	30.06%

3.2.8 Determinación de Permeabilidad efectiva de la salmuera a saturación de aceite residual

Para obtener la permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual se realiza la inyección de salmuera a tres tasas diferentes, de las cuales se obtiene un valor representativo de diferencial de presión y se grafican los tres puntos de cada tasa vs $\frac{0.001127 \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$, Figura 10, donde el valor de la pendiente representa el valor de permeabilidad.

Figura 10

Gráfico para Determinar la Permeabilidad Efectiva de la Salmuera a Saturación de Aceite Residual



A continuación, la información referente a las permeabilidades en la Tabla 17.

Tabla 17

Resultados Generales

	Caso 2
Kw	40.47 mD
Saturación irreducible de agua (Swirr)	25.31%
Koeff @ Swirr	40.79 mD
Saturación residual de aceite (Sor)	44.63%
Kweff @ Sor	3.94 mD
Volumen poroso	43.74 cc

4 Planteamiento del modelo

En esta sección se describe el desarrollo del modelo analítico empleado y todo el procedimiento para predecir el comportamiento del experimento de desplazamiento de fluidos, cuyo objetivo principal es estimar las permeabilidades relativas y además muestra cómo se da el avance frontal del fluido inyectado a través del plug, es decir la fase humectante, evaluado en diferentes instantes de tiempo.

El modelo consta de dos partes, una está enfocada en representar el movimiento del fluido desplazante a través de la muestra de roca, en esta sección se obtienen perfiles de saturación, que representan de forma visual la longitud o distancia de la muestra que ya ha sido invadida por la fase humectante, además muestra como varía la saturación a lo largo de la zona invadida y no se queda con un valor de saturación promedio para toda la muestra, cada perfil corresponde a la posición del frente de desplazamiento dentro del plug en un instante de tiempo determinado. La otra parte se encarga de la determinación de las permeabilidades relativas de ambas fases para determinados valores de saturación de agua, lo que permite representar una sección de las curvas de permeabilidad relativa y ver su tendencia.

Para cumplir con lo anteriormente descrito se hace uso de los planteamientos de los modelos, de Buckley-Leverett y de Henry Welge para la estimación del avance frontal del fluido desplazante, donde se utiliza la correlación de Hirasaki para obtener valores de permeabilidad relativa a diferentes valores de saturación, los cuales son parte fundamental del proceso de predicción del avance frontal, una vez obtenidos los perfiles de saturación, es posible modificarlos para obtener un resultado más exacto, cambiando el valor de los exponentes de Hirasaki, para la determinación de las permeabilidades relativas de las dos fases una vez presentada la ruptura del fluido desplazante se emplea el método JBN.

Los datos de entrada o requeridos por el modelo abarcan tanto información petrofísica del plug en cuestión, como datos del desplazamiento y propiedades de los fluidos, a continuación, se presenta la información necesaria en su totalidad:

4.1 Información del plug/petrofísica

- Área
- Diámetro
- Longitud
- Porosidad ϕ
- Saturación de aceite residual S_{or}
- Saturación de agua irreducible S_{wirr}
- Volumen poroso

4.2 Información del desplazamiento

- Caudal de inyección
- Diferencial de presión y petróleo producido a un tiempo determinado después de ruptura
- Perfiles de saturación obtenidos con tomografía

- Permeabilidad absoluta
- Permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual
- Permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible
- Petróleo producido y caudal a diferentes tiempos

4.3 Propiedades de los fluidos

- Viscosidad del agua
- Viscosidad del crudo

4.4 Estimación del avance frontal

En este procedimiento específicamente se precisa conocer el volumen poroso de la muestra, los end points, la saturación de agua irreducible y de aceite residual, además el caudal y el petróleo producido acumulado en diferentes instantes de tiempo, en el caso particular se decide tomar la información experimental en 20 instantes de tiempo, distribuidos desde el inicio de la inyección hasta después del tiempo de ruptura, siguiendo como ejemplo el modelo planteado por Buckley-Leverett con algunas diferencias por lo tanto se encuentran datos de forma analítica, gráfica y numérica con el objetivo de llevar un proceso lo más sencillo y preciso posible.

- 1) En primer lugar, utilizando el tiempo y el caudal se obtiene la cantidad de agua inyectada acumulada en cada instante de tiempo a analizar.

$$W_i = t \cdot Q \quad (56)$$

- 2) con este dato y el petróleo producido acumulado (N_p) se calcula mediante un balance de masa la cantidad de agua producida acumulada.

$$W_p = W_i - N_p \quad (57)$$

- 3) A continuación, se estima la saturación de agua en cada tiempo utilizando saturación de agua irreducible sumada con la razón entre el agua inyectada y el volumen poroso del plug

y a partir del punto de ruptura se debe restar el volumen de agua producida dividido en el volumen poroso.

$$Sw_{prom} = \frac{Wi}{V_p} + Sw_{irr} \quad Sw_{prom} = \frac{Wi - W_p}{V_p} + Sw_{irr} \quad (58)$$

- 4) Una vez se tiene la saturación de agua se procede a estimar la permeabilidad relativa del agua y del crudo, utilizando la correlación de Hirasaki, la cual emplea los end points y las saturaciones de agua irreducible y de crudo residual.

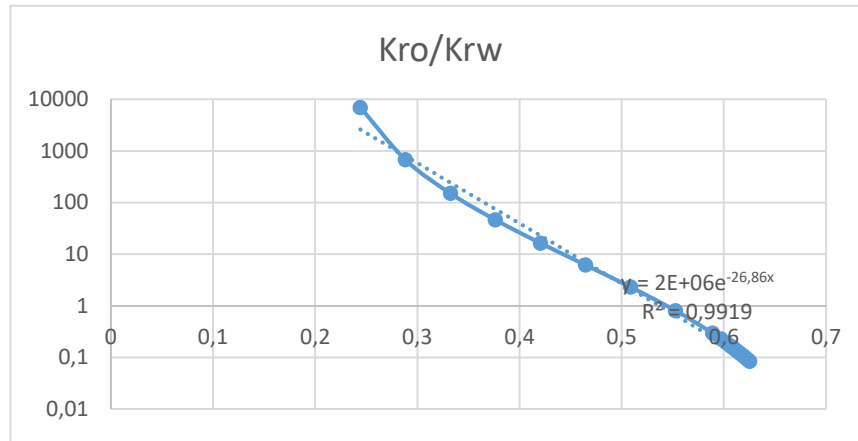
$$K_{ro} = K_{oeff} \left(\frac{So - Sor}{1 - Sor - Sw_{irr}} \right)^{no} \quad (59)$$

$$K_{rw} = K_{weff} \left(\frac{Sw - Sor}{1 - Sor - Sw_{irr}} \right)^{nw} \quad (60)$$

- 5) Posteriormente se encuentra el flujo fraccional de agua a cada instante de tiempo con la relación de permeabilidades relativas y las viscosidades de los fluidos.

Ver Ecuación (40)

- 6) Graficar la relación de permeabilidades relativas contra saturación de agua en escala semilogarítmica y generar una línea de tendencia exponencial ver Figura 11

Figura 11*Gráfico de Relación de Permeabilidades Contra Saturación*

7) Tomar el coeficiente del exponente en la ecuación de la línea de tendencia, que será llamado constante b

8) En este punto, se calcula la derivada del flujo fraccional, para esto el modelo cuenta con diferentes alternativas

- a. Como está planteado por Buckley-Leverett se puede determinar la derivada del flujo fraccional a cada valor de saturación de forma analítica con la siguiente expresión

$$\frac{dF_w}{dS_w} = b(F_w^2 - F_w) \quad (61)$$

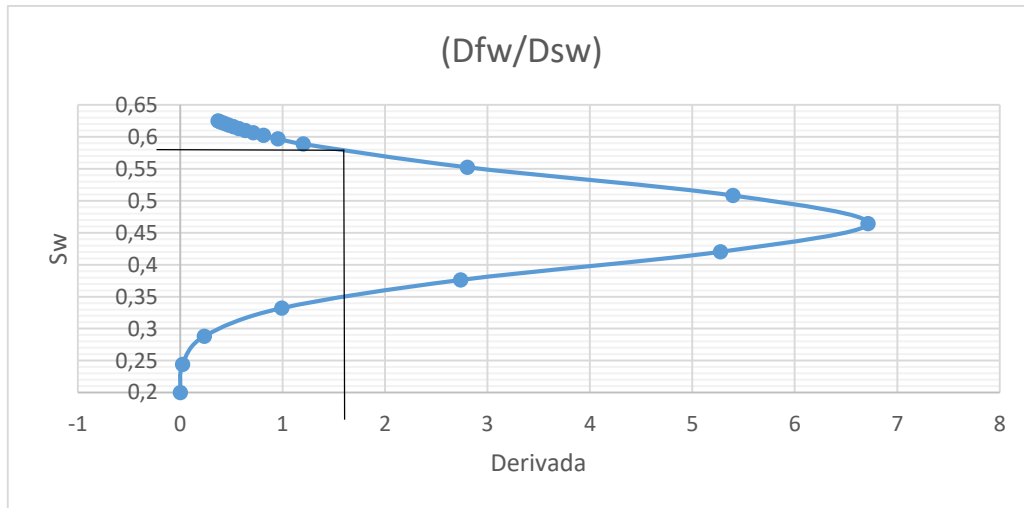
Donde b es una constante que representa la pendiente de la recta K_{ro}/K_{rw} Vs S_w graficada en un plano semilogarítmico

- b. Utilizando los datos previamente encontrados se realiza una gráfica de Saturación de agua contra la derivada del flujo fraccional, ver Figura 12 donde se puede leer

gráficamente el valor de la derivada a cualquier valor de saturación de agua independientemente de tener o no tabulado dicho valor de saturación.

Figura 12

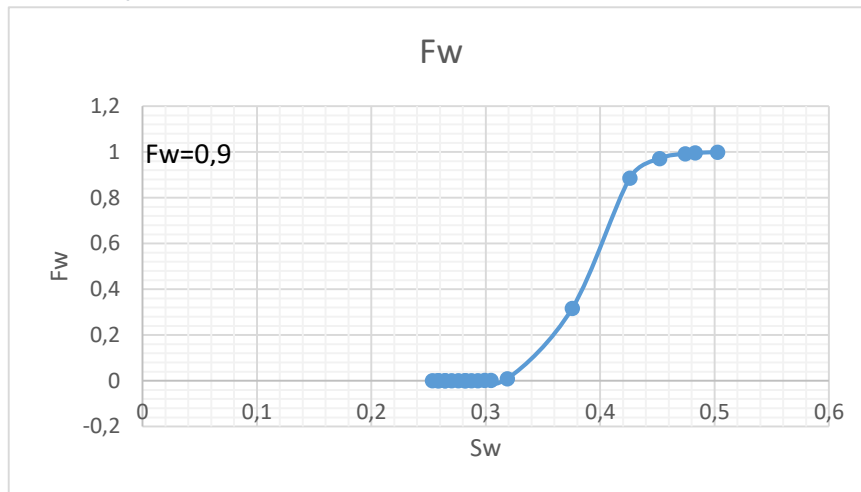
Gráfica de la Derivada del Flujo Fraccional Contra Saturación



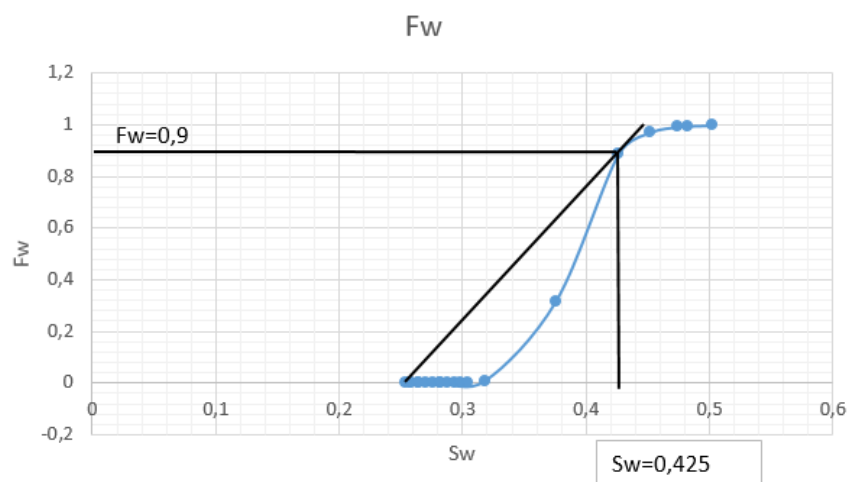
- c. Es posible encontrar una derivada numérica empleando diferencias finitas con un delta de saturación pequeño para obtener un valor con mayor precisión, se eligió una diferencia central del flujo fraccional, para esto se requiere tomar la saturación un paso adelante y uno atrás y calcular las permeabilidades relativas en cada uno, con estas se obtiene el flujo fraccional un paso adelante y un paso atrás para realizar las diferencias de la siguiente forma

$$\frac{dFw}{dSw} = \frac{Fw_{Sw+0.01} - Fw_{Sw-0.01}}{0.02} \quad (62)$$

- 9) Se realiza un gráfico de flujo fraccional de agua vs saturación de agua, como se muestra en la Figura 13 con el cual se determinará la saturación de agua en el frente de avance.

Figura 13*Curva del Flujo Fraccional*

- 10) Se traza una recta inclinada a partir del primer punto de la curva de flujo fraccional hasta que llegue a la altura de flujo fraccional igual a uno de tal forma que sea tangente a la curva, como se ve en la **Figura 14**.

Figura 14*Lectura del Flujo Fraccional en el Frente*

11) Se lee el punto de tangencia entre la recta y la curva. El valor en X representa la saturación de agua en el frente de avance y el valor de Y será el flujo fraccional en el frente.

12) Realiza una tabla con los valores de saturación a partir de la saturación del frente y sus respectivas derivas del flujo fraccional con los cuales se calcula la posición del frente en los tiempos escogidos con la expresión siguiente

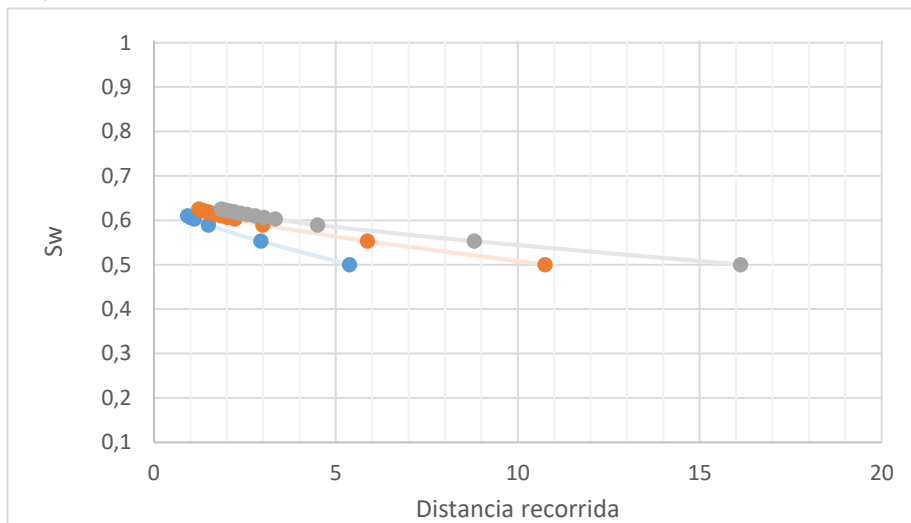
$$(X)_{sw} = \left[\frac{5,615 * q * t}{\phi * A} \right] \left(\frac{dfw}{dsw} \right)_{sw} \quad (63)$$

13)

14) Figura 15 donde se visualiza la ubicación del frente de desplazamiento a ciertos tiempos determinados.

Figura 15

Perfiles de Saturación Calculados



4.5 Estimación de permeabilidades relativas

Para la determinación de las permeabilidades relativas se utiliza información del plug, como el área, saturación de agua irreducible y volumen poroso, respecto a los fluidos se toman las viscosidades y del experimento de desplazamiento se necesita conocer el caudal, el petróleo producido acumulado (N_p) y diferencial de presión (ΔP) asociados a varios instantes de tiempo, la información experimental se toma a partir del punto de ruptura y se utilizan 10 instantes de tiempo, el modelo sigue el planteamiento de JBN para el cálculo de las permeabilidades relativas.

- 1) En primer lugar, se organiza una tabla con el valor de N_p y ΔP para cada tiempo, además se define una columna para cada dato que se requiere calcular.

- 2) Se calcula el agua inyectada, como el producto de cada tiempo con el caudal.

Ver Ecuación (56)

- 3) Se calcula el agua producida acumulada, como la diferencia entre el agua inyectada y el petróleo producido.

Ver Ecuación (57)

- 4) Se estima la saturación de agua promedio mediante un balance de masa de la siguiente forma

Ver Ecuación (58)

- 5) Se requiere conocer el agua inyectada expresada en volúmenes porosos, para esto se divide el agua inyectada en el volumen poroso.

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p} \quad (64)$$

- 6) Se encuentra un delta de saturación promedio.

$$\Delta Sw_{prom} = Sw_2 - Sw_1 \quad (65)$$

7) Se calcula el delta de agua inyectada en volúmenes porosos.

$$\Delta Qi = Qi_2 - Qi_1 \quad (66)$$

8) A continuación, se encuentra el flujo fraccional de aceite como la razón del delta de saturación promedio y el delta del volumen poroso de agua inyectada.

$$Fo = \frac{\Delta Sw}{\Delta Qi} \quad (67)$$

9) El flujo fraccional de agua se calcula como 1- flujo fraccional de aceite.

$$Fw = 1 - Fo \quad (68)$$

10) Se halla el flujo fraccional en la cara de producción como el delta de Np dividido en el caudal.

$$Fo2 = \frac{\Delta Np}{Q} \quad (69)$$

11) Se calcula la saturación en la cara de producción como la diferencia entre la saturación promedio y el producto del volumen poroso de agua inyectada con el flujo fraccional de crudo en la cara de producción.

$$Sw2 = Sw - (Qi \cdot Fo2) \quad (70)$$

12) Se determina la inyektividad relativa I_r como el cociente de la velocidad en la cara de entrada (calculada dividiendo el caudal en el área transversal al flujo) sobre el diferencial de presión que a su vez divide en la razón de la velocidad sobre el delta de presión inicial del desplazamiento.

$$I_r = \frac{v/\Delta P}{v/\Delta Pi} \quad (71)$$

13) A continuación, se calcula el inverso multiplicativo del agua inyectada para su uso en el cálculo de la permeabilidad relativa del crudo.

14) Se calcula el inverso multiplicativo del producto entre el agua inyectada y la inyectividad relativa.

15) Se calcula la permeabilidad relativa del crudo

$$K_{ro} = Fo. \frac{\Delta(1/W_i)}{\Delta(1/W_i . I_r)} \quad (72)$$

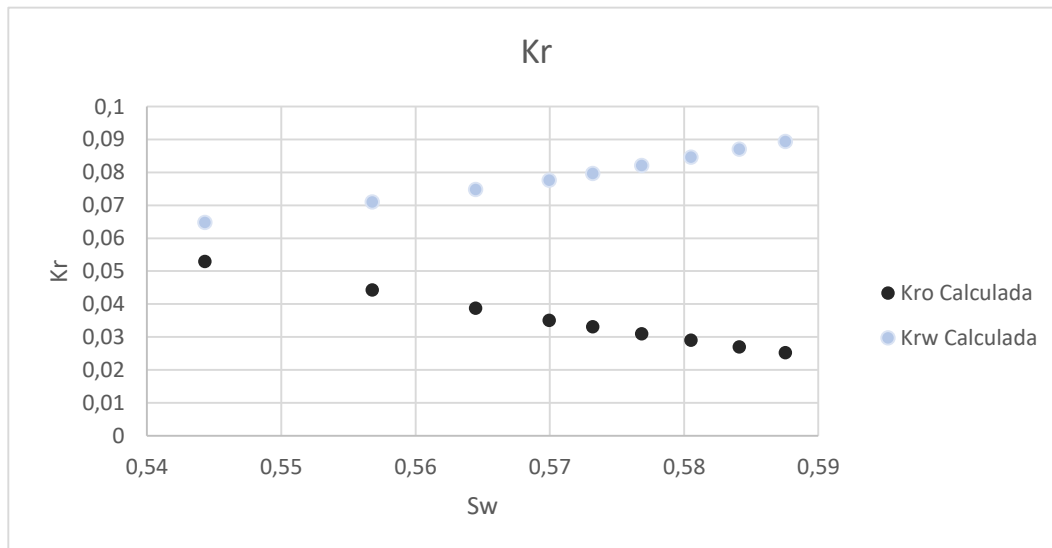
16) Se calcula la permeabilidad relativa del agua

$$K_{rw} = \frac{(1 - Fo). \mu_w}{Fo. \mu_o} K_{ro} \quad (73)$$

17) Se grafican los puntos obtenidos de las permeabilidades relativas con la saturación de agua en la cara de producción del plug como se ve en la Figura 16.

Figura 16

Permeabilidades Relativas Calculadas



5 Desarrollo de la herramienta

En la presente sección se muestra la herramienta, se explica cómo funciona y se presenta la programación de la misma

5.1 Descripción General

Esta herramienta tiene un enfoque conceptual y está diseñada para facilitar el proceso de interpretación de las pruebas de desplazamiento en laboratorio, se encarga de realizar simultáneamente dos procedimientos para entregarle al usuario los valores de permeabilidad relativa a diferentes valores de saturación de agua en la cara de producción además de brindar una perspectiva del comportamiento del agua inyectada dentro de la muestra en toda su longitud.

A continuación, se presentarán las tres secciones de la herramienta.

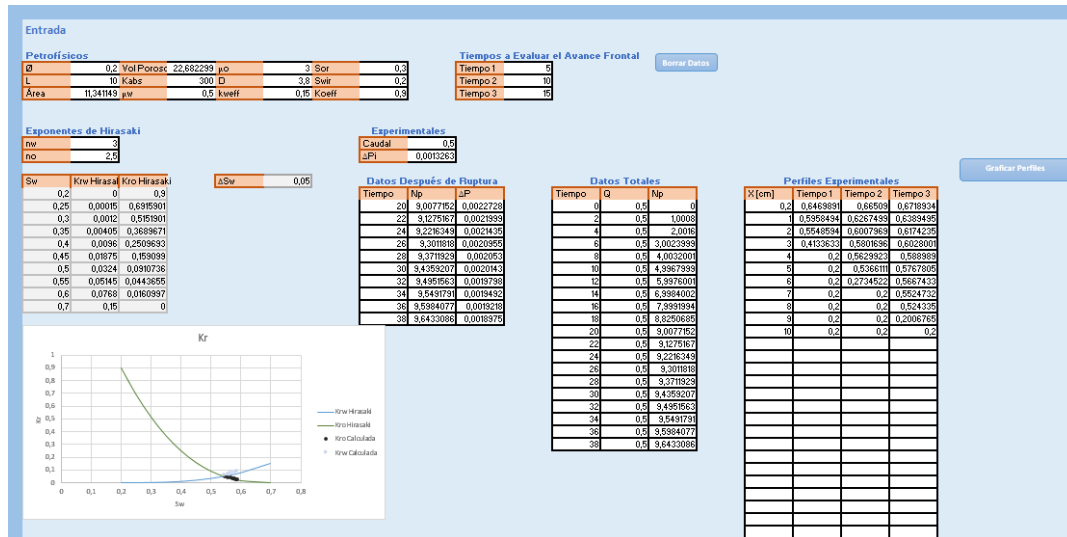
5.1.1 Entrada

En primera instancia el usuario se encontrará con una interfaz amigable y fácil de diligenciar, Figura 17; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** donde deberá digitar los datos de entrada requeridos, los cuales están distribuidos en tablas de acuerdo a una clasificación presentada más adelante, además puede visualizar una gráfica de permeabilidad relativa cuyo objetivo es comparar los datos calculados

con los valores teóricos obtenidos con la correlación de Hirasaki, comprobando de esta forma la coherencia de la tendencia obtenida.

Figura 17

Vista General de la Pestaña de Entrada



5.1.2 Predicción/Descripción del avance frontal

Una vez completada la entrada inicial de datos debe ir a la pestaña encargada del avance frontal donde encontrará calculada información como por ejemplo el flujo fraccional a diferentes valores de saturación de agua, también debe realizar lectura de gráficas, seleccionar el método de cálculo de la derivada del flujo fraccional y completar las tablas para continuar con el proceso de la predicción del avance frontal del fluido desplazante. En términos generales se puede presentar en 4 partes todo el contenido de esta pestaña, inicialmente se encontrará con parte de la información de entrada y los datos calculados automáticamente ver Figura 18; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 18

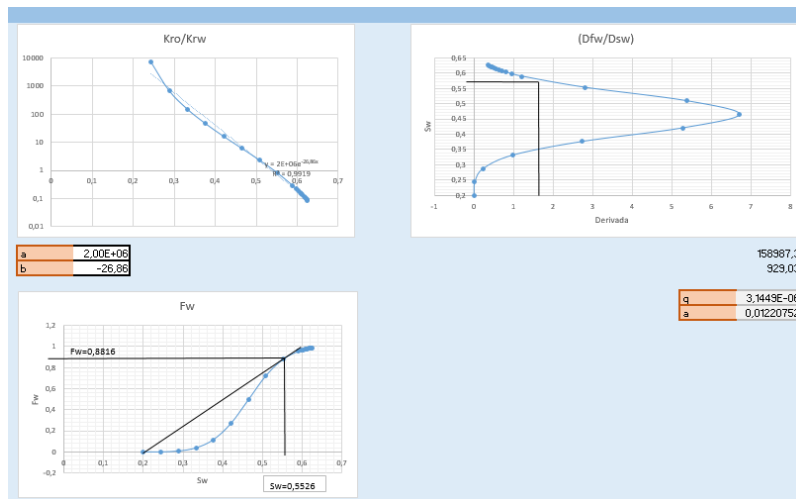
Pestaña de Predicción del Avance Frontal Parte 1

Petrofísicos						Datos en el frente					
Ø	0,2	Vol Poroso	22,682299	μo	3	Sor	0,3	Swf	0,5526		
L	10	Kabs	300	D	3,8	Swir	0,2	Kro	0,042467941		
Área	11,3411495	μw	0,5	kweff	0,15	Koeff	0,9	Krw	0,052605139		
								Kro/Krw	0,80729644		
								Fw	0,881407186		

t	Q	Np	W injectad	Wp	Balance	Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	Fw	(Dfw/Dsw)
0	0,5	0	0	0	0,2	0,2	0,9	0	#iDIV/O!	#iDIV/O!	#iDIV/O!
2	0,5	1,00080001	1	-0,0008	0,24408724	0,24408724	0,714532295	0,00010283	6948,672243	0,000862729	0,023152919
4	0,5	2,00160003	2	-0,0016	0,28817448	0,28817448	0,55411592	0,00082264	673,582205	0,008828954	0,235051955
6	0,5	3,00239992	3	-0,0023999	0,33226173	0,33226173	0,41750779	0,002776411	150,376781	0,038368868	0,991045297
8	0,5	4,00320005	4	-0,0032001	0,37634897	0,37634897	0,303396098	0,006581123	46,10096133	0,115161023	2,737006111
10	0,5	4,99679995	5	0,00320005	0,42043621	0,42043621	0,210387436	0,012853756	16,36777898	0,268242994	5,272314217
12	0,5	5,99760008	6	0,00239992	0,46452345	0,46452345	0,136989302	0,02221129	6,16755268	0,493114775	6,713726666
14	0,5	6,99840021	7	0,00159979	0,50861069	0,50861069	0,081585255	0,035270706	2,313116562	0,721750977	5,394199904
16	0,5	7,99919939	8	0,00080061	0,55269793	0,55269793	0,042397435	0,052648984	0,805284967	0,881667708	2,802297368
18	0,5	8,82506847	9	0,17493153	0,58907293	0,58907293	0,020864663	0,070676378	0,295214092	0,953104996	1,200530876
20	0,5	9,00771523	10	0,99228477	0,59712532	0,59712532	0,017281791	0,075156055	0,229945422	0,963090299	0,954802487
22	0,5	9,12751675	11	1,87248325	0,60240704	0,60240704	0,015148295	0,078194814	0,193725055	0,968722368	0,813840327
24	0,5	9,22163486	12	2,77836514	0,60655645	0,60655645	0,013589105	0,080638753	0,168518296	0,972680912	0,71374422
26	0,5	9,30118179	13	3,69881821	0,61006345	0,61006345	0,012349747	0,082743604	0,149253186	0,975728242	0,636115706
28	0,5	9,37119293	14	4,62880707	0,61315005	0,61315005	0,011317264	0,084626167	0,13373244	0,978197217	0,572854555
30	0,5	9,43592072	15	5,56407928	0,61600372	0,61600372	0,010410406	0,086391872	0,120502141	0,980311723	0,518415422
32	0,5	9,49515629	16	6,50484371	0,61861525	0,61861525	0,00962	0,088029126	0,109282009	0,982112135	0,471873496
34	0,5	9,54917908	17	7,45082092	0,62099697	0,62099697	0,008931551	0,089540218	0,099749047	0,983647024	0,432058027
36	0,5	9,59840775	18	8,40159225	0,62316732	0,62316732	0,008330717	0,090932184	0,091614619	0,984960536	0,397884663
38	0,5	9,64330864	19	9,35669136	0,62514688	0,62514688	0,007804449	0,092214292	0,084633836	0,986090562	0,368410831

Figura 19

Pestaña de Predicción del Avance Frontal Gráficas



A la derecha encontrará las gráficas, **Figura 19**, en las cuales se debe leer entre otras cosas la saturación del frente de avance y las constantes a y b para el cálculo de la derivada por el método de Buckley-Leverett.

Bajo las gráficas encontrará una tabla para el cálculo de la derivada de forma numérica como se ve en la

Figura 20.

Figura 20

Pestaña de Predicción del Avance Frontal Tabla Derivada Numérica

Sw	Sw+	Sw-	Kro+	Kro-	Krw+	Krw-	Kro+/Krw+	Kro-/Krw-	Fw+	Fw-	Derivada
0,2	0,21	0,19	0,85567274	0,94567724	0,0000012	-0,0000012	713060,62	-788064,37	8,41436E-06	-7,61365E-06	0,0008014
0,24408724	0,25408724	0,23408724	0,67599307	0,75436062	0,00018987	4,75288E-05	3560,21718	15871,6535	0,001682455	0,00037789	0,06522827
0,28817448	0,29817448	0,27817448	0,52108825	0,58836877	0,00113547	0,000573293	458,917007	1026,29758	0,012905529	0,005812278	0,35466258
0,33226173	0,34226173	0,32226173	0,38970055	0,44647277	0,00345498	0,002193072	112,793885	203,583309	0,05050765	0,028628234	1,09397082
0,37634897	0,38634897	0,36634897	0,28050093	0,32737739	0,00776537	0,005523846	36,1220247	59,2662034	0,142443295	0,091931194	2,52560508
0,42043621	0,43043621	0,41043621	0,19207524	0,22970906	0,01468363	0,011182597	13,0809105	20,5416571	0,314450404	0,226059736	4,4195334
0,46452345	0,47452345	0,45452345	0,12290539	0,15199963	0,02482673	0,019786303	4,95052605	7,68206301	0,547918883	0,438530359	5,46942621
0,50861069	0,51861069	0,49861069	0,07134223	0,09266346	0,03881167	0,031951946	1,83816467	2,90008819	0,765485321	0,674150623	4,5667349
0,55269793	0,56269793	0,54269793	0,03556396	0,04996358	0,05725541	0,048296505	0,62114598	1,03451752	0,906187542	0,852936961	2,66252904
0,58907293	0,59907293	0,57907293	0,01647543	0,02588966	0,07626724	0,065365646	0,21602232	0,39607441	0,965247499	0,93807539	1,35860542
0,59712532	0,60712532	0,58712532	0,01338323	0,02179259	0,08097773	0,069620314	0,16527046	0,31302055	0,973193315	0,950416674	1,13883203
0,60240704	0,61240704	0,59240704	0,01156087	0,01933202	0,08417041	0,072508949	0,13735076	0,26661559	0,977620513	0,957454612	1,00829504
0,60655645	0,61655645	0,59655645	0,01023999	0,01752169	0,08673669	0,07483354	0,11805833	0,23414225	0,9807033	0,962441946	0,91306771
0,61006345	0,62006345	0,60006345	0,00919774	0,01607416	0,0889459	0,076836554	0,10340822	0,20919943	0,9830573	0,966308148	0,83745757
0,61315005	0,62315005	0,60315005	0,0083354	0,01486162	0,09092105	0,078628755	0,09167735	0,18900993	0,984950393	0,969460394	0,77449996
0,61600372	0,62600372	0,60600372	0,00758302	0,01379095	0,09277296	0,080310306	0,0817374	0,1717208	0,986560189	0,972176188	0,71920005
0,61861525	0,62861525	0,60861525	0,00693156	0,01285292	0,09448962	0,081870033	0,07335791	0,15699175	0,987921358	0,974501874	0,67097422
0,62099697	0,63099697	0,61099697	0,00636778	0,01203177	0,09607356	0,083309993	0,06628024	0,14442169	0,98907399	0,976495479	0,62892554
0,62316732	0,63316732	0,61316732	0,00587881	0,01131164	0,09753226	0,084636783	0,06027557	0,13364919	0,990053989	0,978210494	0,59217474
0,62514688	0,63514688	0,61514688	0,00545312	0,01067793	0,09887554	0,085859149	0,05515131	0,12436565	0,990891837	0,979693301	0,5599268
0,5	0,51	0,49	0,08011272	0,10288824	0,0357492	0,0292668	2,24096551	3,51552747	0,728070029	0,630548335	4,8760847

Finalmente están las tablas para la predicción del avance frontal, **Figura 21**, donde se utiliza la derivada calculada por el método de su preferencia para predecir el avance frontal.

Figura 21

Pestaña de Predicción del Avance Frontal Tablas de predicción

Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft	X Tiempo 1 cm	X Tiempo 2 cm	X Tiempo 3 cm	Volumen	Vol total	Valor Limite
0,5	4,876084703	0,176336105	0,352672211	0,529008316	5,374724492	10,74944898	16,12417347	1,8061122	3,982443573	2,5
0,55269793	2,662529043	0,096286269	0,192572537	0,288858806	2,934805469	5,869610938	8,804416407	1,209104856	2,176331373	
0,58907293	1,358605416	0,049131876	0,098263751	0,147395627	1,497539573	2,995079145	4,492618718	0,346605113	0,967226517	
0,60240704	1,008295043	0,036466344	0,07292688	0,109990319	1,111405644	2,222811288	3,334216933	0,096301396	0,620621404	
0,60655645	0,913067709	0,03301969	0,066039379	0,099059069	1,006440141	2,012880283	3,019320424	0,077186625	0,524320008	
0,61006345	0,837457567	0,030285365	0,06057073	0,090856096	0,92309793	1,846195861	2,769293791	0,064789215	0,447133383	
0,61315005	0,774499963	0,0280086	0,0560172	0,084025801	0,853702135	1,707404269	2,561106404	0,057319387	0,382344168	
0,61600372	0,719200054	0,026008764	0,052017528	0,078026292	0,792747128	1,585494256	2,378241384	0,050316458	0,325024781	
0,61861525	0,670974217	0,024264751	0,048529502	0,072794252	0,739589605	1,479179209	2,218768814	0,044133981	0,274708323	
0,62099697	0,628925542	0,022744125	0,04548825	0,068232375	0,693240934	1,386481868	2,079722802	0,038782505	0,230574342	
0,62316732	0,592174739	0,021415089	0,042830178	0,064245267	0,652731908	1,305463816	1,958195724	0,034197999	0,191791837	
0,62514688	0,559926803	0,020248892	0,040497784	0,060746676	0,617186223	1,234372446	1,851558669	0,157593838	0,157593838	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	

$$(X)_{sw} = \left| \frac{5,615 * q * t}{\phi * A} \right| \left(\frac{dfw}{dsw} \right)_{sw}$$

5.1.3 Estimación de Permeabilidades relativas

Figura 22

Pestaña de Estimación de Permeabilidades Relativas Vista General

Entrada																						
Petrofísicos																						
Q	0,2	Vol Poroso	22,6823	µs	3	Sor	0,3															
L	10	Kaba	300	D	3,8	Swr	0,2															
Área	11,3411	µv	0,5	Iveff	0,15	Koeff	0,9															
Tiempo	Np	ΔP	DNp	Wl	Wp	Balance	Swprom	Qi	ΔSwprom	ΔQi	Fo	Fv	Fo2	Sw2	Ir	Wt/Wt	Δ(Wt/Wt)	Δ(Wt/Wt)	Δ(Wt/Wt)	Kro Calcula	Krw Calculada	
20	9,0077	0,0023		10,0000	0,9923	0,5371	0,5371	0,4409							0,5835	0,1714	0,1000					
22	9,1275	0,0022	0,198	11,0000	1,8725	0,6024	0,6024	0,4950	0,0053	0,0441	0,1158	0,8802	0,1158	0,5443	0,6029	0,1508	-0,0206	0,0909	-0,0091	0,4418	0,0529	0,0648
24	9,2216	0,0021	0,3941	12,0000	2,7764	0,6066	0,6066	0,5230	0,0041	0,0441	0,0941	0,9053	0,0941	0,5568	0,6187	0,1347	-0,0161	0,0833	-0,0076	0,4703	0,0443	0,0710
26	9,3012	0,0021	0,795	13,0000	3,6368	0,6101	0,6101	0,5731	0,0035	0,0441	0,0795	0,9205	0,0795	0,5645	0,6329	0,1215	-0,0131	0,0769	-0,0064	0,4877	0,0388	0,0748
28	9,3712	0,0021	0,7000	14,0000	4,6288	0,6132	0,6132	0,6172	0,0031	0,0441	0,0700	0,9300	0,0700	0,5699	0,6460	0,1106	-0,0110	0,0714	-0,0055	0,5009	0,0351	0,0776
30	9,4359	0,0020	0,6647	15,0000	5,5641	0,6160	0,6160	0,6613	0,0029	0,0441	0,0647	0,9353	0,0647	0,5732	0,6584	0,1013	-0,0093	0,0667	-0,0048	0,5112	0,0331	0,0797
32	9,4952	0,0020	0,6532	16,0000	6,5048	0,6186	0,6186	0,7054	0,0026	0,0441	0,0632	0,9408	0,0532	0,5768	0,6699	0,0933	-0,0080	0,0625	-0,0042	0,5237	0,0310	0,0821
34	9,5492	0,0019	0,6540	17,0000	7,4508	0,6210	0,6210	0,7495	0,0024	0,0441	0,0640	0,9460	0,0540	0,5805	0,6804	0,0865	-0,0068	0,0588	-0,0037	0,5371	0,0290	0,0847
36	9,5994	0,0019	0,6432	18,0000	8,4016	0,6232	0,6232	0,7936	0,0022	0,0441	0,0632	0,9508	0,0432	0,5841	0,6901	0,0805	-0,0059	0,0556	-0,0033	0,5494	0,0270	0,0871
38	9,6433	0,0019	0,6449	19,0000	9,3567	0,6251	0,6251	0,8377	0,0020	0,0441	0,0649	0,9551	0,0449	0,5875	0,6990	0,0753	-0,0052	0,0526	-0,0029	0,5619	0,0252	0,0894

En esta sección la herramienta no requiere más datos y el usuario únicamente hará lectura y análisis de los resultados obtenidos, podrá visualizar todos los parámetros encontrados mediante los cálculos realizados y tendrá los valores exactos de las permeabilidades relativas graficados en la sección de entrada como se ve en la **Figura 22.**

5.2 Funcionamiento de la herramienta

La herramienta tiene tres secciones relacionadas entre sí, que trabajan en simultáneo, para la comodidad del usuario lleva una diferenciación por color entre las celdas de entrada y las celdas de salida de datos siendo blancas y grises respectivamente.

5.2.1 Entrada

En la sección de entrada se encontrará inicialmente una tabla dedicada a la información del plug como se ve en la Figura 23.

Figura 23

Tabla de Datos Petrofísicos

Petrofísicos							
Ø	0,2	Vol Poroso	22,6823	μo	3	Sor	0,3
L	10	Kabs	300	D	3,8	Swir	0,2
Área	11,34115	μw	0,5	kw eff	0,15	Koeff	0,9

De la cual se genera una copia en las dos pestañas adicionales, contiene información indispensable para realizar los balances de masa necesarios para conocer la saturación promedio, los end points necesarios para calcular las permeabilidades y las viscosidades útiles para calcular el flujo fraccional

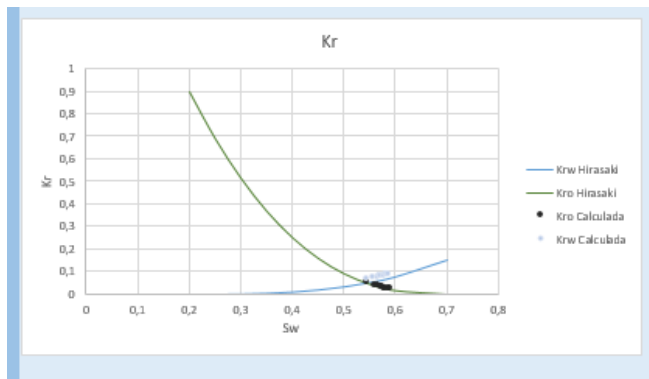
Figura 24

Información de Hirasaki para K_r

Exponentes de Hirasaki			
nw	3		
no	2,5		
Sw	Krw Hirasaki	Kro Hirasaki	ΔSw
0,2	0	0,9	0,05
0,25	0,00015	0,69159	
0,3	0,0012	0,51519	
0,35	0,00405	0,368967	
0,4	0,0096	0,250969	
0,45	0,01875	0,159099	
0,5	0,0324	0,091074	
0,55	0,05145	0,044366	
0,6	0,0768	0,0161	
0,7	0,15	0	

Figura 25

Gráfico Comparativo de Permeabilidades Relativas



También hay una sección dedicada a la permeabilidad relativa Figura 24 donde se introducen los exponentes de la correlación de Hirasaki los cuales se utilizan para obtener los valores de permeabilidad relativa en el proceso de predicción del avance frontal y como comparativa con los valores obtenidos con el método JBN, como se puede visualizar en la Figura 25, localizada bajo la tabla de K_r por Hirasaki.

En una pequeña tabla se deben establecer los tiempos a los cuales va a evaluar el avance frontal como se ve en la Figura 26.

Figura 26

Tiempos Para Evaluar el Avance Frontal

Tiempos a Evaluar el Avance Frontal	
Tiempo 1	5
Tiempo 2	10
Tiempo 3	15

Figura 28

Tabla de Cálculos de Buckley-Leverett

t	Q	Np	W inyectada	Wp	Balance	Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	Fw	(Dfw/Dsw)
0	0,5	0	0	0	0,2	0,2	0,9	0	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!
2	0,5	1,00080001	1	-0,00080001	0,24408724	0,244087242	0,714532295	0,00010283	6948,672243	0,000862729	0,023152919
4	0,5	2,00160003	2	-0,00160003	0,28817448	0,288174484	0,55411592	0,00082264	673,582205	0,008828954	0,235051955
6	0,5	3,00239992	3	-0,00239992	0,33226173	0,332261726	0,41750779	0,002776411	150,376781	0,038368868	0,991045297
8	0,5	4,00320005	4	-0,00320005	0,37634897	0,376348967	0,303396098	0,006581123	46,10096133	0,115161023	2,737006111
10	0,5	4,99679995	5	0,00320005	0,42043621	0,420436209	0,210387436	0,012853756	16,36777898	0,268242994	5,272314217
12	0,5	5,99760008	6	0,00239992	0,46452345	0,464523451	0,136989302	0,02221129	6,16755268	0,493114775	6,713726666
14	0,5	6,99840021	7	0,00159979	0,50861069	0,508610693	0,081585255	0,035270706	2,313116562	0,721750977	5,394199904
16	0,5	7,99919939	8	0,00080061	0,55269793	0,552697935	0,042397435	0,052648984	0,805284967	0,881667708	2,802297368
18	0,5	8,82506847	9	0,17493153	0,58907293	0,589072928	0,020864663	0,070676378	0,295214092	0,953104996	1,200530876
20	0,5	9,00771523	10	0,99228477	0,59712532	0,59712532	0,017281791	0,075156055	0,229945422	0,963090299	0,954802487
22	0,5	9,12751675	11	1,87248325	0,60240704	0,602407038	0,015148295	0,078194814	0,193725055	0,968722368	0,813840327
24	0,5	9,22163486	12	2,77836514	0,60655645	0,606556447	0,013589105	0,080638753	0,168518296	0,972680912	0,71374422
26	0,5	9,30118179	13	3,69881821	0,61006345	0,610063451	0,012349747	0,082743604	0,149253186	0,975728242	0,636115706
28	0,5	9,37119293	14	4,62880707	0,61315005	0,613150049	0,011317264	0,084626167	0,13373244	0,978197217	0,572854555
30	0,5	9,43592072	15	5,56407928	0,61600372	0,616003719	0,010410406	0,086391872	0,120502141	0,980311723	0,518415422
32	0,5	9,49515629	16	6,50484371	0,61861525	0,618615252	0,00962	0,088029126	0,109282009	0,982112135	0,471873496
34	0,5	9,54917908	17	7,45082092	0,62099697	0,620996967	0,008931551	0,089540218	0,099749047	0,983647024	0,432058027
36	0,5	9,59840775	18	8,40159225	0,62316732	0,623167324	0,008330717	0,090932184	0,091614619	0,984960536	0,397884663
38	0,5	9,64330864	19	9,35669136	0,62514688	0,62514688	0,007804449	0,092214292	0,084633836	0,986090562	0,368410831

Las tres primeras columnas contienen la información de la sección de entrada, a partir de la cuarta columna se inician los cálculos con el agua inyectada como el producto entre el tiempo y el caudal, en la siguiente columna se encuentra el cálculo del agua producida como el resultado de un balance de masa entre el agua inyectada y el petróleo producido acumulado (Np) donde el agua producida es la diferencia entre volumen de agua inyectada con el volumen de crudo producido, a continuación se tiene una columna denominada balance donde se busca la saturación de agua promedio en el plug, sumando la saturación de agua irreducible que se encontraba presente desde el inicio del desplazamiento de agua con la cantidad de agua inyectada expresada en fracción de volumen poroso, la cual se obtiene dividiendo volumen inyectado en el volumen poroso de la muestra, en esta columna se tienen dos secciones, a partir del dato número once se toma en cuenta el volumen de agua producida pues se ha alcanzado el punto de ruptura y es necesario restar la disminución de la saturación de agua por la producción de tal modo que el dato mostrado en cada casilla es el resultado de la suma de la saturación de agua irreducible con la fracción de agua inyectada menos agua producida dividido entre el volumen poroso, una vez obtenido el balance está la columna de saturación de agua, en la cual se hace una revisión de los datos del balance de

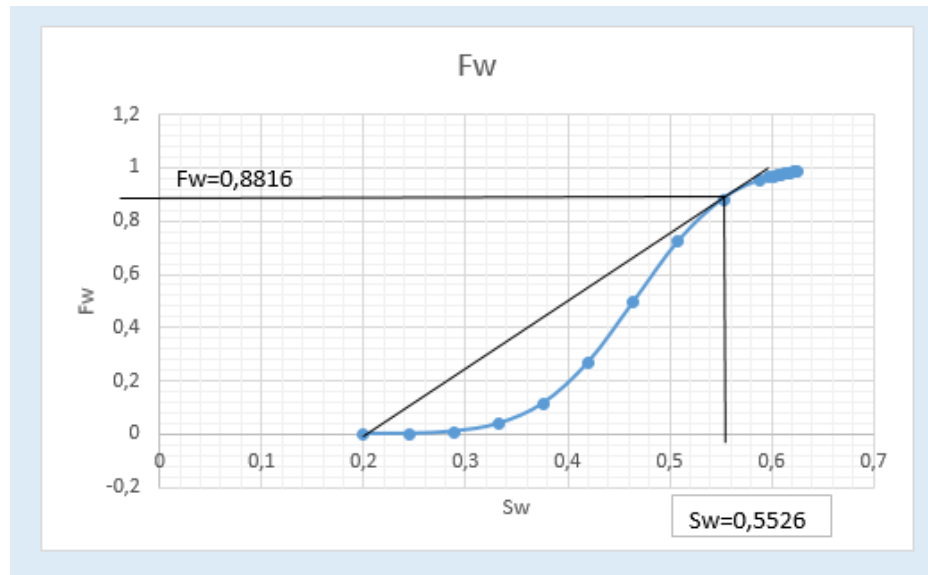
tal forma que nunca se obtenga una saturación de agua mayor a 1-Sor, ahora es posible encontrar un valor de permeabilidad relativa tanto del crudo como del agua, la siguiente columna se encarga de la permeabilidad relativa del crudo utilizando la correlación de Hirasaki, empleando la saturación de aceite, la saturación de agua irreducible, la saturación de aceite residual, la permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible y el exponente característico de la correlación, seleccionado por el usuario en el momento de la entrada de datos inicial, como se muestra en la ecuación (59) en la siguiente columna se realiza el cálculo de la permeabilidad relativa del agua utilizando la saturación de agua, la saturación de agua irreducible, la saturación de aceite residual, la permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual y el respectivo exponente ingresado por el usuario en la sección de entrada de datos como lo indica la ecuación (60) para realizar el cálculo del flujo fraccional se requiere la relación de permeabilidades relativas por lo tanto la siguiente columna obtiene este dato K_{ro}/K_{rw} , a continuación se calcula el flujo fraccional en la siguiente columna empleando la relación previamente obtenida y las viscosidades de las dos fases como se muestra en la ecuación (1)(40) finalmente solo queda el cálculo de la derivada del flujo fraccional para terminar los datos de la tabla inicial y se realiza como se ve en la ecuación (61)

Para continuar con el proceso de predicción del avance frontal el paso a seguir es determinar la saturación en el frente de avance, lo cual se realiza en la gráfica de flujo fraccional contra saturación de agua, construida con los datos obtenidos en la tabla previamente descrita, siguiendo los planteamientos de Henry Welge para un desplazamiento con agua se traza una recta tangente a la curva del flujo fraccional partiendo del primer punto de la recta y llegando a la altura de $F_w=1$, el valor del eje x en el punto de tangencia representa la saturación de agua en el frente de avance, el usuario debe ubicar correctamente las líneas de acuerdo a la gráfica obtenida con sus

datos para tener una lectura con la mayor precisión posible, a continuación se muestra en la Figura 29, el procedimiento descrito.

Figura 29

Lectura del Flujo Fraccional en el Frente de Avance



Con el valor de la saturación en el frente se debe llenar la columna de saturación de agua en la tabla de predicción del avance tomando todas las saturaciones conocidas mayores a la saturación del frente como se muestra en la Figura 30.

Para llenar la columna de la derivada del flujo fraccional se tienen las siguientes opciones

Figura 30

Saturaciones en la Tabla de Predicción

Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft
0,552697935		0	0	0
0,589072928		0	0	0
0,602407038		0	0	0
0,606556447		0	0	0
0,610063451		0	0	0
0,613150049		0	0	0
0,616003719		0	0	0
0,618615252		0	0	0
0,620996967		0	0	0
0,623167324		0	0	0
0,62514688		0	0	0
		0	0	0
		0	0	0
		0	0	0
		0	0	0
		0	0	0
		0	0	0
		0	0	0

Derivada por Buckley-Leverett

Para utilizar la derivada por Buckley-Leverett se requiere la gráfica de K_{ro}/K_{rw} contra saturación de agua, la cual ya está construida por la herramienta desde el momento en que se ingresan los datos y tiene su línea de tendencia con su respectiva ecuación, donde se debe revisar el exponente y tomar la constante que acompaña a la X, este valor representa la constante b y se debe digitar en la casilla con este nombre como se muestra en la Figura 31, una vez ingresado este valor, la tabla inicial tendrá el valor de la derivada para cada valor de saturación.

Figura 31

Lectura de la Constante b en la Gráfica de Relación de Permeabilidades

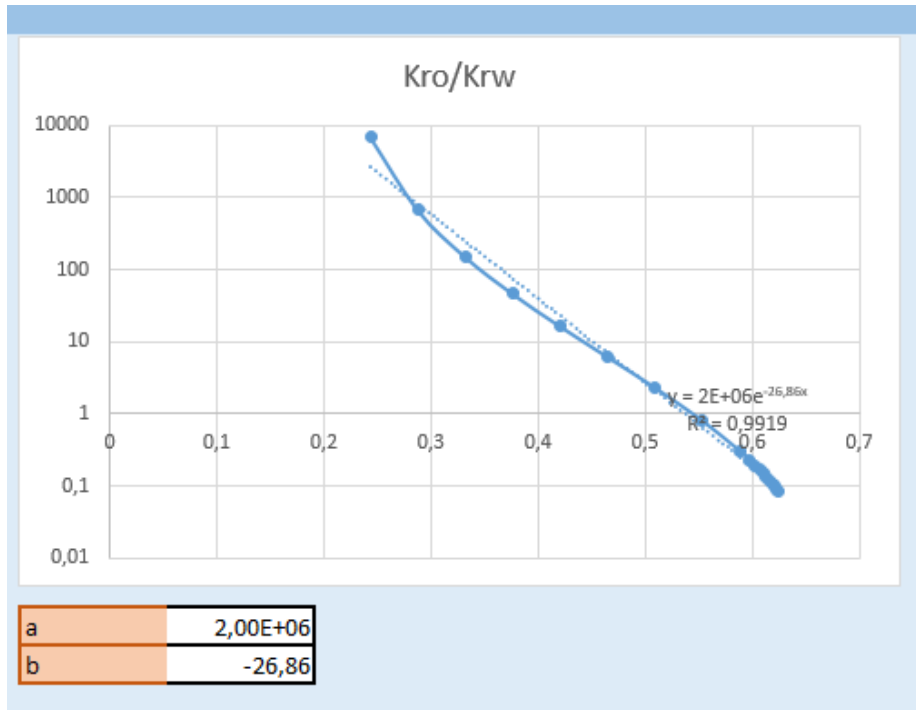


Figura 32 y la herramienta entregará el valor de todos los parámetros necesarios para el cálculo de la derivada así mismo como esta última.

Figura 32

Tabla de Cálculo de la Derivada Analítica del Flujo Fraccional en el Frente de Avance

Datos en el frente	
S_{wf}	0,5526
K_{ro}	0,042467941
K_{rw}	0,052605139
K_{ro}/K_{rw}	0,80729644
F_w	0,881407186
(D_{fw}/D_{sw})	2,807637079

Derivada Numérica

La herramienta además ofrece otra posibilidad para encontrar la derivada en busca de una mayor exactitud, mediante el método de diferencias finitas, para esto se encuentra una tabla en la parte inferior de la sección de predicción del avance frontal, donde están todos los valores de saturación de agua promedio para los tiempos ingresados inicialmente por el usuario, el proceso realizado se explica paso a paso a continuación

Paso 1

En la segunda columna se encuentra el valor de la saturación de agua un paso adelante con un delta de saturación de 0.01

$$S_{w+} = S_w + 0.01 \quad (74)$$

Paso 2

En la tercera columna se encuentra la saturación un paso atrás con el delta previamente elegido

$$S_{w-} = S_w - 0.01 \quad (75)$$

Paso 3

Se calcula la permeabilidad relativa del crudo con el valor de la saturación de agua incrementado en el delta escogido mediante la correlación de Hirasaki

$$K_{ro+} = K_{oeff} \left(\frac{1 - (S_{w+}) - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{no} \quad (76)$$

Paso 4

Se calcula la permeabilidad relativa del crudo con el valor de la saturación de agua disminuido en el delta escogido mediante la correlación de Hirasaki

$$K_{ro-} = K_{oeff} \left(\frac{1 - (Sw-) - Sor}{1 - Sor - Swirr} \right)^{no} \quad (77)$$

Paso 5

Se calcula la permeabilidad relativa del agua con el valor de la saturación de agua incrementado en el delta escogido mediante la correlación de Hirasaki

$$K_{rw+} = K_{weff} \left(\frac{(Sw+) - Sor}{1 - Sor - Swirr} \right)^{nw} \quad (78)$$

Paso 6

Se calcula la permeabilidad relativa del agua con el valor de la saturación de agua disminuido en el delta escogido mediante la correlación de Hirasaki

$$K_{rw-} = K_{weff} \left(\frac{(Sw - Sor)}{1 - Sor - Swirr} \right)^{nw} \quad (79)$$

Paso 7

Calcular la relación de permeabilidades relativas con la saturación de agua incrementada

$$K_{ro+}/K_{rw+} \quad (80)$$

Paso 8

Calcular la relación de permeabilidades relativas con la saturación de agua disminuida

$$K_{ro-}/K_{rw-} \quad (81)$$

Paso 9

Calcular el flujo fraccional para la saturación de agua incrementada

$$Fw+ = \frac{1}{1 + \frac{Ko + \frac{\mu w}{\mu o}}{Kw+}} \quad (82)$$

Paso 10

Calcular el flujo fraccional para la saturación de agua disminuida

$$Fw- = \frac{1}{1 + \frac{Ko - \frac{\mu w}{\mu o}}{Kw-}} \quad (83)$$

Paso 11

Calcular la derivada por diferencias finitas

$$\frac{dFw}{dSw} = \frac{Fw_{Sw+0.01} - Fw_{Sw-0.01}}{0.02} \quad (84)$$

Figura 33

Tabla de Cálculo de la Derivada Por diferencias Finitas

Sw	Sw+	Sw-	Kro+	Kro-	Krw+	Krw-	Kro+/Krw+	Kro-/Krw-	Fw+	Fw-	Derivada
0,2	0,21	0,19	0,85567274	0,94567724	0,0000012	-0,0000012	713060,62	-788064,37	8,41436E-06	-7,61365E-06	0,0008014
0,24408724	0,25408724	0,23408724	0,67599307	0,75436062	0,00018987	4,75288E-05	3560,21718	15871,6535	0,001682455	0,00037789	0,06522827
0,28817448	0,29817448	0,27817448	0,52108825	0,58836877	0,00113547	0,000573293	458,917007	1026,29758	0,012905529	0,005812278	0,35466258
0,33226173	0,34226173	0,32226173	0,38970055	0,44647277	0,00345498	0,002193072	112,793885	203,583309	0,05050765	0,028628234	1,09397082
0,37634897	0,38634897	0,36634897	0,28050093	0,32737739	0,00776537	0,005523846	36,1220247	59,2662034	0,142443295	0,091931194	2,52560508
0,42043621	0,43043621	0,41043621	0,19207524	0,22970906	0,01468363	0,011182597	13,0809105	20,5416571	0,314450404	0,226059736	4,4195334
0,46452345	0,47452345	0,45452345	0,12290539	0,15199963	0,02482673	0,019786303	4,95052605	7,68206301	0,547918883	0,438530359	5,46942621
0,50861069	0,51861069	0,49861069	0,07134223	0,09266346	0,03881167	0,031951946	1,83816467	2,90008819	0,765485321	0,674150623	4,5667349
0,55269793	0,56269793	0,54269793	0,03556396	0,04996358	0,05725541	0,048296505	0,62114598	1,03451752	0,906187542	0,852936961	2,66252904
0,58907293	0,59907293	0,57907293	0,01647543	0,02588966	0,07626724	0,065365646	0,21602232	0,39607441	0,965247499	0,93807539	1,35860542
0,59712532	0,60712532	0,58712532	0,01338323	0,02179259	0,08097773	0,069620314	0,16527046	0,31302055	0,973193315	0,950416674	1,13883203
0,60240704	0,61240704	0,59240704	0,01156087	0,01933202	0,08417041	0,072508949	0,13735076	0,26661559	0,977620513	0,957454612	1,00829504
0,60655645	0,61655645	0,59655645	0,01023999	0,01752169	0,08673669	0,07483354	0,11805833	0,23414225	0,9807033	0,962441946	0,91306771
0,61006345	0,62006345	0,60006345	0,00919774	0,01607416	0,0889459	0,076836554	0,10340822	0,20919943	0,9830573	0,966308148	0,83745757
0,61315005	0,62315005	0,60315005	0,0083354	0,01486162	0,09092105	0,078628755	0,09167735	0,18900993	0,984950393	0,969460394	0,77449996
0,61600372	0,62600372	0,60600372	0,00758302	0,01379095	0,09277296	0,080310306	0,0817374	0,1717208	0,986560189	0,972176188	0,71920005
0,61861525	0,62861525	0,60861525	0,00693156	0,01285292	0,09448962	0,081870033	0,07335791	0,15699175	0,987921358	0,974501874	0,67097422
0,62099697	0,63099697	0,61099697	0,00636778	0,01203177	0,09607356	0,083309993	0,06628024	0,14442169	0,98907399	0,976495479	0,62892554
0,62316732	0,63316732	0,61316732	0,00587881	0,01131164	0,09753226	0,084636783	0,06027557	0,13364919	0,990053989	0,978210494	0,59217474
0,62514688	0,63514688	0,61514688	0,00545312	0,01067793	0,09887554	0,085859149	0,05515131	0,12436565	0,990891837	0,979693301	0,5599268
0,5	0,51	0,49	0,08011272	0,10288824	0,0357492	0,0292668	2,24096551	3,51552747	0,728070029	0,630548335	4,8760847

La fila en color blanco de la Figura 33 está creada para obtener el valor de la derivada cuando la saturación del frente no se encuentra dentro de las saturaciones tabuladas.

En este punto se selecciona una de las opciones de la derivada del flujo fraccional obtenidas y procederá a continuar con la tabla del avance frontal.

Una vez llenadas las columnas de saturación de agua (S_w) y la derivada del flujo fraccional (Df_w/DS_w) se encontrará inmediatamente la gráfica de los perfiles de saturación de agua en la pestaña Perfiles.

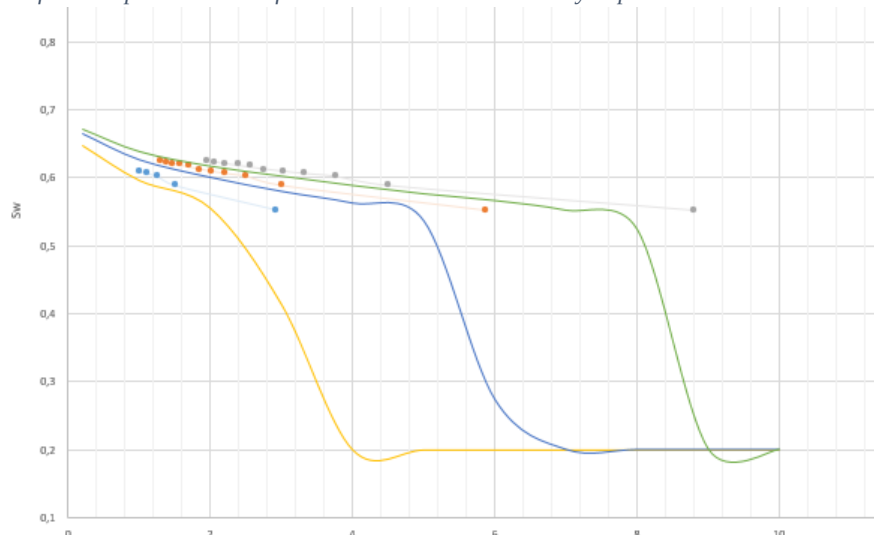
Figura 34

Tablas de Predicción del Avance Frontal

Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft	X Tiempo 1 cr	X Tiempo 2 cr	X Tiempo 3 cr	Volumen	Vol total	Valor Límite
0,55269793	2,66252904	0,09628627	0,19257254	0,28885881	2,934805469	5,869610938	8,804416407	1,20910486	2,59886672	2,5
0,58907293	1,35860542	0,04913188	0,09826375	0,14739563	1,497539573	2,995079145	4,492618718	0,2037919	1,38976186	
0,60240704	1,13883203	0,04118411	0,08236822	0,12355233	1,255291645	2,510583291	3,765874936	0,12915629	1,18596996	
0,60655645	1,00829504	0,03646344	0,07292688	0,10939032	1,111405644	2,222811288	3,334216933	0,0963014	1,05681368	
0,61006345	0,91306771	0,03301969	0,06603938	0,09905907	1,006440141	2,012880283	3,019320424	0,07718662	0,96051228	
0,61315005	0,83745757	0,03028537	0,06057073	0,0908561	0,92309793	1,846195861	2,769293791	0,06478922	0,88332566	
0,61600372	0,77449996	0,0280086	0,0560172	0,0840258	0,853702135	1,707404269	2,561106404	0,05731939	0,81853644	
0,61861525	0,71920005	0,02600876	0,05201753	0,07802629	0,792747128	1,585494256	2,378241384	0,05031646	0,76121706	
0,62099697	0,67097422	0,02426475	0,0485295	0,07279425	0,739589605	1,479179209	2,218768814	0,04413398	0,7109006	
0,62316732	0,62892554	0,02274413	0,04548825	0,06823238	0,693240934	1,386481868	2,079722802	0,0387825	0,66676662	
0,62514688	0,59217474	0,02141509	0,04283018	0,06424527	0,652731908	1,305463816	1,958195724	0,02798411	0,62798411	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	

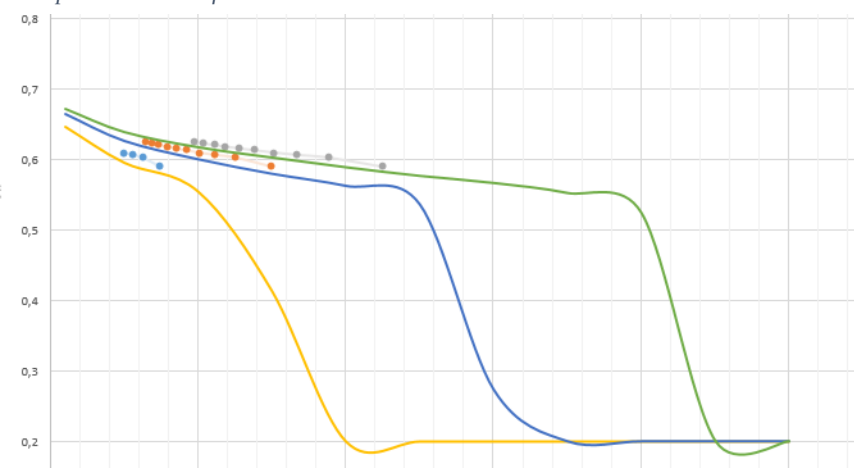
La herramienta cuenta con una comprobación para el dato de la saturación del frente, como se ve en la Figura 34, ya que este es obtenido de forma gráfica y está sujeto al error de lectura, por lo tanto, tiene dos columnas adicionales que realizan un balance de volumen que permita conocer la fiabilidad del dato encontrado, calculando el volumen contenido en la distancia del núcleo invadida por agua, para compararlo con el verdadero volumen inyectado hasta el primer tiempo a evaluar ingresado por el usuario, la columna de volumen encontrará el volumen de agua contenido en cada intervalo de dos casillas de la distancia y la columna volumen total calcula el volumen de agua acumulado desde la cara de inyección hasta la ubicación del frente de avance encontrada por el modelo, la casilla de valor límite muestra el máximo valor que podría tomar el volumen total, si es mayor se recomienda borrar las filas necesarias con los botones presentados a la derecha para obtener un perfil de saturación más aproximado a la realidad del experimento.

Como en el caso presentado, el volumen total calculado para la saturación del frente es mayor al volumen inyectado se recomienda eliminar la primera fila, a continuación, se muestran los perfiles, Figura 35, obtenidos con la información ingresada inicialmente en la tabla

Figura 35*Gráfica Comparativa de Perfiles de Saturación Calculados y Experimentales*

El punto de la saturación del frente obtenido en la gráfica se encuentra menos ajustado al comportamiento experimental que los demás por lo tanto se elimina este valor de la tabla

En la **Figura 36** se observa un resultado más cercano a los datos experimentales una vez removido el dato sobrante

Figura 36*Comparación de Perfiles de Saturación sin Datos Sobrantes*

5.3 Cálculo de permeabilidades relativas

Por otra parte, en la pestaña de Permeabilidades relativas se está llevando a cabo el proceso de cálculo desde el momento en que se ingresan los datos después de ruptura ver Figura 37.

Figura 37

Tabla de Cálculos del Método JBN Parte 1

Entrada												
Petrofísicos												
Ø	0,2	Vol Poroso	22,6823	µo		3	Sor		0,3			
L	10	Kabs	300	D		3,8	Swir		0,2			
Área	11,3411	µw	0,5	kweff		0,15	Koeff		0,9			
Tiempo	Np	ΔP	DNp	Wi	Wp	Balance	Swprom	Qi	ΔSwprom	ΔQi	Fo	
20	9,0077	0,0023		10,0000	0,9923	0,5971	0,5971	0,4409				
22	9,1275	0,0022	0,1198	11,0000	1,8725	0,6024	0,6024	0,4850	0,0053	0,0441	0,1198	
24	9,2216	0,0021	0,0941	12,0000	2,7784	0,6066	0,6066	0,5290	0,0041	0,0441	0,0941	
26	9,3012	0,0021	0,0795	13,0000	3,6988	0,6101	0,6101	0,5731	0,0035	0,0441	0,0795	
28	9,3712	0,0021	0,0700	14,0000	4,6288	0,6132	0,6132	0,6172	0,0031	0,0441	0,0700	
30	9,4359	0,0020	0,0647	15,0000	5,5641	0,6160	0,6160	0,6613	0,0029	0,0441	0,0647	
32	9,4952	0,0020	0,0592	16,0000	6,5048	0,6186	0,6186	0,7054	0,0026	0,0441	0,0592	
34	9,5492	0,0019	0,0540	17,0000	7,4508	0,6210	0,6210	0,7495	0,0024	0,0441	0,0540	
36	9,5984	0,0019	0,0492	18,0000	8,4016	0,6232	0,6232	0,7936	0,0022	0,0441	0,0492	
38	9,6433	0,0019	0,0449	19,0000	9,3567	0,6251	0,6251	0,8377	0,0020	0,0441	0,0449	

Inicialmente se encuentran los datos de entrada en una copia de la tabla de información del plug y debajo de esta se encuentra la tabla donde se realizan todos los cálculos requeridos.

A continuación, se explica el procedimiento realizado por la herramienta para encontrar las permeabilidades relativas.

En primer lugar, se dispone del dato de petróleo producido acumulado (N_p) y el diferencial de presión entre la cara de entrada y la cara de producción de la muestra (ΔP) en 10 instantes de tiempo, para los cuales la herramienta realizará todos los cálculos:

Tercera columna, llamada DN_p que representa el diferencial de N_p en cada paso de tiempo y se utilizará próximamente en otro cálculo, donde se sustrae el N_p anterior del N_p presente

$$\Delta N_p = N_{p_2} - N_{p_1} \quad (85)$$

Cuarta columna, llamada W_i que representa el volumen de agua inyectado y se encuentra mediante el producto del tiempo con el caudal

Ver ecuación (56)

Quinta columna llamada W_p , que representa el agua producida y se calcula por balance volumétrico como la diferencia entre el agua inyectada y el petróleo producido

Ver ecuación (57)

Sexta columna llamada balance, se encarga de buscar la saturación de agua mediante un balance de volumen entre el agua inyectada y el agua producida además lo pasa a fracción del volumen poroso y suma la saturación irreducible

Ver ecuación (58)

Séptima columna llamada Sw_{prom} , se revisa el valor obtenido en la columna anterior, si es mayor que $1-S_{or}$ lo reemplaza para no exceder la máxima saturación de agua posible

$$\text{Si Balance} \leq (1-s_{or}); \quad Sw_{prom} = \text{Balance} \quad (86)$$

$$\text{Si Balance} > (1-S_{or}) \quad Sw_{prom} = 1-S_{or} \quad (87)$$

Octava columna llamada Q_i que representa la cantidad de agua inyectada expresada en volúmenes porosos

Ver ecuación (64)

Novena columna denominada ΔSw_{prom} donde se encuentra el cambio en la saturación promedio de la muestra en cada paso de tiempo

Ver ecuación (65)

Décima columna denominada ΔQ_i , que representa el cambio del agua expresada en volúmenes porosos

Ver ecuación (66)

Decimoprimera columna, llamada F_o que representa el flujo fraccional de aceite y se calcula como la división del cambio en la saturación de agua entre el cambio en el agua inyectada expresada en volúmenes porosos Ver ecuación (67)

Figura 38

Tabla de Cálculos del Método JBN Parte 2

	Fw	Fo2	Sw2	Ir	1/Wi*Ir	$\Delta(1/Wi*Ir)$	1/Wi	$\Delta(1/Wi)$	$\Delta(1/Wi)/\Delta(1/Wi)$	Kro Calculada	Krw Calculada
				0,5835	0,1714		0,1000				
8	0,8802	0,1198	0,5443	0,6029	0,1508	-0,0206	0,0909	-0,0091	0,4418	0,0529	0,0648
1	0,9059	0,0941	0,5568	0,6187	0,1347	-0,0161	0,0833	-0,0076	0,4703	0,0443	0,0710
5	0,9205	0,0795	0,5645	0,6329	0,1215	-0,0131	0,0769	-0,0064	0,4877	0,0388	0,0748
0	0,9300	0,0700	0,5699	0,6460	0,1106	-0,0110	0,0714	-0,0055	0,5009	0,0351	0,0776
7	0,9353	0,0647	0,5732	0,6584	0,1013	-0,0093	0,0667	-0,0048	0,5112	0,0331	0,0797
2	0,9408	0,0592	0,5768	0,6699	0,0933	-0,0080	0,0625	-0,0042	0,5237	0,0310	0,0821
0	0,9460	0,0540	0,5805	0,6804	0,0865	-0,0068	0,0588	-0,0037	0,5371	0,0290	0,0847
2	0,9508	0,0492	0,5841	0,6901	0,0805	-0,0059	0,0556	-0,0033	0,5494	0,0270	0,0871
9	0,9551	0,0449	0,5875	0,6990	0,0753	-0,0052	0,0526	-0,0029	0,5619	0,0252	0,0894

Decimosegunda columna denominada F_w que representa el flujo fraccional de agua y se encuentra como la diferencia entre 1 y el flujo fraccional de aceite

Ver ecuación (68)

Decimotercera columna denominada F_{o2} que representa el flujo fraccional de aceite en la cara de producción del plug y se encuentra como la razón entre el delta de N_p con el caudal

Ver ecuación (69)

Decimocuarta columna denominada Sw_2 que representa la saturación de agua en la cara de producción del plug y se calcula como la diferencia entre la saturación promedio y el producto entre el volumen poroso de agua inyectada con el flujo fraccional de aceite en la cara de producción

Ver ecuación (70)

Decimoquinta columna que lleva por nombre I_r y representa la inyectividad relativa la cual se calcula como la velocidad de flujo sobre el diferencial de presión presente, dividido en la razón de la velocidad de flujo sobre el diferencial de presión inicial

Ver ecuación (71)

Decimosexta columna denominada $1/W_i \cdot I_r$ será útil para el cálculo de la permeabilidad relativa del crudo, es el inverso multiplicativo del producto entre el volumen de agua inyectado y la inyectividad relativa

Decimoséptima columna $\Delta(1/W_i \cdot I_r)$ es el cambio del valor previamente hallado y es parte de la fórmula para la permeabilidad relativa del crudo

$$\Delta \frac{1}{W_i \cdot I_r} = \frac{1}{W_i \cdot I_{r_2}} - \frac{1}{W_i \cdot I_{r_1}} \quad (88)$$

Decimoctava columna $1/W_i$ que representa el inverso multiplicativo del volumen de agua inyectada, dato útil para el cálculo de la permeabilidad relativa del crudo

Decimonovena columna $\Delta(1/W_i)$ representa el cambio en el dato previamente calculado

$$\Delta \frac{1}{W_i} = \frac{1}{W_{i_2}} - \frac{1}{W_{i_1}} \quad (89)$$

Vigésima columna $\Delta(1/W_i) / \Delta(1/W_i \cdot I_r)$ en esta columna se prepara gran parte del cálculo de la permeabilidad relativa del crudo

Vigésima primera columna K_{ro} , cálculo de la permeabilidad relativa del crudo, se toma el valor hallado en la columna anterior y se multiplica por el flujo fraccional de crudo

Ver ecuación (72)

Vigésima segunda columna K_{rw} , cálculo de la permeabilidad relativa del agua con el producto de la permeabilidad relativa del crudo y la relación entre el flujo fraccional del agua por su viscosidad sobre el flujo fraccional del crudo por su viscosidad

Ver ecuación (73)

6 Aplicación De la Herramienta

En la siguiente sección se presenta todo el procedimiento y los resultados obtenidos por la herramienta con los datos experimentales y con un caso de simulación en el cual ya se conocen todos los resultados correctos y se puede poner a prueba la precisión de la herramienta.

6.1 Datos de Simulación

A continuación, se muestra el procedimiento de predicción del avance frontal del frente de desplazamiento y estimación de las permeabilidades relativas realizado con la herramienta utilizando los datos de una simulación propuesta como caso de estudio.

Se decidió utilizar esta información de la simulación con el fin de realizar una validación de la herramienta, pues en este caso se conocen desde el inicio todos los datos y además se garantiza el cumplimiento de todas las condiciones bajo las cuales funcionan correctamente los modelos analíticos empleados, (tasa de inyección constante, flujo lineal y unidireccional, núcleo homogéneo etc.) de esta forma se puede evaluar la exactitud de los resultados

Para iniciar se presenta una descripción del caso simulado y sus respectivos datos obtenidos.

Se realizó la simulación de un desplazamiento de fluidos en un plug de 10 cm de longitud y 3.8 cm de diámetro, con una porosidad del 20%, y permeabilidad absoluta de 300 mD, su saturación de aceite residual es de 0.3 y de agua irreducible es de 0.2, los “End points” son $K_{oeff}=0.9$ y $K_{weff}=0.15$.

El caudal de inyección es de 0.5 cc/min, la viscosidad del crudo es de 3 cP y la viscosidad del agua de 0.5 cP para las permeabilidades relativas el software de simulación utilizó la correlación de Hirasaki y tomó los exponentes $N_w=3$ y $N_o=2.5$

6.1.1 *Entrada de Datos*

Se ingresa la información del plug como se ve en la **Figura 39.**

Entrada de Datos Petrofísicos

Petrofísicos							
Ø	0,2	Vol Poroso	22,6823	µo	3	Sor	0,3
L	10	Kabs	300	D	3,8	Swir	0,2
Área	11,3411	µw	0,5	kweff	0,15	Koeff	0,9

Entrada de Datos Experimentales

[illegible]

Seguido de esto se procede con la información del desplazamiento y los perfiles de saturación, como se ve en la Figura 40, que en este caso fueron tomados a los 5, 10 y 15 minutos, contando desde el inicio inyección.

Se ingresan los tiempos a los cuales se captaron los perfiles de saturación para encontrar los perfiles mediante el modelo analítico de la herramienta en los mismos tiempos y realizar la comparación. Ver **Figura 41**.

Figura 41*Entrada de Tiempos a Evaluar el Avance*

Tiempos a Evaluar el Avance Frontal	
Tiempo 1	5
Tiempo 2	10
Tiempo 3	15

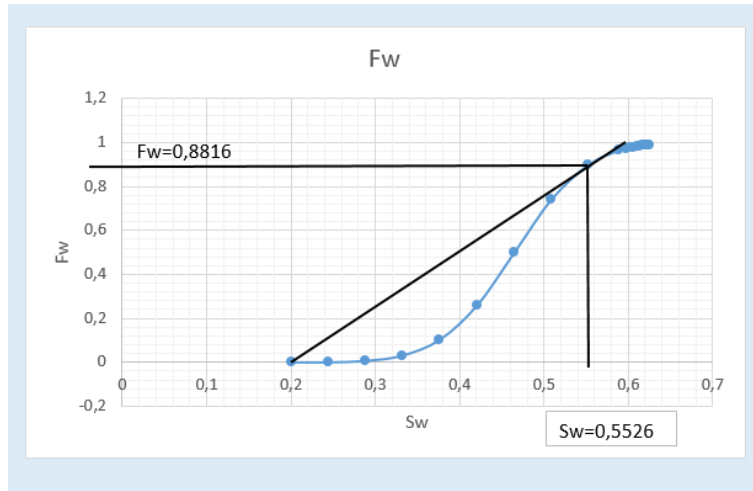
Se ingresan los exponentes de Hirasaki

Figura 42*Entrada de Exponentes de Hirasaki*

Exponentes de Hirasaki		
nw	3	
no	2,5	
Sw	Krw Hirasaki	Kro Hirasaki
0,2	0,0000	0,9000
0,25	0,0002	0,6916
0,3	0,0012	0,5152
0,35	0,0041	0,3690
0,4	0,0096	0,2510
0,45	0,0188	0,1591
0,5	0,0324	0,0911
0,55	0,0515	0,0444
0,6	0,0768	0,0161
0,7	0,1500	0,0000

6.1.2 Predicción Del Avance Frontal

Una vez ingresada la información en la sección de entrada se debe continuar en la sección de avance frontal donde se encuentra la saturación en el frente de avance con la gráfica del flujo fraccional de agua ubicando la recta tangente, como se ve en la Figura 43.

Figura 43*Lectura de la saturación de agua en el frente de avance*

Se ingresan las saturaciones en la tabla de predicción del avance tomando el valor leído en la gráfica y todos los valores de saturación mayores, se selecciona la derivada calculada por diferencias finitas y se llena la tabla para terminar el procedimiento de predicción del avance frontal, se compara el volumen total con el valor límite y como se muestra en la Figura 44 no lo excede por lo tanto no hay necesidad de eliminar filas o datos en este caso.

Solo resta revisar los perfiles y realizar los cambios necesarios en los exponentes de Hirasaki para obtener el mejor ajuste posible entre los perfiles reales y los perfiles calculados por la herramienta

Figura 44

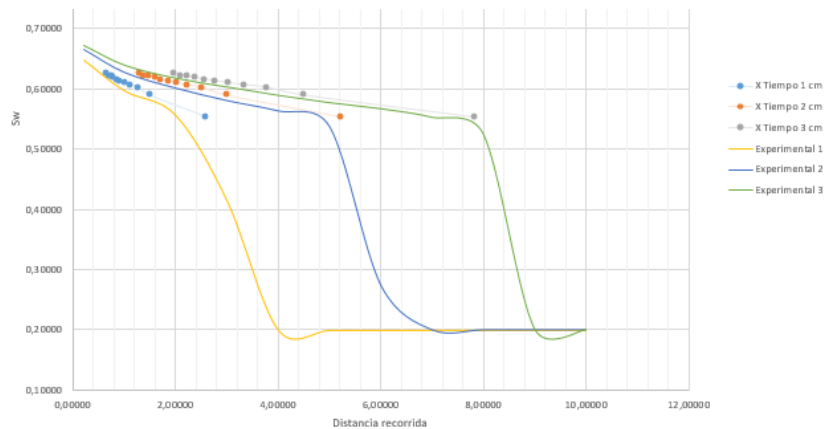
Entrada de datos en las Tablas de Predicción del Avance

Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft	X Tiempo 1 cm	X Tiempo 2 cm	X Tiempo 3 cm	Volumen	Vol total	Valor Límite
0,55270	2,18191	0,07891	0,15781	0,23672	2,40504	4,81008	7,21512	0,94365	2,13043	2,5
0,58907	1,16426	0,04210	0,08421	0,12631	1,28332	2,56664	3,84996	0,19447	1,18678	
0,60241	0,95454	0,03452	0,06904	0,10356	1,05215	2,10430	3,15645	0,12068	0,99231	
0,60656	0,83256	0,03011	0,06022	0,09033	0,91770	1,83541	2,75311	0,08865	0,87162	
0,61006	0,74491	0,02694	0,05388	0,08082	0,82108	1,64216	2,46324	0,07019	0,78297	
0,61315	0,67615	0,02445	0,04890	0,07336	0,74530	1,49060	2,23589	0,05829	0,71279	
0,61600	0,61951	0,02240	0,04481	0,06721	0,68287	1,36573	2,04860	0,05107	0,65450	
0,61862	0,57024	0,02062	0,04124	0,06187	0,62856	1,25711	1,88567	0,04443	0,60343	
0,62100	0,52766	0,01908	0,03816	0,05725	0,58162	1,16324	1,74487	0,03864	0,55900	
0,62317	0,49084	0,01775	0,03550	0,05325	0,54104	1,08208	1,62312	0,03370	0,52036	
0,62515	0,45891	0,01660	0,03319	0,04979	0,50584	1,01168	1,51752	0,48666	0,48666	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	

$$(X)_{SW} = \left[\frac{5,615 + q * t}{\emptyset * A} \right] \left(\frac{dfw}{dsw} \right)_{sw}$$

Figura 45

Gráfica Comparativa de Perfiles Reales y Calculados



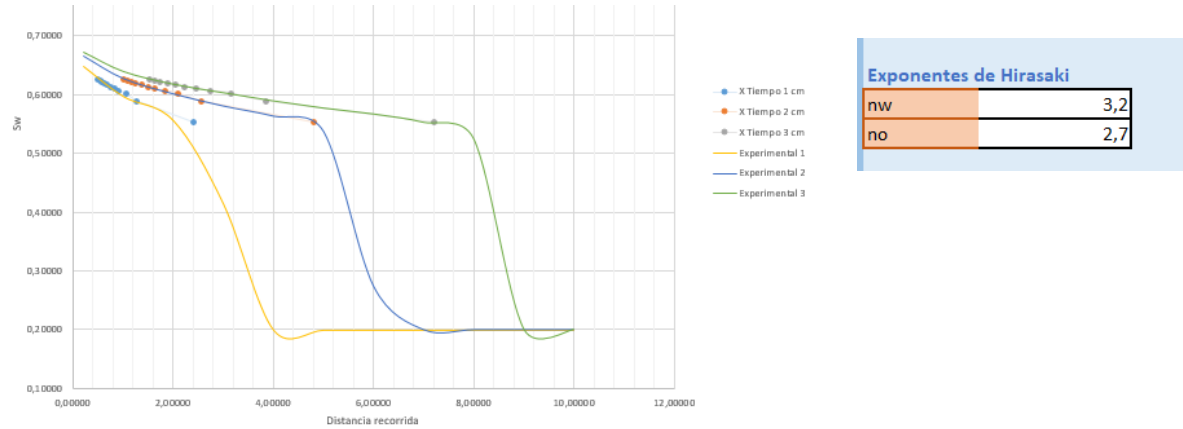
Los perfiles presentados en la Figura 45 se han obtenido con los valores de los exponentes usados por el simulador y presentan un comportamiento muy cercano a los perfiles reales, sin embargo, se busca un ajuste más preciso modificando lo valores de los exponentes como se muestra a continuación.

Con un incremento de dos décimas en los dos exponentes se encuentra un valor más exacto de la saturación para cada distancia logrando unos perfiles muy similares a los perfiles reales como se muestra en la .

Figura 46.

Figura 46

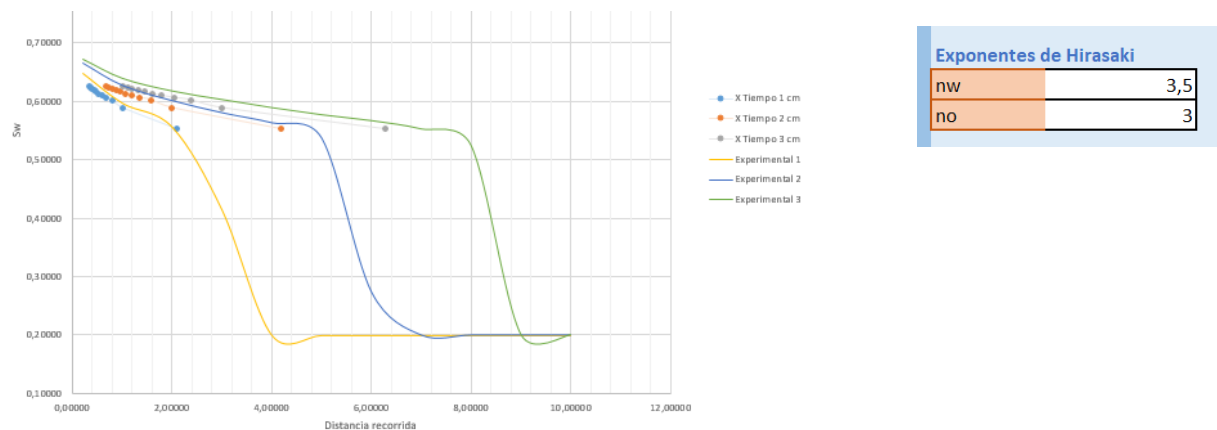
Resultados con Ajuste de Exponentes



Con un mayor incremento en los exponentes se presenta una reducción en los valores de saturación de agua, en consecuencia, los perfiles calculados se encuentren por debajo de los experimentales. Ver Figura 47.

Figura 47

Resultados con Exponentes Excedidos



6.1.3 Cálculo de Permeabilidades Relativas

A continuación, se presenta la tabla de datos calculados en la sección de permeabilidades relativas en la Figura 48 para la revisión del proceso y de los resultados obtenidos, se

esperan resultados precisos ya que se trata de un experimento simulado donde no se tendrán problemas por heterogeneidad en la muestra de roca u otras de las condiciones bajo las que funciona el modelo analítico empleado.

Figura 48

Cálculos de JBN Parte 1

Tiempo	Np	ΔP	DNp	Wi	Wp	Balance	Swprom	Qi	$\Delta Swprom$	ΔQi	Fo	Fv
20	9,0077	0,0023		10,0000	0,9923	0,5971	0,5971	0,4409				
22	9,1275	0,0022	0,1198	11,0000	1,8725	0,6024	0,6024	0,4850	0,0053	0,0441	0,1198	
24	9,2216	0,0021	0,0941	12,0000	2,7784	0,6066	0,6066	0,5290	0,0041	0,0441	0,0941	
26	9,3012	0,0021	0,0795	13,0000	3,6988	0,6101	0,6101	0,5731	0,0035	0,0441	0,0795	
28	9,3712	0,0021	0,0700	14,0000	4,6288	0,6132	0,6132	0,6172	0,0031	0,0441	0,0700	
30	9,4359	0,0020	0,0647	15,0000	5,5641	0,6160	0,6160	0,6613	0,0029	0,0441	0,0647	
32	9,4952	0,0020	0,0592	16,0000	6,5048	0,6186	0,6186	0,7054	0,0026	0,0441	0,0592	
34	9,5492	0,0019	0,0540	17,0000	7,4508	0,6210	0,6210	0,7495	0,0024	0,0441	0,0540	
36	9,5984	0,0019	0,0492	18,0000	8,4016	0,6232	0,6232	0,7936	0,0022	0,0441	0,0492	
38	9,6433	0,0019	0,0449	19,0000	9,3567	0,6251	0,6251	0,8377	0,0020	0,0441	0,0449	

A diferencia del caso anteriormente analizado se puede ver que la producción de crudo no se detiene después de la ruptura y durante el intervalo de tiempo seleccionado, por lo tanto, la saturación promedio de agua permanece en crecimiento y el flujo fraccional de aceite es mayor a cero

Figura 49

Cálculos de JBN Parte 2

Fw	Fo2	Sw2	Ir	$1/Wi*Ir$	$\Delta(1/Wi*Ir)$	$1/Wi$	$\Delta(1/Wi)$	$\Delta(1/Wi)/\Delta(1/Wi)$	Kro Calculada	Krw Calculada
			0,5835	0,1714		0,1000				
0,8802	0,1198	0,5443	0,6029	0,1508	-0,0206	0,0909	-0,0091	0,4418	0,0529	0,0648
0,9059	0,0941	0,5568	0,6187	0,1347	-0,0161	0,0833	-0,0076	0,4703	0,0443	0,0710
0,9205	0,0795	0,5645	0,6329	0,1215	-0,0131	0,0769	-0,0064	0,4877	0,0388	0,0748
0,9300	0,0700	0,5699	0,6460	0,1106	-0,0110	0,0714	-0,0055	0,5009	0,0351	0,0776
0,9353	0,0647	0,5732	0,6584	0,1013	-0,0093	0,0667	-0,0048	0,5112	0,0331	0,0797
0,9408	0,0592	0,5768	0,6699	0,0933	-0,0080	0,0625	-0,0042	0,5237	0,0310	0,0821
0,9460	0,0540	0,5805	0,6804	0,0865	-0,0068	0,0588	-0,0037	0,5371	0,0290	0,0847
0,9508	0,0492	0,5841	0,6901	0,0805	-0,0059	0,0556	-0,0033	0,5494	0,0270	0,0871
0,9551	0,0449	0,5875	0,6990	0,0753	-0,0052	0,0526	-0,0029	0,5619	0,0252	0,0894

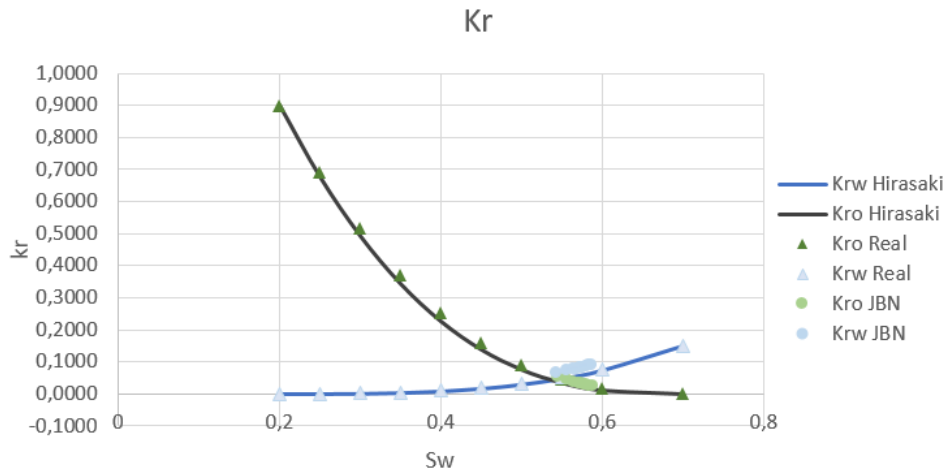
Como se esperaba la saturación de agua en la cara de producción de la muestra es menor a la saturación promedio y en términos generales se tienen datos coherentes para todos los parámetros, se puede observar que los valores de permeabilidad obtenidos son pequeños, lo cual es natural cuando la saturación de la fase no mojante es pequeña y el fluido que se encuentra en

mayor proporción es el que tiene mayor afinidad con la roca, además las permeabilidades del agua son mayores que las del crudo así como la saturación.

Finalmente se puede revisar el resultado, comparando los valores de permeabilidad calculados por JBN en la sección de permeabilidad relativa con las curvas obtenidas en la sección del avance frontal usando el exponente más preciso y las curvas reales. Ver Figura 50.

Figura 50

Comparación de Permeabilidades Calculadas y Teóricas



6.2 Datos experimentales

Se realizará la determinación del avance frontal y la estimación de las permeabilidades relativas con la herramienta, utilizando la información obtenida en el laboratorio de tomografía de la Universidad Industrial de Santander ubicado en el parque tecnológico de Guatiguará, durante el experimento de desplazamiento de fluidos mencionado en el capítulo 2 como el caso 1.

6.2.1 Entrada de Datos

En primera instancia se ingresa la información del plug como se muestra en la **Figura 51**.

Figura 51

Entrada de Datos Petrofísicos

Entrada					
Petrofísicos					
ϕ	0,1843	Vol Poroso	24,837527	μ_o	8,36
L	12,534	Kabs	145,96	D	3,7
Área	10,7521009	μ_w	0,449	kweff	0,04
				Koeff	1
				Sor	0,4032
				Swir	0,2955

posteriormente se ingresa la información experimental, se requiere conocer los tiempos en los cuales se obtuvieron los perfiles ingresados para hacer la comparativa entre los perfiles reales captados con tomografía y los perfiles encontrados por la herramienta (la información de los perfiles se ingresa completa pero solo se muestra una parte en la Figura 52 debido a su extensión)

Figura 52

Entrada de Datos Experimentales

Datos Después de Ruptura				Datos totales			Perfiles experimentales			
Tiempo	Np	ΔP		Tiempo	Q	Np	X [cm]	Tiempo 1	Tiempo 2	Tiempo 3
27.02	6,72	7,1		1	0,25	0,52	0,0000	0,4960	0,5027	0,5261
28.02	6,74	7,35		4	0,25	1,77	0,0625	0,4964	0,4938	0,5049
29.02	6,74	8,65		7	0,25	2,02	0,1250	0,4857	0,4892	0,4893
30.02	6,74	7,05		10	0,25	3,16	0,1875	0,5089	0,5052	0,5032
31.02	6,74	7,55		13	0,25	4,19	0,2500	0,4955	0,5127	0,5145
32.02	6,74	7,8		16	0,25	4,93	0,3125	0,4972	0,4934	0,5073
33.02	6,74	6,95		19	0,25	5,84	0,3750	0,5066	0,5066	0,5191
34.02	6,75	7,6		22	0,25	6,19	0,4375	0,5017	0,5046	0,5290
35.02	6,75	7,85		25	0,25	6,72	0,5000	0,5046	0,5053	0,5276
36.02	6,76	7,45		26	0,25	6,72	0,5625	0,5121	0,4998	0,5259
				27.02	0,25	6,72	0,6250	0,5152	0,5042	0,5241
				28.02	0,25	6,74	0,6875	0,5158	0,5028	0,4997
				29.02	0,25	6,74	0,7500	0,5321	0,5089	0,5132
				30.02	0,25	6,74	0,8125	0,5212	0,5238	0,5034
				31.02	0,25	6,74	0,8750	0,5309	0,5348	0,5218
				32.02	0,25	6,74	0,9375	0,5433	0,5268	0,5079
				33.02	0,25	6,74	1,0000	0,5418	0,5361	0,5192
				34.02	0,25	6,75	1,0625	0,5459	0,5406	0,5313
				35.02	0,25	6,75	1,1250	0,5386	0,5331	0,5365
				36.02	0,25	6,76	1,1875	0,5591	0,5638	0,5598
							1,2500	0,5655	0,5619	0,5452
							1,3125	0,5609	0,5679	0,5343
							1,3750	0,5695	0,5744	0,5401
							1,4375	0,5753	0,5608	0,5669
							1,5000	0,5680	0,5771	0,5894
							1,5625	0,5829	0,5739	0,5803
							1,6250	0,5643	0,5698	0,5754

Se ingresan los tiempos escogidos para evaluar el avance frontal, que son los tiempos en los cuales se realizaron los escaneos con el tomógrafo y de los que se obtienen los perfiles experimentales. Ver [Figura 53](#).

Figura 53

Entrada de Tiempos para Calcular Perfiles

Tiempos a evaluar el avance frontal

Tiempo 1	6,6564573
Tiempo 2	10,630462
Tiempo 3	20,764173

Borrar Datos

Se suponen los exponentes de Hirasaki iniciales para el cálculo de las permeabilidades relativas usadas en el proceso de predicción del avance frontal, que además generan las curvas con las que se comparan las permeabilidades relativas calculadas con la información experimental.

Los exponentes se suponen al inicio, pero se deben ajustar al momento de terminar la predicción del avance frontal, para obtener resultados válidos deben cambiarse estos exponentes para encontrar el valor que represente de mejor manera el comportamiento real, cada vez que se asigne un valor a los exponentes es necesario ir a la pestaña de perfiles y revisar que tan cercana es la posición del frente presentada por los perfiles estimados y las curvas experimentales, hasta lograr una predicción ajustada al comportamiento real , en este caso se presentan los exponentes con los cuales se obtuvo el mejor ajuste. Ver

Figura 54

Figura 54

Entrada de Datos de Hirasaki para K_r

Exponentes de Hirasaki

nw	1,5
no	3,058

Sw	Krw Hirasaki	Kro Hirasaki
0,2955	0,0000	1,0000
0,3256	0,0013	0,7246
0,3558	0,0036	0,5054
0,3859	0,0066	0,3360
0,4160	0,0101	0,2097
0,4462	0,0141	0,1201
0,4763	0,0186	0,0607
0,5064	0,0234	0,0252
0,5365	0,0286	0,0073
0,5968	0,0400	0,0000

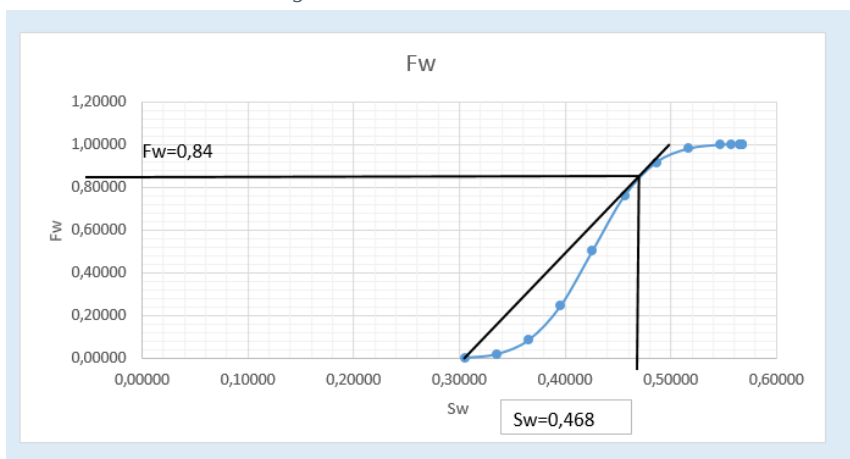
ΔS_w 0,03013

6.2.2 Predicción del avance frontal

En el uso de la herramienta una vez ingresada la información de la pestaña de entrada se requiere ir a la parte de la predicción del avance frontal, específicamente a la gráfica de Flujo fraccional contra saturación de agua, para encontrar el valor de la saturación de agua en el frente de avance, trazando la recta tangente como se muestra en la **Figura 55**.

Figura 55

Lectura de la Saturación de Agua en el Frente



Con el valor leído en el eje X de la gráfica de la **Figura 55** ya se puede llenar la columna de saturación de agua en la tabla de predicción del avance frontal, usando la saturación del frente y todos los valores mayores a este, obtenidos en la primera tabla de cálculos, solo falta ingresar la derivada del flujo fraccional para cada valor de saturación, que será escogida entre las dos opciones calculadas. Ver **Figura 56**.

Figura 56

Entrada de Saturaciones a la Tabla de Predicción del Avance

Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft
0,4680		0,0000	0,0000	0,0000
0,4867		0,0000	0,0000	0,0000
0,5169		0,0000	0,0000	0,0000
0,5471		0,0000	0,0000	0,0000
0,5572		0,0000	0,0000	0,0000
0,5661		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5669		0,0000	0,0000	0,0000
0,5673		0,0000	0,0000	0,0000
0,5673		0,0000	0,0000	0,0000

$$(X)_{sw} = \left[\frac{5,615 * q * t}{\phi * A} \right] \left(\frac{dfw}{dsw} \right)_{sw}$$

Ahora seleccionados los datos correspondientes a la derivada numérica se completa a tabla y se realiza la comparación del volumen total con el valor límite de volumen, que es el volumen inyectado para el tiempo en cuestión

Figura 57

Entrada de la Derivada del Flujo Fraccional en la Tabla de Predicción del Avance

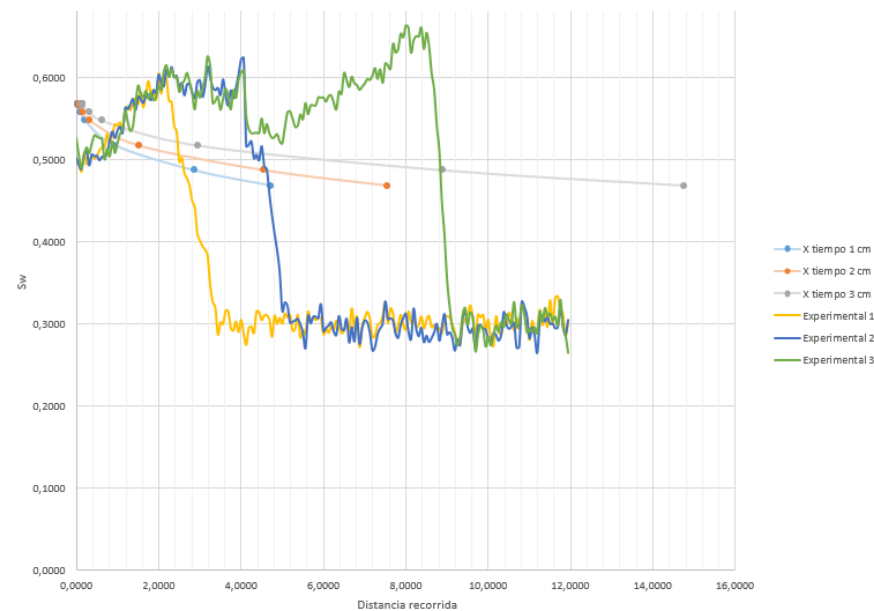
Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft	X 5 cm	X 10 cm	X 15 cm	Volumen	Vol. Total	Valor límite
0,4680	5,6319	0,1552	0,2478	0,4841	4,7299	7,5538	14,7546	0,6761	1,8881	1,66411432
0,4867	3,3983	0,0936	0,1495	0,2921	2,8540	4,5579	8,9028	0,7805	1,2120	
0,5169	1,1255	0,0310	0,0495	0,0967	0,9452	1,5096	2,9486	0,3489	0,4315	
0,5471	0,2392	0,0066	0,0105	0,0206	0,2009	0,3209	0,6268	0,0510	0,0827	
0,5572	0,1198	0,0033	0,0053	0,0103	0,1006	0,1606	0,3138	0,0279	0,0316	
0,5661	0,0568	0,0016	0,0025	0,0049	0,0477	0,0761	0,1487	0,0019	0,0037	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0018	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0018	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0018	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0018	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0028	0,0018	
0,5673	0,0505	0,0014	0,0022	0,0043	0,0424	0,0678	0,1324	0,0000	-0,0010	
0,5673	0,0505	0,0014	0,0022	0,0043	0,0424	0,0678	0,1324	-0,0010	-0,0010	

$$(X)_{sw} = \left[\frac{5,615 * q * t}{\phi * A} \right] \left(\frac{dfw}{dsw} \right)_{sw}$$

En la Figura 57 el volumen acumulado hasta esa posición del frente es mayor al verdadero volumen inyectado por lo tanto se debe eliminar ese dato y tomar la información a partir de la siguiente saturación, ya que esta tiene un volumen total menor al valor inyectado en realidad. A continuación, se muestra la gráfica de los perfiles obtenidos, tomando la saturación del frente, leída de la gráfica. Ver Figura 58

Figura 58

Comparación de Perfiles Reales y Calculados



En la gráfica de saturación contra distancia recorrida no se ve consistencia entre la posición del frente, captada por tomografía y la calculada por la herramienta, como ya se había notado, el dato de la saturación en el frente no era muy preciso, a continuación, se presenta la tabla una vez se ha eliminado el dato sobrante y se muestran los resultados obtenidos. Ver **Figura 59.**

Figura 59

Tablas de Predicción del Avance sin Datos Sobrantes

Sw	Dfw/DSw	X tiempo1 Ft	X tiempo2 Ft	X tiempo3 Ft	X 5 cm	X 10 cm	X 15 cm	Voluemn	Vol. Total	Valor límite
0,4867	3,3983	0,0936	0,1495	0,2921	2,8540	4,5579	8,9028	0,7805	1,2110	1,66411432
0,5169	1,1255	0,0310	0,0495	0,0967	0,9452	1,5096	2,9486	0,3489	0,4306	
0,5471	0,2392	0,0066	0,0105	0,0206	0,2009	0,3209	0,6268	0,0510	0,0817	
0,5572	0,1198	0,0033	0,0053	0,0103	0,1006	0,1606	0,3138	0,0279	0,0307	
0,5661	0,0568	0,0016	0,0025	0,0049	0,0477	0,0761	0,1487	0,0019	0,0028	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5669	0,0526	0,0014	0,0023	0,0045	0,0441	0,0705	0,1377	0,0000	0,0009	
0,5673	0,0505	0,0014	0,0022	0,0043	0,0424	0,0678	0,1324	0,0000	-0,0001	
0,5673	0,0505	0,0014	0,0022	0,0043	0,0424	0,0678	0,1324	0,0009	-0,0001	
0,5677	0,0486	0,0013	0,0021	0,0042	0,0408	0,0652	0,1273	-0,0009	-0,0009	

$$(X)_{Sw} = \left| \frac{5,615 * q * t}{\phi * A} \right| \left(\frac{dfw}{dsw} \right)_{Sw}$$

La figura anterior presenta la tabla una vez eliminado el dato erróneo

Figura 60*Gráfica Comparativa de Perfiles Reales y Calculados sin Datos Sobrantes*

La Figura 60 muestra la gráfica de saturación contra distancia con los datos correctos y se evidencia el buen ajuste entre la posición encontrada del frente mediante la tomografía y la posición calculada por la herramienta.

6.2.3 Cálculo de Permeabilidades Relativas

En esta sección, el usuario no requiere realizar ningún cálculo o procedimiento, ya que la herramienta tiene toda la información necesaria desde el momento en que se completa la información solicitada en la pestaña de entrada, sin embargo, es importante revisar y analizar los resultados arrojados, a continuación, se presentan los resultados obtenidos con la información de la prueba de laboratorio. Ver

Figura 61.

Figura 61

Tabla de Cálculos de JBN Parte 1

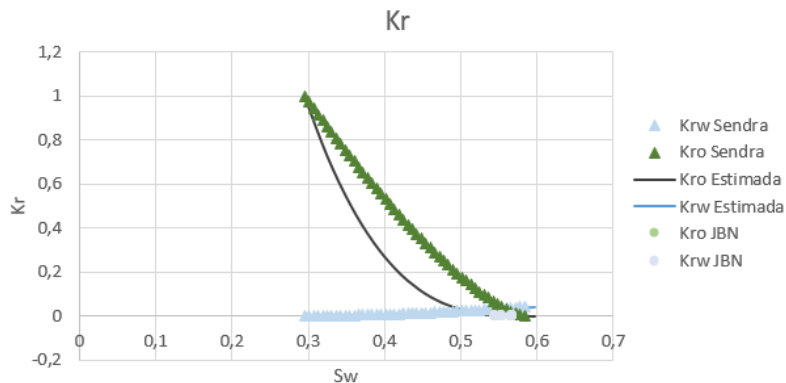
Tiempo	Np	ΔP	DNp	Wi	Wp	Balance	Swprom	Qi	$\Delta Swprom$	ΔQi	Fo
27,02	6,72	7,1		6,755	0,035	0,5661	0,5661	0,2720			
28,02	6,74	7,35	0,02	7,005	0,265	0,5669	0,5669	0,2820	0,0008052	0,0100654	0,08
29,02	6,74	8,65	0	7,255	0,515	0,5669	0,5669	0,2921	0	0,0100654	0
30,02	6,74	7,05	0	7,505	0,765	0,5669	0,5669	0,3022	0	0,0100654	0
31,02	6,74	7,55	0	7,755	1,015	0,5669	0,5669	0,3122	0	0,0100654	0
32,02	6,74	7,8	0	8,005	1,265	0,5669	0,5669	0,3223	0	0,0100654	0
33,02	6,74	6,95	0	8,255	1,515	0,5669	0,5669	0,3324	0	0,0100654	0
34,02	6,75	7,6	0,01	8,505	1,755	0,5673	0,5673	0,3424	0,0004026	0,0100654	0,04
35,02	6,75	7,85	0	8,755	2,005	0,5673	0,5673	0,3525	0	0,0100654	0
36,02	6,76	7,45	0,01	9,005	2,245	0,5677	0,5677	0,3626	0,0004026	0,0100654	0,04

En este caso se puede notar desde el inicio una característica importante del desplazamiento, y es que la producción de aceite prácticamente se detiene una vez pasado el punto de ruptura, durante los 10 tiempos analizados solo en 3 se ve cambio en el valor de crudo producido acumulado (Np), conociendo las características del modelo analítico empleado por la herramienta, es claro que el flujo fraccional de crudo en la cara de producción que depende del cambio en el (Np) será cero en 6 de los 9 tiempos registrados, la saturación de agua calculada solo va a tener 3 cambios y en la mayoría de los tiempos se va a mantener constante, además el flujo fraccional de aceite será cero en más de la mitad de los datos calculados, por lo tanto, la permeabilidad relativa del crudo será cero en gran parte de los datos obtenidos pues es directamente proporcional a flujo fraccional de aceite, por su parte la permeabilidad relativa del agua tiene el flujo fraccional de aceite en su denominador, razón por la cual no se podrá calcular

Figura 62*Tabla de Cálculos de JBN Parte 2*

Fw	Fo2	Sw2	Ir	1/Wi*Ir	$\Delta(1/Wi*Ir)$	1/Wi	$\Delta(1/Wi)$	$\Delta(1/Wi)/\Delta(1/Wi)$	Kro Calculada	Krw Calculada
			0,0001868	792,51194		0,1480				
0,92	0,08	0,5443	0,0001804	791,13759	-1,3744	0,1428	-0,005283	0,003844	0,00030754	0,00018995
1	0	0,5669	0,0001533	898,98306	107,8455	0,1378	-0,004919	-0,000046	0	#! DIV/0!
1	0	0,5669	0,0001881	708,29021	-190,6929	0,1332	-0,004591	0,000024	0	#! DIV/0!
1	0	0,5669	0,0001757	734,07083	25,7806	0,1289	-0,004295	-0,000167	0	#! DIV/0!
1	0	0,5669	0,00017	734,69331	0,6225	0,1249	-0,004027	-0,006470	0	#! DIV/0!
1	0	0,5669	0,0001908	634,8053	-99,8880	0,1211	-0,003783	0,000038	0	#! DIV/0!
0,96	0,04	0,5536	0,0001745	673,77066	38,9654	0,1176	-0,003561	-0,000091	-3,6554E-06	-4,7117E-06
1	0	0,5673	0,0001689	676,06169	2,2910	0,1142	-0,003357	-0,001465	0	#! DIV/0!
0,96	0,04	0,5532	0,000178	623,80001	-52,2617	0,1110	-0,003171	0,000061	2,427E-06	3,1284E-06

En la **Figura 62** se pueden ver los resultados esperados con base en el análisis de la información de entrada, con el modelo analítico empleado, no se pueden encontrar los valores de permeabilidad relativa cuando se deja de producir crudo después de la ruptura.

Figura 63*Gráfica Comparativa de Permeabilidades Teóricas y Calculadas*

En la gráfica comparativa de la **Figura 63** se ven las curvas de permeabilidad relativa en la interpretación de la prueba con simulación numérica, mediante el simulador para desplazamientos de dos fases en núcleos “Sendra”, comparadas con las calculadas por la herramienta y con los puntos calculados con la información experimental por medio del método JBN los cuales se quedan en cero tal como se analizaba anteriormente, por su parte las curvas estimadas por la herramienta presentan una diferencia con las curvas obtenidas por el simulador numérico debido a las condiciones del experimento, pues una vez alcanzado el punto de ruptura la producción de crudo se reduce y se hace muy cercana a cero eliminando así la posibilidad de usar

los datos obtenidos por JBN como un recurso para ajustar los resultados, además la roca tiene cierto grado de heterogeneidad lo que produce imprecisión en el modelo analítico encargado de la predicción del avance frontal y que además, es el mecanismo de comparación y selección de los exponentes a utilizar.

7 Conclusiones

Se automatizaron los procedimientos descritos por la teoría de Buckley-Leverett y el método JBN para su uso con mayor agilidad y comodidad mediante una herramienta computacional.

Se logró una representación del flujo bifásico que además de estimar las permeabilidades relativas también encuentra la posición del frente de desplazamiento a tiempos determinados por el usuario.

Se incorporó la información de tomografía en la estimación por medio del ajuste analítico de los perfiles encontrados empleando la teoría de Buckley-Leverett con los perfiles de saturación observados a partir de los escaneos CT.

Los datos experimentales del caso 2 no se pudieron utilizar por las condiciones o características de la muestra al carecer de la homogeneidad necesaria para cumplir con las suposiciones bajo las cuales trabajan los modelos analíticos.

En los desplazamientos de tipo pistón sin fugas, es decir cuando se detiene la producción de crudo al alcanzar la ruptura del agua, el método JBN no tiene un buen desempeño, sin embargo, se busca el ajuste de las curvas de permeabilidad relativa con base en los perfiles de saturación obtenidos antes de ruptura.

8 Recomendaciones

En busca de aumentar el rango de aplicación de la herramienta se recomienda añadir un modelo alternativo para la estimación de permeabilidad relativa que tenga un mejor comportamiento en los casos de desplazamientos tipo pistón sin fugas y en rocas con mayor grado de heterogeneidad.

Incluir un modelo de optimización numérica que permita obtener un ajuste de forma automática

Agregar modelos que permitan a la herramienta trabajar no solo en desplazamientos de agua y aceite, si no que pueda funcionar en experimentos con gas.

Implementar otro modelo para la aproximación de las curvas de permeabilidad relativa diferente al potencial de Hirasaki actualmente utilizado.

Referencias Bibliográficas

- HGunt, P. K., Engler, P., & Bajsarowicz, C. (1988). Computed Tomography As a Core Analysis Tool: Applications, Instrument Evaluation, and Image Improvement Techniques. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 40(9), 1203–1210.
- Johnson, E. F., Bossler, D. P., & Naumann, V. O. (1959). Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. *Transactions of the AIME*, 216(01), 370–372. <https://doi.org/10.2118/1023-g>
- Kantzas, A., Stehmeier, L., Marentette, D. F., Ferris, F. G., Jha, K. N., & Marentette, F. M. (1992). A novel method of sand consolidation through bacteriogenic mineral plugging. *Annual Technical Meeting 1992, Cim*.
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., & Santos Santos, N. (2018). 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. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017009>
- Wellington, S. L., Wellington, S., Development Co Vinegar, S. H., & Development Co, S. (1987). *Distinguished Author Series X-Ray Computerized Tomography*. August. <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-16983-PA?id=journal-paper%2FSPE-16983-PA>
- Withjack, E. M., Devier, C., & Michael, G. (2003). The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis. *SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting*, 41–52. <https://doi.org/10.2118/83467-ms>