

**METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA ESTIMACIÓN DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS EN TRES FASES POR MEDIO DE AJUSTE
HISTÓRICO**

ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENESES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCACARAMANGA**

2017

**METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA ESTIMACIÓN DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS EN TRES FASES POR MEDIO DE AJUSTE
HISTÓRICO**

ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENESES

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Magister
en Ingeniería de Hidrocarburos**

Director

Luis Felipe Carrillo Moreno
Magister en Ingeniería de Petróleos

Co-director

Jorge Alberto Rojas
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Co-director

Carlos Humberto Amaya
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAestrÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCACARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

*A Dios por darme la sabiduría para tomar las decisiones correctas,
A mi Mariela, mi madre, con quien con todo su amor siempre me ha apoyado,
siendo la fuerza que me ha permitido alcanzar mis logros,
A Anibal, mi padre, cuyos consejos atesoro con especial cariño,
ya que me han sembrado en mí el deseo de superarme constantemente
A Yuri Katherine por brindarme su Amor y compañía,
Y hacer todos mis días especiales.*

*A mi familia que siempre ha creído en mí, lo que me motiva a seguir adelante,
A mis amigos y compañeros que son su compañía han alegrado mis días.*

AGRADECIMIENTOS

Al director del proyecto, el Ingeniero Luis Felipe Carillo Moreno, por ser una guía constante durante el desarrollo de esta investigación.

A los codirectores, los ingenieros Jorge Alberto Rojas y Carlos Amaya, por su colaboración y por aportar con su experiencia a este proyecto.

A los ingenieros Edgar Ricardo Pérez y Samuel Fernando Muñoz cuyas observaciones como evaluadores de este proyecto contribuyeron a su mejoramiento.

Al ingeniero Nicolás Santos y al Geólogo Edwar Herrera por su apoyo constante y sabios consejos.

A los Ingenieros Samuel Muñoz y Emiliano Ariza, y a Mónica Hernández por su dedicación al programa de maestría y su colaboración y esfuerzo durante mis estudios.

Al Grupo de Investigación de Modelamiento de Hidrocarburos, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y al Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (UIS), y al Laboratorio de Análisis Petrofísicos Especiales del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

A mis amigos, compañeros y demás personas, que con pequeñas acciones contribuyeron al desarrollo exitoso de este proyecto.

A Yuri Uribe y Mayra Uribe, por su apoyo moral durante la ejecución de esta investigación.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1 FLUJO MULTIFÁSICO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	22
1.1 Determinación experimental de la permeabilidad relativa	23
1.2 Enfoques para la determinación de permeabilidad relativa tres fases	27
1.3 Consideraciones y fenómenos que se tienen en cuenta en las metodologías propuestas	31
1.3.1 Tasa de Flujo	31
1.3.2 Efectos Capilares	32
1.3.3 Funciones para la representación de la permeabilidad relativa	33
1.3.4 Historia de saturaciones y entrapamiento	35
1.3.5 Saturaciones iniciales al iniciar el flujo de tres fases	35
2 DESARROLLO DEL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS POR AJUSTE HISTÓRICO AUTOMÁTICO	39
2.1 Funciones para representar permeabilidades relativas de dos fases	39
2.2 Funciones para representar permeabilidades relativas de tres fases	40
2.3 Algoritmo de simulación de los experimentos	45
2.4 Algoritmo de ajuste automático	49
2.4.1 Validación primaria de los algoritmos propuestos	54
3 DESARROLLO EXPERIMENTAL	59

3.1	Definición de los protocolos y montajes experimentales	59
3.1.1	Montaje y protocolo para dos fases	59
3.1.2	Montaje y protocolo para tres fases	61
3.2	Análisis de simulación previo al experimento	62
3.2.1	Análisis por simulación del impacto de la saturación inicial	62
3.2.2	Análisis por simulación de los efectos gravitacionales	64
3.3	Descripción de los experimentos realizados	66
3.3.1	Experimentos de estado no-estacionario en tres fases	66
3.3.2	Experimento de estado no-estacionario gas-líquido	68
3.3.3	Experimento de estado no-estacionario agua-aceite	70
4	METODOLOGÍA PROPUESTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	72
4.1	Análisis de la información experimental y determinación de permeabilidades relativas de tres fases	72
4.1.1	Análisis y estimación de permeabilidades relativas por medio de la información de un sólo experimento de tres fases	73
4.1.2	Análisis y estimación de permeabilidades relativas por medio de la información de los experimentos de dos y tres fases (Exp 1, Exp 2 y Exp 3)	79
4.2	Análisis adicional con otro conjunto de datos experimentales	98
4.2.1	Análisis de un experimento de inyección de agua (Exp 4).	99
4.2.2	Análisis de un experimento de inyección de gas en dos fases (Exp 5)	104

4.2.3	Análisis del experimento de inyección de gas después de la inyección de agua (Exp 6)	106
4.2.4	Análisis de los experimentos de dos y tres fases para el segundo grupo de datos (Exp 4, Exp 5 y Exp 6)	113
4.3	Recopilación de la metodología	122
4.3.1	Recopilación de lineamientos para el uso de la herramienta de ajuste	123
5	CONCLUSIONES Y ANÁLISIS FINAL	127
5.1	Análisis final	127
5.2	Conclusiones finales	131
6	RECOMENDACIONES	132
	BIBLIOGRAFÍA	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de líneas isopermas en un diagrama ternario de saturaciones	27
Figura 2. Superficies de permeabilidad relativa tres fases	30
Figura 3. Esquema del <i>Bias error</i> .	34
Figura 4. Caminos de saturación aproximados durante experimento	38
Figura 5. Comparación de Isopermas para el caso de Maini	42
Figura 6. Comparación de Isopermas para el caso de Donaldson	43
Figura 7. Comparación de Isopermas para el caso de Oak	43
Figura 8. Comparación de resultados del simulador desarrollado con SENDRA para el caso bifásico	47
Figura 9. Comparación de resultados del simulador desarrollado con IMEX-CMG para el caso trifásico	49
Figura 10. Esquema del método de máximo descenso	52
Figura 11. Algoritmo General para la determinación de las permeabilidades relativas	53
Figura 12. Isopermas reales del experimento virtual comparadas con las Isopermas normales del modelo de Stone II	56
Figura 13. Isopermas estimadas para el experimento virtual en ajuste con las reales.	58
Figura 14. Comparación de resultados del experimento virtual con la simulación.	58

Figura 15. Resultados del análisis por simulación del impacto de la saturación inicial	64
Figura 16. Resultados del análisis de fuerzas gravitacionales	65
Figura 17. Diferencial de presión y recuperación de agua y aceite en el experimento de tres fases (Exp 1)	68
Figura 18. Diferencial de presión y recuperación de aceite en el experimento de inyección de gas (Exp 2)	69
Figura 19. Diferencial de presión y recuperación de aceite en el experimento de inyección de agua (Exp 3)	71
Figura 20. Entrada de datos para el primer caso de análisis	74
Figura 21. Ajuste inicial de la simulación con la data experimental para la primera suposición del primer análisis	76
Figura 22. Ajuste final de la simulación con la data experimental del Exp 1 en el primer análisis	76
Figura 23. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite estimadas para el primer análisis	77
Figura 24. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas para el primer análisis	77
Figura 25. Curvas isopermas de permeabilidad relativa de aceite estimadas para el primer análisis	78

Figura 26. Superficie de permeabilidad relativa del aceite para el primer análisis	78
Figura 27. Parámetros finales que generan el ajuste en el primer análisis	79
Figura 28. Ajuste obtenido para el experimento Exp 2	80
Figura 29. Curvas de permeabilidad estimadas para el Exp 2	81
Figura 30. Ajuste final obtenido para el experimento Exp 3	83
Figura 31. Curvas de permeabilidad estimadas para el experimento Exp 3	84
Figura 32. Comparación de curvas estimadas con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 3	85
Figura 33. Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 3	86
Figura 34. Ajuste del modelo de Stone II clásico con los resultados del experimento Exp 1	87
Figura 35. Isopermas de permeabilidad relativa tres fases para el aceite estimadas con el modelo de Stone II	88
Figura 36. Ajuste obtenido para el experimento Exp 1 con tres parámetros de ajuste (t_1 , t_2 , $Swcg$)	89
Figura 37. Ajuste obtenido para el experimento Exp 1 usando como parámetros iniciales la aproximación de Stone II y los resultados de los experimentos Exp 2 y Exp 3	90

Figura 38. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3	91
Figura 39. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3	92
Figura 40. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3 en escala logarítmica	93
Figura 41. Isopermas de permeabilidad relativa del aceite en tres fases estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3	94
Figura 42. Superficies de permeabilidad relativa del aceite en tres fases estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3	95
Figura 43. Comparación de Isopermas estimadas por medio de la metodología propuesta, con las obtenidas por medio del modelo clásico de Stone II	96
Figura 44. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 después de variar las permeabilidades relativas de dos fases y usar el modelo clásico de Stone II	97
Figura 45. Isopermas de tres fases para el experimento Exp 6 después de variar las permeabilidades relativas de dos fases y usar el modelo de Stone II	98
Figura 46. Ajuste inicial para el Exp 4 – antes de realizar la estimación	100
Figura 47. Ajuste final para el Exp 4 después de finalizar la estimación	100
Figura 48. Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el Exp 4	101

Figura 49. Comparación de curvas estimadas con dos herramientas diferentes para el Exp 4	102
Figura 50. Segunda Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el Exp 4	103
Figura 51. Segunda comparación de curvas estimadas con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 4	103
Figura 52. Comparación de curvas estimadas por medio de dos herramientas para el experimento Exp 5	105
Figura 53. Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 5	106
Figura 54. Ajuste obtenido con la suposición inicial para el experimento Exp 6	107
Figura 55. Ajuste final obtenido después de la estimación para el experimento Exp 6	108
Figura 56. Permeabilidades relativas agua-aceite estimadas para el experimento Exp 6	109
Figura 57. Permeabilidades relativas gas-aceite estimadas para el experimento Exp 6	109
Figura 58. Curvas isopermas de tres fases para el aceite estimadas para para el experimento Exp 6	110
Figura 59. Comparación de curvas de permeabilidad relativa del agua para los experimentos Exp 4 y Exp 6	111

Figura 60. Comparación de curvas de permeabilidad relativa gas-aceite para los experimentos Exp 5 y Exp 6	112
Figura 61. Curvas Isopermas de permeabilidad relativa del aceite para los experimentos Exp 4, Exp 5 y Exp 6 por medio del modelo de Stone II	114
Figura 62. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 usando el modelo clásico de Stone II	114
Figura 63. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 modificando parámetros del modelo de Stone II	117
Figura 64. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 cuando se usan valores iniciales correspondientes a la teoría de Stone II	117
Figura 65. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite estimadas para el Exp 6 con las nuevas condiciones iniciales	118
Figura 66. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas para el Exp 6 con las nuevas condiciones iniciales	119
Figura 67. Líneas isopermas de permeabilidad de aceite, estimadas para el Exp 6 con las nuevas condiciones iniciales	119
Figura 68. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 después de variar las permeabilidades relativas de dos fases y usando el modelo de Stone II	121

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades y condiciones de la simulación de validación de dos fases	46
Tabla 2. Información complementaria de la simulación para validación de dos fases	47
Tabla 3. Propiedades y condiciones de la simulación de validación de tres fases	48
Tabla 4. Información complementaria de la simulación para validación de tres fases	49
Tabla 5. Desempeño del algoritmo de optimización para determinar permeabilidades relativas dos fases	55
Tabla 6. Desempeño del algoritmo de optimización para determinar permeabilidades relativas tres fases – prueba 1	57
Tabla 7. Desempeño del algoritmo de optimización para determinar permeabilidades relativas tres fases – prueba 2	57
Tabla 8. Propiedades la roca utilizada en los experimentos	67
Tabla 9. Resumen de desarrollo experimental de tres fases (Exp 1)	67
Tabla 10. Resumen de desarrollo experimental de la inyección de gas (Exp 2)	69
Tabla 11. Resumen de desarrollo experimental de la inyección de agua (Exp 3)	70
Tabla 12. Valores iniciales y finales para la estimación en Exp 2	81
Tabla 13. Valores iniciales y finales para la estimación del experimento Exp 3	82

Tabla 14. Valores estimados para el ajuste del experimento Exp 1 con tres parámetros (t_1 , t_2 y Swcg)	89
Tabla 15. Parámetros estimados para el ajuste del experimento Exp 1 tomando como parámetros iniciales la aproximación de Stone II y los resultados de los experimentos Exp 2 y Exp 3	90
Tabla 16. Propiedades del <i>composite plug</i> usado	99
Tabla 17. Propiedades de los fluidos y condiciones utilizadas	99
Tabla 18. Parámetros estimados para el Exp 4	100
Tabla 19. Parámetros estimados para el experimento Exp 5	104
Tabla 20. Valores iniciales y finales de búsqueda para el experimento Exp 6	108
Tabla 21. Parámetros finales estimados para el Experimento Exp 6	118

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Planteamiento teórico para la simulación de experimentos de inyección de fluidos en medios porosos	139
Anexo B. Algoritmo de optimización para el ajuste automático entre datos experimentales y simulados	160
Anexo C. Implementación del código de simulación de experimentos de inyección de fluidos en medios porosos	163

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN TRES FASES POR MEDIO DE AJUSTE HISTÓRICO*

AUTOR: ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENESES**

PALABRAS CLAVES: Permeabilidades Relativas tres fases, Simulación de experimentos, Optimización numérica, Ajuste histórico.

DESCRIPCIÓN:

Esta investigación presenta el desarrollo de una nueva metodología para la estimación de permeabilidades relativas de dos y tres fases, por medio de la realización de experimentos de inyección de fluidos en rocas tipo *plug*, y el ajuste histórico de la simulación de los mismos.

Se propone un montaje experimental que ocasiona flujo simultáneo de tres fases, donde el gas desplaza agua y aceite. Seis desplazamientos de estado no-estacionario son estudiados, cuatro de dos fases y dos de tres fases. La información experimental obtenida se analiza por medio del algoritmo de simulación/optimización desarrollado, el cual se implementa en lenguaje Matlab, y permite el ajuste histórico automático de la simulación de experimentos en sistemas agua-aceite, gas-líquido y tres fases. Una modificación del modelo de Stone II es propuesta como representación funcional de la permeabilidad relativa del aceite en tres fases. La optimización numérica se realiza utilizando el método de descenso óptimo y el método de la sección aurea.

Los resultados obtenidos para dos fases se comparan con los del software Sendra y se encuentra que el algoritmo propuesto tiene un buen desempeño respecto a esta herramienta comercial. Los resultados obtenidos para los casos de tres fases, muestran que el algoritmo logra estimar efectivamente las permeabilidades relativas que producen el ajuste histórico; se encuentra que las curvas estimadas para los sistemas bifásicos, no describen adecuadamente los sistemas trifásicos.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Luis Felipe Carillo Moreno. Co-directores: M.Sc. Jorge A. Rojas, M.Sc. Carlos A. Amaya

ABSTRACT

TITLE: STATIC ROCK CHARACTERIZATION OF ROCKS USING X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY CT*

AUTHOR: ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENESES**

KEYWORDS: Relative Permeability Three-Phase, coreflooding simulation, numerical optimization, history match.

DESCRIPTION

This research presents the development of a new methodology for the estimation of two- and three-phases relative permeabilities, through the realization of experiments of fluid-injection in rock plugs, and the history match of their simulations.

An experimental setup that causes simultaneous flow of three phases is proposed, where the gas displaces water and oil. Six unsteady state displacements are studied, four of two-phase and two of three-phase. The experimental data obtained is analyzed using the simulation / optimization algorithm developed, which is implemented in Matlab environment, and allows automatic history match of the simulation of experiments in water-oil, gas-liquid and three-phase systems. A modification of the Stone II model is proposed as functional representation of the three-phase relative permeability of oil. Numerical optimization is performed using the optimal gradient method and the golden section method.

The results from two-phase experiments are compared with those of Sendra software and it is found that the proposed algorithm has a good performance respect to this commercial tool. The results from the three-phase cases show that the algorithm achieves effectively estimate the relative permeability that produce the history match; It is found that the estimated curves for two-phase systems do not adequately describe three-phase systems.

* Grade Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Luis Felipe Carillo Moreno. Co-directors: M.Sc. Jorge A. Rojas, M.Sc. Carlos A. Amaya

INTRODUCCIÓN

El flujo simultáneo de dos y tres fases, es un fenómeno que suele presentarse a lo largo de la vida de productiva de los yacimientos de hidrocarburos, tanto en su etapa de explotación primaria, como en las etapas de recobro secundario y mejorado, donde se presenta con mayor frecuencia.

El conocimiento de las permeabilidades relativas es fundamental para el correcto modelado de este fenómeno, por esto, diversas metodologías experimentales han sido propuestas para la estimación de esta propiedad. Dentro de estas, las que involucran el uso de experimentos de inyección de fluidos en estado no-estacionario son frecuentemente usadas, debido al poco tiempo que requieren para su ejecución. La información obtenida de estos ensayos se analiza e interpreta para estimar cuales son las permeabilidades relativas que producen el comportamiento observado en el laboratorio.

Aunque la estimación de permeabilidades relativas para los casos de dos fases ha sido ampliamente estudiada, menores esfuerzos se realizan para estimar el comportamiento de esta propiedad en los casos de flujo de tres fases, principalmente, por la dificultad existente para interpretar la información experimental obtenida.

El presente trabajo expone el desarrollo de una nueva metodología para la determinación experimental de las permeabilidades relativas de dos y tres fases por medio del enfoque de ajuste histórico. Un algoritmo para el ajuste automático es propuesto y se valida por medio de su aplicación con datos experimentales.

1 FLUJO MULTIFÁSICO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

El concepto de permeabilidad relativa se ha usado comúnmente en la ingeniería de yacimientos con el fin de ajustar la ley de Darcy al flujo multifásico. Mientras que esta propiedad ha sido ampliamente estudiada para sistemas bifásicos, esfuerzos menores se han realizado para estudiar su comportamiento cuando existen tres fases móviles en el yacimiento, y aunque, como lo señalan Amadlo *et al.* (2009), ha sido una temática tratada por varios autores desde 1941, la cantidad de reportes con datos experimentales consistentes es escasa y no existe una conclusión universalmente aceptada acerca de la forma general de las curvas isopermas (curvas de igual valor de permeabilidad relativa graficadas en un diagrama ternario); esto se debe en parte a la gran cantidad de tiempo que demanda la realización de estos experimentos y a las dificultades operativas que presentan, además de que no se dio mayor importancia a la estimación de esta propiedad hasta la aparición de métodos de recobro relativamente nuevos como el WAG y la inyección de vapor. No obstante, es importante señalar que el flujo de tres fases puede producirse también durante la explotación primaria de yacimientos que producen por empuje simultáneo de agua y gas, o yacimientos que producen por empuje de gas en solución los cuales están parcialmente depletados y presentan empuje de agua, bien sea proveniente de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria, tal como lo señala Pérez *et al.* (2008).

Debido a las dificultades mencionadas, es común que en el estudio de los yacimientos se omita la determinación experimental de la permeabilidad relativa en tres fases, y en lugar de esto se proceda a usar modelos de predicción para realizar un estimativo de esta propiedad partiendo de las curvas de permeabilidad relativa conocidas para los sistemas

de dos fases. Cuando se realiza este procedimiento, se asume que las permeabilidades relativas de las fases agua y gas son función únicamente de la saturación de cada una de estas fases, de acuerdo a lo observado por Leverett y Lewis (1941) por lo que su valor se puede estimar de directamente las curvas de dos fases, mientras que la permeabilidad relativa del aceite es función de la saturación de las otras dos fases y su valor debe se determina con los mencionados modelos de predicción, por ejemplo los modelos de Baker (1988), de Stone I (1970).

La exactitud de los modelos de predicción más usados en la industria fue estudiada por Pejic y Maini (2003), ellos concluyeron que aunque algunos presentan un mejor desempeño que otros, ninguno puede estimar correctamente esta propiedad y en muchos casos los valores predichos se alejan notablemente de la realidad, lo que confirma que estas aproximaciones son una mala elección para modelar yacimientos donde el flujo el trifásico tiene un efecto importante en su comportamiento y que se debe recurrir a la determinación experimental. A continuación, se profundiza en la determinación experimental de las permeabilidades relativas tres fases.

1.1 Determinación experimental de la permeabilidad relativa

Los experimentos para la determinación de la permeabilidad relativa pueden clasificarse en dos grandes grupos, experimentos en estado estacionario y estado no estacionario.

Los experimentos de estado estacionario todos los fluidos involucrados son simultáneamente inyectados en el medio poroso manteniendo caudales constates hasta alcanzar condiciones de estabilidad, es decir, caídas de presión y distribución de saturaciones constantes en el tiempo, esto permite una determinación directa y sencilla.

Aunque este tipo de experimentos ha sido ampliamente aceptado como robusto y certero, el tiempo que demanda para su ejecución es muy elevado y por esto su uso no práctico, especialmente en los casos de tres fases donde un gran rango de saturaciones debe ser cubierto.

Por otro lado, los experimentos de estado no-estacionario (o dinámicos) son menos precisos y requieren una interpretación más compleja, pero presentan la ventaja de que el tiempo de realización de los experimentos es menor en comparación con los experimentos estacionarios. El método de estado no-estacionario más conocido y usado en la industria es el propuesto por Johnson, Bossler y Naumann (1959) también llamado método JBN. Este método fue desarrollado para la estimación de permeabilidades relativas dos fases con base en la teoría de flujo de Buckley y Leverett (1942) y el enfoque de Welge (1952) para la determinación de la saturación desplazamientos dinámicos, por lo tanto, su eficacia está sujeta a que el sistema propuesto pueda ser descrito adecuadamente por dichos modelos. Una de las condiciones para aplicar este método es que la velocidad de flujo en el experimento sea lo suficientemente alta para: (1) lograr que las fuerzas viscosas sean bastante superiores a las capilares para desprestigiar estas últimas y (2) que se produzca una ruptura rápida ya que el método sólo puede ser interpretado cuando la producción de la fase inyectada comienza. Adicionalmente, Kreig y Watson (1986) señalan que estos métodos requieren diferenciación numérica o gráfica de la información medida en laboratorio, lo que aumenta las inexactitudes en dicha información.

Debido a lo anterior, diversos autores han señalado que la interpretación usando este método puede conducir a resultados que no sean representativos del yacimiento y que otros métodos de análisis pueden capturar mejor la realidad del experimento. Por ejemplo,

Fassihi (1989) Señala que a ratas altas no existen las condiciones de mojabilidad normales de la roca y que los efectos de “fin” (*end effects*) que producidos por la presión capilar pueden tener un impacto importante en la determinación de las curvas. Para superar lo anterior, este autor propone el uso un enfoque de “ajuste histórico” en el que se busca reproducir los resultados del experimento por medio de la simulación numérica del mismo, usando como parámetro de ajuste la permeabilidad relativa y la presión capilar. Es importante señalar que actualmente los métodos de análisis que se basan en el enfoque de ajuste histórico son conocidos como métodos indirectos o implícitos, mientras que los métodos que permiten estimar directamente la permeabilidad relativa mediante la interpretación analítica de los resultados del experimento, por ejemplo, el método JBN son conocidos como métodos directos o explícitos.

El enfoque de ajuste histórico ha sido usado por diversos autores, por ejemplo, Sigmund y McCaffery (1979), lo propusieron como una alternativa para analizar los experimentos dinámicos en carbonatos con heterogeneidades significativas y donde otros métodos como el JBN producían resultados inconsistentes. En este trabajo afirman que la presión capilar tiene un efecto fuerte sobre los experimentos a tasas bajas, que son más representativas del yacimiento que las tasas trabajadas en el JBN, y que el enfoque de ajuste histórico permite considerar las fuerzas capilares actuando en el flujo y una mejor interpretación de los experimentos dinámicos, sin embargo, nunca se estimó la exactitud de las presiones capilares estimadas. Similarmente, Grattoni y Bidner (1990) usaron este enfoque para determinar simultáneamente permeabilidad relativa y presión capilar en un sistema agua-aceite. Usaron optimización de Levenberg-Marquardt por medio de un procedimiento de mínimos cuadrados no lineales (*nonlinear least squares*) para alcanzar el ajuste de los resultados, las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar fueron

representadas con funciones exponenciales como las mostradas en las ecuaciones (1) y (2) respectivamente.

$$Kr_w = Kr_w^* \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{nw} \quad (1)$$

$$P_c = P_c^* \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{nw} \quad (2)$$

Donde,

- nw es el parámetro variado para alcanzar el ajuste,
- Kr_w^* y P_c^* fueron determinados experimentalmente,
- S_w es la saturación de agua connata,
- S_{wc} es la saturación de agua connata y
- S_{or} es la saturación residual de aceite.

Con los resultados obtenidos concluyen que, las fuerzas capilares tienen una fuerte influencia en la historia de producción cuando se trabaja a tasas de flujo bajas, además, afirman que las curvas tanto de permeabilidad relativa como de presión capilar pueden ser descritas por una función exponencial con un solo parámetro ajustable.

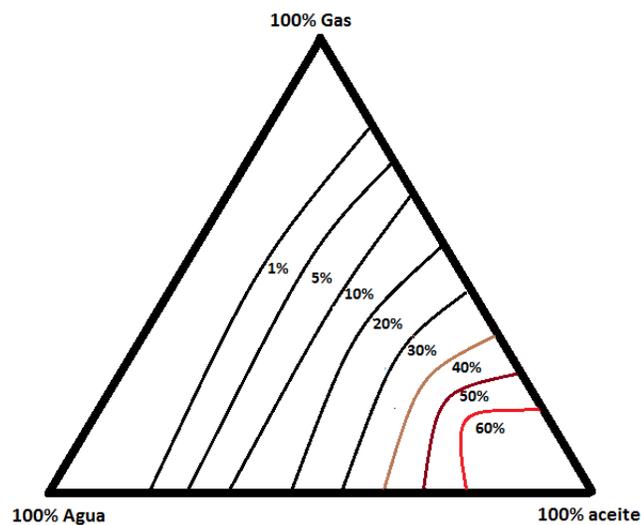
Por otro lado, diversos autores han realizado estudios con el fin de mejorar las estimaciones de los métodos directos, por ejemplo, Fassihi y Potter (2009) propusieron un método que combina el análisis de los experimentos de estado estacionario y no estacionario. Con este método, la información de estado no estacionario que se genera entre puntos de estabilidad de las pruebas de estado estacionario, puede ser usada para estimar permeabilidades relativas para todo el rango de saturaciones.

Similarmente, Helset et al. (1998) Propusieron un método directo que permite realizar experimentos a tasas bajas, mientras se considera el efecto de las fuerzas capilares, además de permitir encontrar valores de permeabilidad relativa para todo el rango de saturaciones. Para aplicar este método se requiere medir saturaciones in-situ y presiones de las fases. Los autores afirman que este método puede extenderse fácilmente al análisis de tres fases.

1.2 Enfoques para la determinación de permeabilidad relativa tres fases

Unos de los primeros autores en estimar permeabilidades relativas tres fases fueron Leverett y Lewis (1941), quienes realizaron experimentos en estado estacionario. Para representar las curvas de permeabilidad relativa de tres fases usaron curvas isopermas (de igual permeabilidad) sobre diagramas ternarios, como las mostradas en la Figura 1.

Figura 1. Esquema de líneas isopermas en un diagrama ternario de saturaciones



Una de las conclusiones de este trabajo fue que estas isopermas son independientes de la viscosidad de los fluidos.

Posteriormente, Oak (1990) realizó varios experimentos de estado estacionario para dos y tres fases sobre muestras de Berea de diferente permeabilidad, como principales conclusiones encontró que la permeabilidad relativa de tres fases para el agua es dependiente de su propia saturación, para el gas es depende de su propia saturación y de la historia de saturación y finalmente, para el aceite, es función de todas las fases y de la historia de las saturaciones. Adicionalmente, también encontraron que el ajuste de Stone I y Stone II con los datos experimentales no es bueno.

Por otro lado, Se han propuesto extensiones del método JBN y de la teoría de Welge para los casos de tres fases. Por ejemplo, Siddiqui y Yang (1998) presentan un trabajo en el cual se usa un colector de fracciones para medir la cantidad de decano y de salmuera que era desplazada al inyectar nitrógeno. La permeabilidad relativa tres fases se calculó usando las expresiones (3) y (4).

$$kr_j = \frac{q_t \mu l_{core} f_j}{K_{abs} A \left[\Delta p - Q_i \left(\frac{d(\Delta p)}{dQ_j} \right) \right]} \quad (3)$$

$$S_j = S_j^0 - L_j + \frac{Q_j(dL_j)}{dQ_j} \quad (4)$$

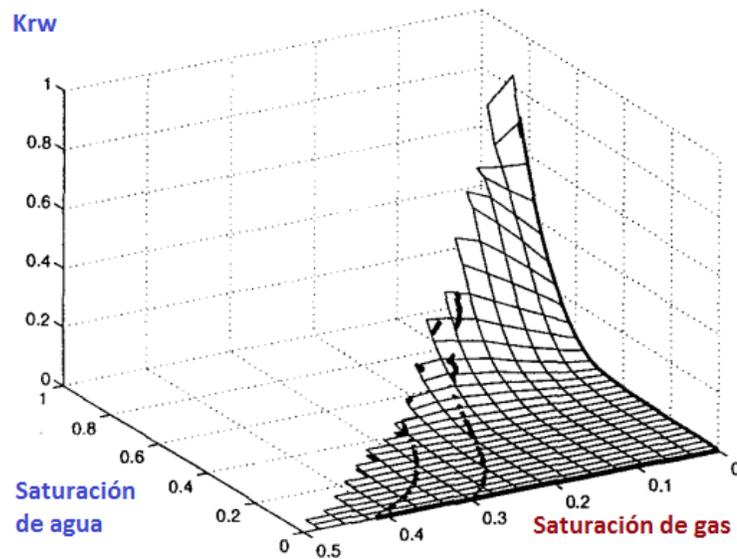
Donde, q_t es el caudal total, μ es la viscosidad del fluido, l_{core} es la longitud del core, f_i es el flujo fraccional, K_{abs} es la permeabilidad absoluta, A es el área de flujo, Δp es el diferencial de presión, Q_i y L_j son la cantidad de volúmenes porosos inyectados y producidos respectivamente, S_j^0 es la saturación de la fase al iniciar la inyección dinámica y S_j es la saturación de la fase j en algún punto del desplazamiento dinámico.

Cabe resaltar que en este trabajo se asume que la permeabilidad relativa de cada fase es función sólo de su propia saturación, lo que para algunos autores es incorrecto, especialmente, en el caso del aceite (Pejic y Maini, 2003).

Similarmente, Nordtvedt *et al.* (1997) realizaron experimentos en estado “mixto” (estado estacionario complementado con los datos transitorios entre puntos de equilibrio) sobre calizas de baja permeabilidad. En su trabajo usaron un separador trifásico acústico para cuantificar la producción de fluidos y se valieron de tomografía computarizada de rayos X (CT) para observar la distribución interna de las saturaciones durante el desplazamiento. Para el análisis de los experimentos usaron el enfoque de ajuste de simulación numérica, de su estudio concluyeron que el modelo predictivo de Stone I calcula permeabilidades que exceden en un factor de 20 los datos experimentales. También es importante resaltar que en su trabajo realizaron la estimación de permeabilidad relativa y presión capilar simultáneamente, aunque no se tuvo en cuenta la saturación de agua connata. La permeabilidad relativa de tres fases se representó con superficies construidas en base B-splines como las mostradas en la Figura 2.

Otra metodología reciente que también usa el enfoque del ajuste histórico es expuesta por Akhlaghinia *et al.* (2014), en ésta, la cuantificación de la producción de agua y aceite se realizó mediante la medición en tubos calibrados y centrifugación, la producción de gas se midió directamente con un gasómetro; validaron sus resultados con pruebas de estado estacionario y encontraron que su metodología fue exitosa con errores aceptables de hasta 10% y que el enfoque de ajuste histórico es una alternativa apropiada para la determinación de curvas isopermas de permeabilidad relativa en tres fases.

Figura 2. Superficies de permeabilidad relativa tres fases



Fuente: Nordtvedt, et al. (1997). Determination of Three-Phase Relative Permeabilities From Displacement Experiments.

Por otro lado, otros autores proponen nuevas alternativas para la estimación experimental de la permeabilidad relativa, por ejemplo Kianinejad *et al.* (2014) presentan una metodología que se apoya en tomografía computarizada para la medición de las saturaciones en la roca y aplicar directamente la ley de Darcy para la estimación de las curvas, pero ésta sólo puede ser aplicada cuando se analiza un drenaje gravitacional sobre un empaque de arena situado en posición vertical, lo que permite tener un gradiente constante de presión a lo largo de la muestra, pero que hace inviable la aplicación de este método sobre muestras reales.

Es importante señalar que, como lo señalan Ahmadloo *et al.* (2009), existe un número modesto de estudios con reportes medidas de permeabilidad relativa tres fases, además de que no existe una conclusión globalmente aceptada sobre las formas de las

isopermas. Una recopilación de diversos métodos para la estimación de permeabilidades relativas tres fases, puede encontrarse en el trabajo de Pérez (2008).

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

En esta sección se presentan las consideraciones y fenómenos que se han tenido en cuenta en los diferentes estudios que se han propuesto para la determinación de permeabilidad relativa tres fases; se realiza un análisis de cada uno de ellos relacionándolos con los principales trabajos en donde fueron tratados.

1.3.1 Tasa de Flujo. Diversos autores como Helset et al. (1998) y Grattoni y Bidner (1990) han señalado que las tasas a la que se realizan los experimentos normalmente, producen velocidades de flujo mucho mayores (39 pies por día) a las que se podrían encontrar en el yacimiento (2 pies por día), lo que puede conducir a resultados que no son representativos de éste. Es importante señalar que métodos como el JBN requieren estas tasas elevadas para que la mayoría de sus suposiciones sean válidas, lo que hace inviable su aplicación en experimentos donde se requiera necesariamente el uso de tasas bajas, como, por ejemplo, en rocas poco consolidadas. El efecto de la tasa de flujo fue estudiado por Sandberg y Gournay (1956), en su trabajo utilizaron un método denominado “técnica de flujo dinámico” el cual está apoyado en experimentos de estado estacionario, finalmente concluyeron que las curvas determinadas eran independientes de la tasa de flujo.

Un trabajo más reciente sobre el efecto de la tasa de flujo en experimentos de estado estacionario fue elaborado por Chen y Wood (2001), quienes concluyeron que las curvas estimadas no son dependientes de la tasa de flujo. De igual manera señalan que el uso

de tasas bajas en el laboratorio presenta problemas como largos tiempos de prueba, diferenciales de presión pequeños que son difíciles de medir, capilaridad y efectos de frontera.

Por otro lado, este efecto ha sido poco estudiado para experimentos de estado no-estacionario donde tasas de flujo elevadas pueden generar condiciones de mojabilidad que no son propias del yacimiento según lo observado por Fassihi (1989); debido a que las fuerzas viscosas son bastante superiores a las capilares a velocidades de flujo elevadas, se puede producir menor entrapamiento de la fase no-mojante del que se tendría a tasas de flujo inferiores, tal como lo señalan Green y Willhite (1998).

Es importante señalar que, los estudios presentados hasta ahora en este apartado se realizaron en sistemas de dos fases y que no existen antecedentes de estudios acerca del efecto de esta propiedad sobre la determinación de permeabilidades relativas tres fases en experimentos de estado no-estacionario.

Nótese que, al realizar los experimentos a tasas de flujo bajas presenta como problema adicional, la segregación gravitacional de los fluidos dentro de la muestra (en caso que se trabaje con la roca horizontal), lo que imposibilita la mayoría de análisis de permeabilidades relativas propuestos, incluyendo el de esta investigación, debido a que no se presenta flujo unidimensional en esta situación.

1.3.2 Efectos Capilares. La ausencia de presión capilar es una de las suposiciones más comunes de los métodos directos, como por ejemplo el JBN y su extensión a tres fases expuesta por Siddiqui y Yang (1998), sin embargo, diversos autores han hecho énfasis en los efectos que puede tener esta suposición en los resultados obtenidos y han tratado de proponer soluciones. Por ejemplo, autores como Fassihi (1989), Grattoni y

Bidner (1990) propusieron usar el enfoque de ajuste histórico para tener en cuenta la presión capilar dentro de la simulación. Similarmente Nordtvedt *et al.* (1997) utilizaron también este enfoque para un caso de tres fases, lo que les permitió determinar simultáneamente la presión capilar, cuando los experimentos se realizan a tasas bajas.

Por otro lado, Helset *et al.* (1998) Propusieron otro método directo que permite tener en cuenta los efectos capilares durante la interpretación del experimento, lo que permite realizar los experimentos a tasas bajas.

Es importante señalar que, en los trabajos mencionados anteriormente, no se realizó una validación que permita determinar si las presiones capilares estimadas en estos experimentos son acertadas o si tienen algún efecto significativo sobre los resultados simulados.

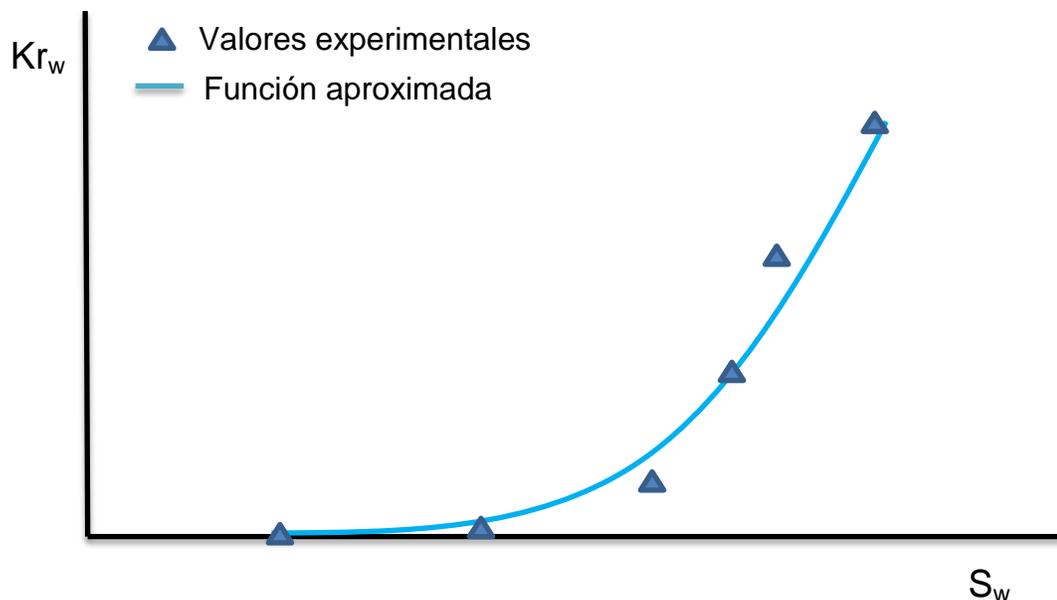
Similarmente, obsérvese que el efecto de la presión capilar es menor a medida que aumenta la tasa de flujo a la cual se realizan los experimentos, ya que las fuerzas viscosas producidas son mucho mayores que las fuerzas capilares; es importante señalar que, trabajos recientes como el realizado por Akhalaghinia *et al.* (2014) desprecian las fuerzas capilares.

1.3.3 Funciones para la representación de la permeabilidad relativa. Para usar el enfoque de ajuste histórico, las permeabilidades relativas deben definirse como funciones de las saturaciones de las fases, de manera, que el ajuste entre lo simulado y lo observado se busca cambiando los parámetros de dichas funciones. Diversos autores han propuesto diferentes funciones para estos casos, por ejemplo, Grattoni y Bidner (1990), proponen para el caso bifásico usar funciones exponenciales como las mostradas en la ecuación (1), mientras que otros autores proponen que se usen funciones numéricas

como B-splines tanto para los casos de dos y tres fases (Urkedal, et al., 1995) (Nordtvedt, et al., 1997).

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante notar que puede existir un error asociado a la incapacidad del tipo de función para ajustarse a las permeabilidades relativas reales, el cual fue descrito por Kreig y Watson (1986) y que fue denominado error de *Bias error* (erro de tendencia). La Figura 3 esquematiza la situación. Los autores también señalan que este error se puede evitar al aumentar el número de parámetros de las funciones que representan la permeabilidad relativas dándoles así más “flexibilidad”, (por ejemplo B-splines cúbicos), sin embargo, esto produce que la determinación de estos parámetros, que involucra la resolución de un problema de optimización numérica, se haga más ineficiente y computacionalmente más costosa, adicionalmente, incrementar en gran manera el número de parámetros lo que favorece la aparición de mínimos locales.

Figura 3. Esquema del *Bias error*.



1.3.4 Historia de saturaciones y atrapamiento. Como se mencionó antes, la historia de las saturaciones tiene un efecto directo sobre las permeabilidades relativas, esto se debe tener en cuenta ya que dependiendo del protocolo experimental propuesto, se puede presentar que una de las fases cambie la dirección de como varían sus saturaciones a lo largo del experimento, de manera que se presente histéresis, por ejemplo, se realiza una inyección de gas sobre un núcleo a saturación máxima de aceite (incremento de la saturación de gas) seguido de una inyección de agua (disminución de la saturación de gas), en este caso, si se afirma que las dos etapas están gobernadas por la misma curva, se estarían despreciando la histéresis y la saturación de gas atrapado, dos fenómenos que teóricamente tienen un impacto significativo sobre el flujo de fluidos.

Es importante señalar que, Oak (1990) concluye de su trabajo, realizado sobre areniscas de Berea mojadas por agua, que la histéresis afecta principalmente las fases gas y aceite, mientras que la fase agua parece no verse afectada por este fenómeno.

Por otro lado, si se desea aplicar el enfoque de ajuste histórico, en un caso donde la histéresis se presente, se hace necesario que el simulador del experimento también pueda modelar correctamente este fenómeno y aunque existen diversos modelos propuestos para este fin, por ejemplo, el modelo de Killough (1976) o el modelo de Carlson (1981), estos agregan inestabilidad a la simulación, además de una incertidumbre adicional, debido a que se debe determinar qué modelo y con qué parámetros, permite reproducir dicho fenómeno de histéresis.

1.3.5 Saturaciones iniciales al iniciar el flujo de tres fases. Para la realización de experimentos de estado no-estacionario en tres fases, es necesario que se alcance una saturación bifásica antes de iniciar con la inyección de la tercera fase; el valor de éstas

saturaciones y el modo cómo se llegue a ellas puede tener un efecto directo sobre la calidad de las superficies de permeabilidad relativa de tres fases que se estiman, debido a que esto afectara la historia de saturación de los fluidos, la distribución inicial de los mismos y los valores de saturación que se recorren en el desarrollo del experimento.

Los efectos de la historia de saturación fueron descritos en la sección 1.3.4. Por otro lado, la distribución inicial de los fluidos es un factor que se debe tener en cuenta cuando se pretende simular el experimento para aplicar el enfoque de ajuste histórico, ya que ésta no será uniforme a lo largo del tapón si la saturación bifásica, previa al desplazamiento de la tercera fase se alcanza por medio de un desplazamiento no-estacionario; Akhlaghinia et al. (2014) proponen un tiempo de espera de doce horas para esperar que el diferencial de presión se equilibre, pero esto no asegura que los fluidos se distribuyan uniformemente dentro de la roca en este tiempo. Una manera de capturar la distribución inicial de los fluidos, es simular la inyección bifásica, previamente a la simulación trifásica, de forma que se tenga en el simulador una distribución inicial de fluidos similar a la que había en el experimento al iniciar la inyección de la tercera fase. Por otro lado, una distribución uniforme de las saturaciones se puede alcanzar iniciando con la inyección simultánea de dos fases, es decir, con un punto de estado estacionario (Nordtvedt, et al., 1997).

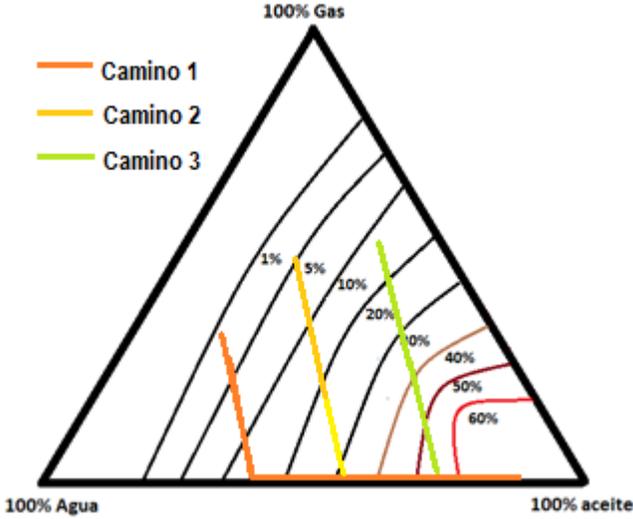
Finalmente, la distribución inicial de las fases también determina las regiones de saturación por las cuales atraviesa el experimento, esto afecta directamente la calidad de las superficies estimadas, debido a que como se hace evidente, no se puede determinar precisamente la permeabilidad relativa en las regiones de saturación donde no se tiene información experimental, es decir, en los valores de saturación que experimentalmente no se tuvieron. Por ejemplo, Pérez (2008) afirma que las curvas estimadas por medio de

su metodología, son dependientes de las saturaciones de agua y aceite al iniciar la inyección dinámica de gas, por lo tanto, estas saturaciones deben ser representativas del yacimiento.

Similarmente, Ukerdal et al. (1995) muestran como existe más confiabilidad en las permeabilidades relativas estimadas, en la región de saturación por la cual la roca pasa durante el experimento. Por otro lado, es importante señalar que, si una de las fases presenta una baja saturación, el flujo trifásico puede presentarse durante muy poco tiempo, de manera que las permeabilidades relativas de tres fases tengan un efecto poco significativo en el flujo de fluidos, lo que conduce a que su determinación sea inexacta y poco confiable.

En síntesis, se debe buscar que el experimento pase por las regiones de saturación más convenientes en cada caso, de manera que se obtenga suficiente información para estimar las superficies y que las permeabilidades relativas de tres fases tengan un efecto notorio sobre el flujo, y que se tenga suficiente confiabilidad en las regiones de saturación cercanas a las del yacimiento. Por ejemplo, la Figura 4, muestra tres caminos aproximados de saturación que pueden ocurrir dependiendo de las saturaciones de agua y aceite iniciales que se tengan al iniciar una inyección dinámica de gas, las isopermas mostradas corresponden a la permeabilidad relativa del aceite; obsérvese que, el camino de saturación 1 no atraviesa todas las isopermas de manera que no se tiene información para estimar la forma de estas curvas por encima de valores de 0.2. Similarmente, con la información que se obtiene del camino de saturación 3, no se tiene certeza de la forma de las isopermas en las regiones que son atravesadas por los caminos 2 y 3.

Figura 4. Caminos de saturación aproximados durante experimento



2 DESARROLLO DEL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS POR AJUSTE HISTÓRICO AUTOMÁTICO

En esta sección se presenta el desarrollo del algoritmo necesario para realizar la interpretación de la información experimental, con el fin de determinar permeabilidades relativas. El procedimiento de análisis propuesto en este trabajo, utiliza el enfoque de ajuste histórico y es descrito en esta sección, donde se presentan los algoritmos desarrollados para la simulación del experimento y el ajuste automático con los datos experimentales por medio de la solución de un problema de optimización numérica; de igual manera, se presentan las suposiciones hechas y el fundamento matemático relacionado.

2.1 Funciones para representar permeabilidades relativas de dos fases

Como se mencionó anteriormente, las funciones que se seleccionen para representar las permeabilidades relativas tienen un impacto directo sobre la estimación de las mismas. Para este caso, en el sistema de dos fases se propone usar el modelo propuesto por Corey (Corey, 1954) (Brooks & Corey, 1964) el cual representa la permeabilidad relativa como una potencia de la saturación normalizada, tal como se muestra en las ecuaciones de la (5) a la (7).

$$K_{row}(S_w) = K_{row_{max}} (1 - S_{wn})^{N_{ow}} \quad (5)$$

$$K_{rw}(S_w) = K_{rw_{max}} (S_{wn})^{N_w} \quad (6)$$

$$S_{wn}(S_w) = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \quad (7)$$

Para el sistema gas-líquido, se usan expresiones similares, como las mostrada en la (8) a la (10); las permeabilidades relativas se toman como función de la saturación de gas y por líquido se hace referencia al aceite acompañado de agua connata, por lo que teóricamente $Krog_{max}$ es igual a $Krow_{max}$.

$$Krog(Sg) = Krog_{max} (1 - Sgn)^{Nog} \quad (8)$$

$$Krg(Sg) = Krg_{max}(Sgn)^{Ng} \quad (9)$$

$$Sgn(Sg) = \frac{Sg}{1 - Sorg - Swc} \quad (10)$$

En estas ecuaciones, los exponentes Nw y Now para el caso agua-aceite, y Ng y Nog para el caso gas-líquido, se convierten en los parámetros a ajustar en la determinación de las curvas, pues los demás parámetros pueden ser estimados directamente del experimento. Esto genera que el número de parámetros a estimar en cada caso sea bajo, lo que es computacionalmente conveniente. El enfoque propuesto es similar al usado por Sigmund & McCaffery (1979).

2.2 Funciones para representar permeabilidades relativas de tres fases

Al igual que para el caso de dos fases, para el sistema de tres fases se debe definir una función con parámetros ajustables para describir la permeabilidad relativa. Para este caso, se propone una modificación del modelo de Stone II, en la cual se agregan dos exponentes que actúan como parámetros de ajuste de estas superficies. El modelo propuesto se muestra en la ecuación (11).

$$K_{ro} = K_{romax} \left[\left(\frac{K_{row}}{K_{romax}} + Krw^{t_1} \right) + \left(\frac{K_{rog}}{K_{romax}} + Krg^{t_2} \right) - Krw^{t_1} - krg^{t_2} \right] \quad (11)$$

Donde,

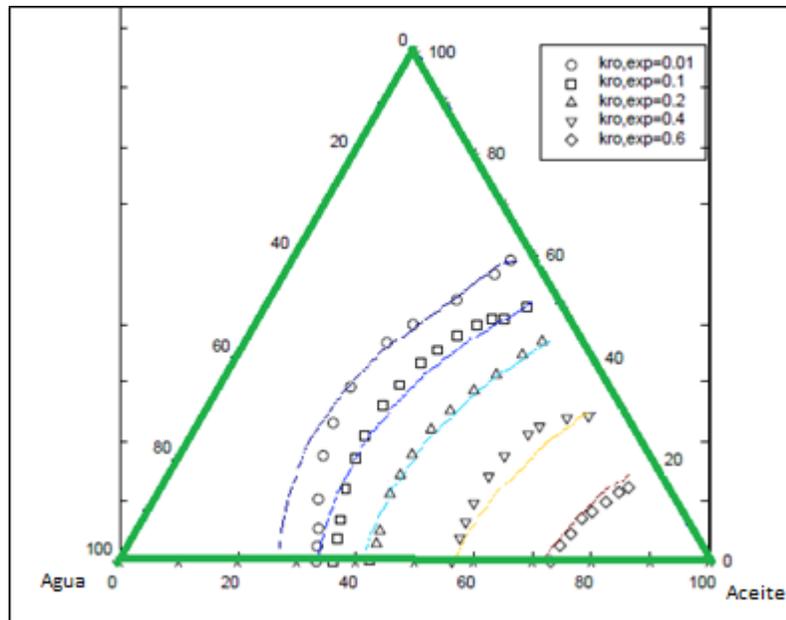
- *Kromax* es la permeabilidad relativa máxima del aceite (medida a saturación de agua irreducible)
- *Krow* es la permeabilidad relativa del aceite en el sistema agua-aceite
- *Krog* es la permeabilidad relativa del aceite en el sistema gas-aceite
- *Krw* es la permeabilidad relativa del agua
- *Krg* es la permeabilidad relativa del gas
- t_1 y t_2 son los parámetros de ajuste agregados

La ecuación (11) se utiliza únicamente para estimar la permeabilidad relativa del aceite en tres fases. No se plantea una ecuación para el gas y el agua en tres fases pues en el método propuesto se asume que la permeabilidad relativa de estos dos, depende únicamente de su propia saturación, de acuerdo a lo descrito por (Oak, 1990), de manera que el valor que se usa en el caso trifásico es el mismo que se puede leer de las curvas de dos fases ya establecidas. Este enfoque es útil y práctico si se tiene en cuenta que la mayoría de simuladores comerciales trabajan con la misma suposición. Similarmente, representar la relativa del aceite por medio de una modificación del método de Stone II es conveniente ya que es un modelo que ha sido usado de manera eficaz en la simulación de yacimientos.

Para comprobar que el modelo propuesto se puede ajustar a la forma de las curvas isopermas que ya se han determinado experimentalmente, se utiliza el trabajo desarrollado por Pejic y Maini (2003), donde se presentan, en diagramas ternarios de

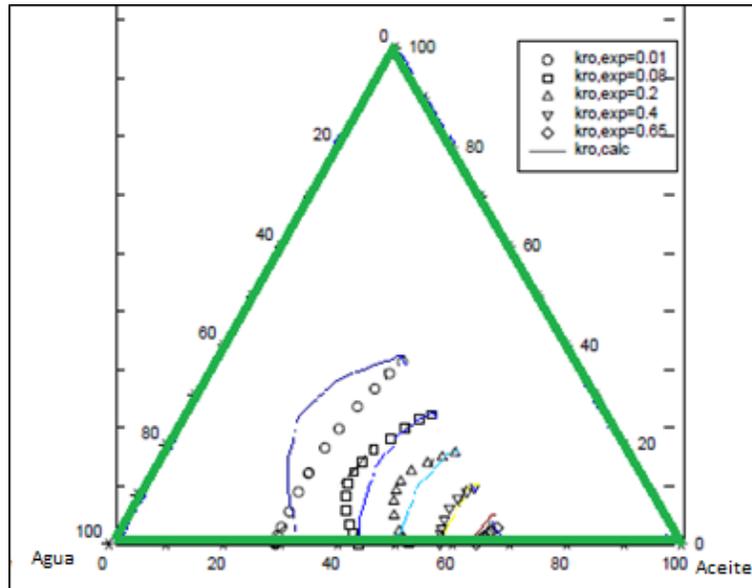
isopermas, las permeabilidades relativas de tres fases determinadas experimentalmente por tres autores diferentes (Oak, 1990) (Maini, et al., 1990) (Donaldson, 1966). Similarmente, se implementa un código en Matlab que permite obtener graficar en un diagrama ternario las isopermas producidas por el modelo propuesto, de manera que se pueda realizar la comparación. Los resultados obtenidos se muestran desde la Figura 7 hasta la Figura 6.

Figura 5. Comparación de Isopermas para el caso de Maini



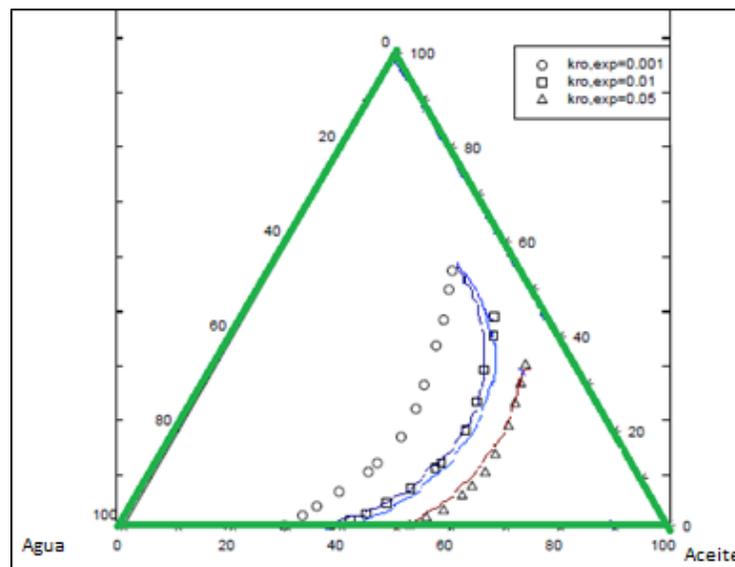
Fuente: Pejic & Maini (2003). Three-Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs (modificado)

Figura 6. Comparación de Isopermas para el caso de Donaldson



Fuente: Pejic & Maini (2003). Three-Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs (modificado)

Figura 7. Comparación de Isopermas para el caso de Oak



Fuente: Pejic & Maini (2003). Three-Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs (modificado)

En las anteriores figuras se muestra que, ajustando los parámetros propuestos (t_1 y t_2), se pueden reproducir los comportamientos de diferentes isopermas reales, aun cuando la curvatura de las mismas sea opuesta, por ejemplo, obsérvese que una es cóncava hacia el extremo de la saturación de aceite, mientras que otra es convexa o presenta una forma menos definida. De acuerdo con lo anterior, se puede inferir que los exponentes agregados pueden actuar eficazmente como modificadores, los cuales brindan flexibilidad a las curvas y permiten una adecuada descripción de la permeabilidad relativa del aceite en el sistema trifásico.

Es importante señalar que, se evidencia que cuando estos exponentes son superiores a uno (1), contribuyen a hacer las líneas Isopermas cóncavas hacia el vértice del aceite (mayor permeabilidad relativa del aceite), mientras que, valores inferiores a uno (1), contribuyen a hacerlas convexas (menores permeabilidades). Se pueden entender estos exponentes como una cuantificación de cuanto dificulta la movilidad del aceite, la presencia de otros fluidos.

Similarmente, una modificación a la curva de permeabilidad relativa del agua es propuesta para el caso en el cual el gas se encuentra en el medio poroso, es decir, cuando las tres fases fluyen; aunque diversos autores afirman que la permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) es únicamente función de su propia saturación (Oak, 1990), el enfoque propuesto asume que la presencia de gas puede afectar la saturación irreducible de agua, y por lo tanto el rango móvil de fluidos, para modelar esto, se toma como nuevo parámetro de entrada la saturación de agua irreducible al gas (Sw_{cg}), la cual puede ser estimada o inferida de los datos del desplazamiento o de otros desplazamientos, con esta nueva

información, se escala la curva de permeabilidad relativa del agua conocida del sistema agua-aceite, para obtener su equivalente en el sistema tres fases, por medio de la ecuación (12), la cual define la saturación de agua equivalente a la cual se debe interpolar en la curva para realizar el mencionado escalamiento. Finalmente, la permeabilidad relativa del agua en tres fases se obtiene como una interpolación entre las curvas del sistema agua-aceite y del sistema gas-aceite, dependiendo de la cantidad de gas presenten en el sistema. Se puede inferir que este enfoque propuesto es correcto si la curvatura de K_{rw} se mantiene para el sistema de tres fases.

Esta representación de la permeabilidad relativa del agua en tres fases, permite modelar la recuperación extra de agua o el entrampamiento que se ha observado en algunos experimentos cuando se agrega gas al sistema agua-aceite.

$$S_w^* = (1 - S_{wc} - S_{or}) * \frac{S_w - S_{wcg}}{1 - S_{wcg} - S_{or}} + S_{wc} \quad (12)$$

2.3 Algoritmo de simulación de los experimentos

Para aplicar el enfoque de ajuste histórico, es necesaria la simulación de los experimentos realizados, con este fin, se desarrolla un motor numérico en Matlab especializado en *coreflooding*, el cual modela flujo multifásico (tres fases) unidimensional, de fluidos totalmente inmiscibles, en una roca homogénea cilíndrica que se mantiene totalmente horizontal. El modelo de simulación se construye en base a la ecuación de continuidad y la ley de Darcy, se usa como base lo expresado por Aziz y Settari (1979) y por Ertekin et al. (2001), se utiliza el método de solución simultánea (SS) y el método de Newton-

Rhapson. Información adicional del desarrollo este modelo y de las suposiciones realizadas puede encontrarse en el Anexo 1.

Es importante señalar que, a diferencia de la mayoría de simuladores comerciales, que estiman la permeabilidad relativa del aceite en tres fases, a partir de los modelos de predicción, la herramienta desarrollada la estima de acuerdo a la función propuesta y los parámetros establecidos en la sección anterior (Sección 2.2). Las permeabilidades relativas del agua y del gas se obtienen directamente de las tablas de dos fases de acuerdo a lo expresado por diversos autores (Oak, 1990) (Tarek, 2001) (Ertekin, et al., 2001).

Para comprobar el correcto funcionamiento del simulador programado, se comparan los resultados obtenidos por éste, con los obtenidos por el simulador comercial IMEX-CMG y el simulador SENDRA (especializado en la simulación de experimentos) para un par de casos genéricos. El primero consiste en una inyección de agua a tasa constante, en una roca tipo tapón que se encuentra inicialmente a saturación de agua irreducible, para este caso se comparan los resultados obtenidos entre SENDRA y el simulador desarrollado.

Las propiedades de la roca y el fluido y las condiciones del experimento se muestran en la Tabla 1, mientras que la Tabla 2 muestra la demás información complementaria.

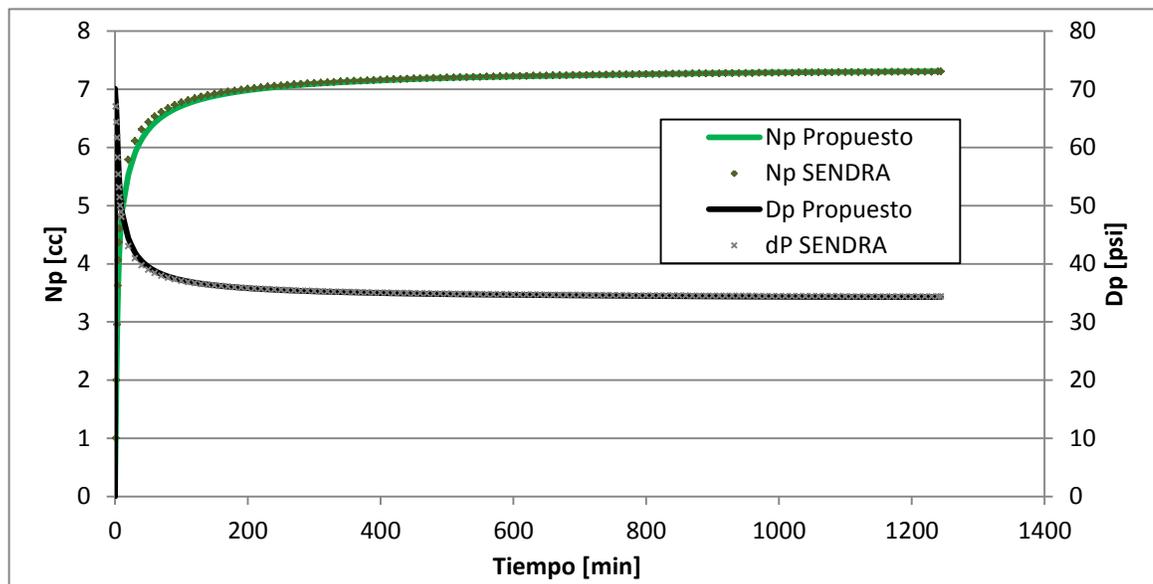
Tabla 1. Propiedades y condiciones de la simulación de validación de dos fases

Propiedad	Valor
Longitud (cm)	7.62
Diámetro (cm)	3.76
Permeabilidad al líquido	303.54
Porosidad (%)	23.75
Viscosidad del agua (cp)	1
Viscosidad del aceite (cp)	15

Tabla 2. Información complementaria de la simulación para validación de dos fases

Imbibición (Inyección de agua)	
Caudal (cc/min)	1
Permeabilidad efectiva del aceite a Sor ($K_{wat@Sor}$) (mD)	4.973
Permeabilidad efectiva del aceite a Swirr ($K_{oil@Swirr}$) (mD)	35.97
Saturación de aceite residual (Sor) (%)	34.20
Saturación de agua irreducible (Swirr) (%)	28.87
Nw (Exponente de curvatura del agua)	1.0256
No (Exponente de curvatura del aceite)	2.4590

Figura 8. Comparación de resultados del simulador desarrollado con SENDRA para el caso bifásico



En la Figura 8 se evidencia que, existe un buen ajuste entre los resultados obtenidos con ambas herramientas, de manera que se puede afirmar que el simulador propuesto trabaja de manera correcta para el caso de dos fases.

Por otro lado, el segundo caso de comparación consiste en una inyección de 0.3 volúmenes porosos de agua, seguida de una inyección de gas a tasa constante, de manera que se presentará flujo de tres fases. La comparación se realiza para en esta

ocasión con el software IMEX-GMG (debido a que SENDRA no maneja casos de tres fases). Es importante señalar que, en los modelos de simulación de ambas herramientas, se estima la permeabilidad relativa de tres fases por medio del modelo de Stone II, de manera que los resultados obtenidos sean comparativos entre sí.

El caso de simulación consiste en una inyección de agua breve, en una roca inicialmente saturada de aceite y agua irreducible, seguida de una inyección de gas, de esta manera se asegura que haya tres fluidos móviles durante el desplazamiento. Las propiedades y condiciones se muestran en la Tabla 3 y la Tabla 4. La comparación del aceite y agua producidos, y del diferencial de presión obtenido por ambas herramientas se muestra en la Figura 9. Se observa que se obtiene un ajuste bueno para todas las variables, de manera que se puede afirmar que la función de simulación de flujo de tres fases funciona correctamente en la herramienta propuesta.

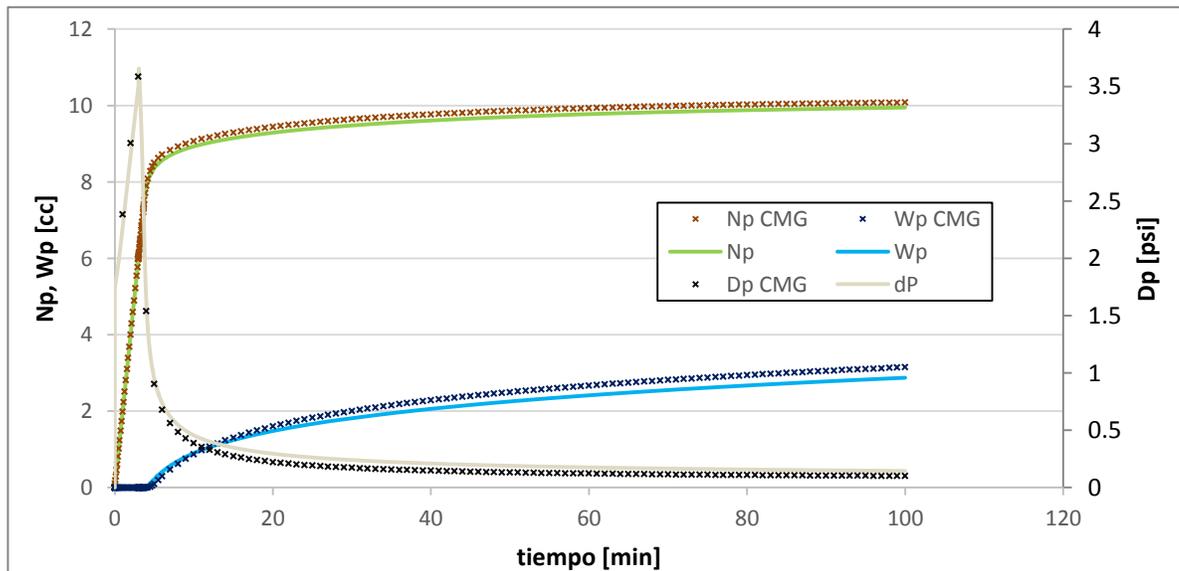
Tabla 3. Propiedades y condiciones de la simulación de validación de tres fases

Propiedad	Valor
Longitud (cm)	7.583
Diámetro (cm)	3.7795
Permeabilidad al líquido (mD)	480
Porosidad (%)	23.35
Viscosidad del agua (cp)	0.735
Viscosidad del aceite (cp)	2.5
Viscosidad del gas (cp)	0.01

Tabla 4. Información complementaria de la simulación para validación de tres fases

Imbibición (Inyección de agua)	
Caudal de agua y de gas (cc/min)	2.0
Krw@Sorw	0.15
Kro@Swirr	1.0
Krg@Sorg	0.1
Krog@Swirr	1.0
Sorw %	0.3
Swirr %	0.2
Sorg %	0.3
Sgi %	0
Nw (Exp. del agua, en sistema agua-aceite)	2
Now (Exp. de curvatura del aceite)	2
Ng (Exp. de curvatura del gas)	2
Nog (Exp. del aceite, en sistema gas-aceite)	2

Figura 9. Comparación de resultados del simulador desarrollado con IMEX-CMG para el caso trifásico



2.4 Algoritmo de ajuste automático

Para la estimación de los parámetros que permiten el ajuste entre lo experimental y lo simulado, y la consecuente estimación de las permeabilidades relativas, se propone un

algoritmo de ajuste histórico automático, el cual consiste en dar a solución a un problema de optimización numérica que busca minimizar la diferencia entre lo simulado y lo experimental, la cual se cuantifica por medio de la definición de una función objetivo, tal como se muestra en las expresiones (13) y (14).

$$\min Obj(\vec{\beta}) \quad (13)$$

$$Obj(\vec{\beta}) = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n abs \left| \frac{\bar{Y}_{i,j} - \vec{S}_{i,j}(\vec{\beta})}{Y_{n,j}} \right| \quad (14)$$

Donde,

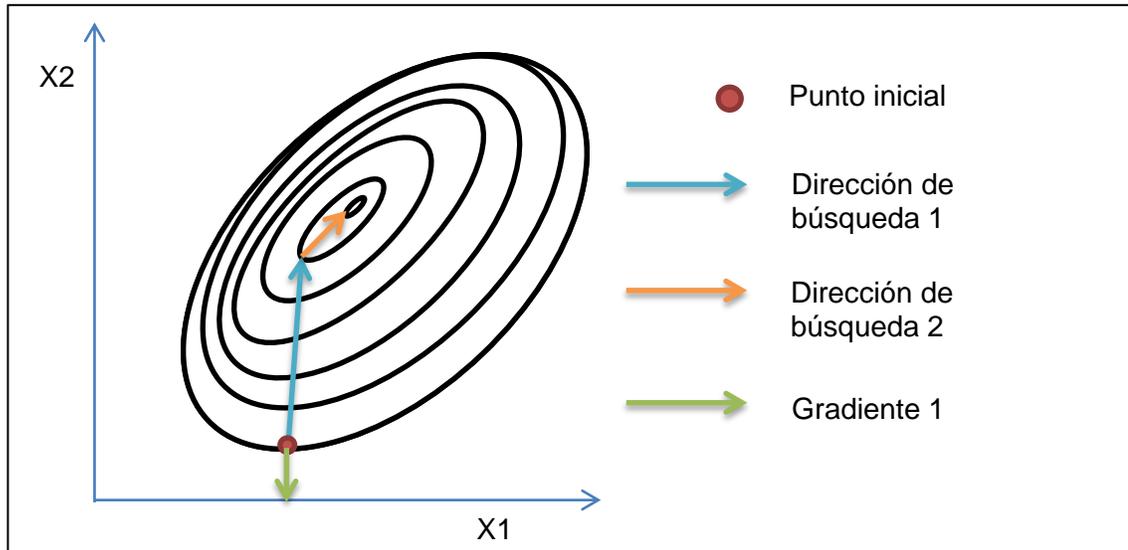
- Obj es la función a minimizar y que cuantifica numéricamente la diferencia entre lo experimental y lo simulado,
- $\vec{\beta}$ es el vector que contiene los parámetros de las funciones de permeabilidad relativa,
- \bar{Y} es el vector que contiene los datos medidos en el laboratorio experimentalmente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

En la ecuación (14) que la diferencia entre lo experimental y lo observado, se divide siempre sobre el valor del último dato observado en cada conjunto, esto con el fin de que las diferencias cuantificadas sean relativas en lugar de absolutas; también se debe cumplir que, cada elemento i de \bar{Y} y \bar{S} que se comparan, correspondan al mismo instante de tiempo.

Por otro lado, es importante señalar que el número de conjuntos de datos que a usar depende de si la estimación se realiza en dos o en tres fases; para el caso de dos fases, se propone usar dos conjuntos, que corresponden a la producción acumulada de aceite, y el diferencial de presión (en función del tiempo), mientras que para el caso de tres fases se propone usar tres conjuntos: producción acumulada de agua, producción acumulada de aceite y diferencial de presión. No se propone usar la producción acumulada de gas debido a que su medición está más sujeta a error que la de las demás fases, debido a que es más compresible.

Para la minimización de la función objetivo seleccionada, se usa optimización numérica basada en el método de descenso optimal (Chapra & Canale, 2002), el cual consiste en suponer un valor inicial para los variables de diseño (los parámetros a optimizar) y encontrar la dirección en la cual la función presenta su mayor pendiente, y luego realizar una optimización unidimensional en esa dirección para estimar el desplazamiento que genera el mayor descenso, el proceso se repite hasta alcanzar un mínimo en la función. La Figura 10 muestra un esquema de cómo funciona este método para un caso de dos variables, es decir, cuando se desea estimar dos parámetros como en el caso bifásico.

Figura 10. Esquema del método de máximo descenso



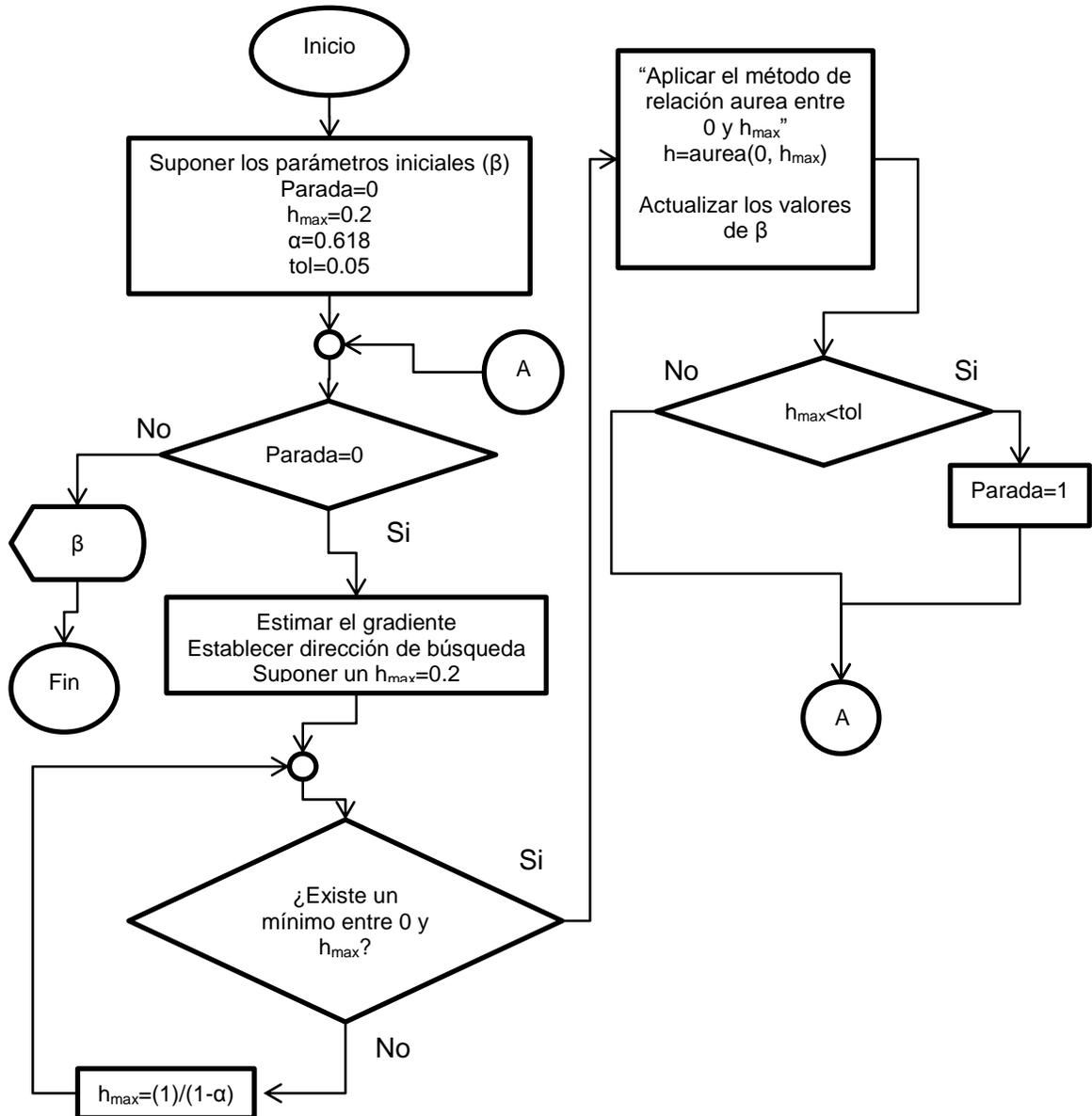
La dirección en la cual se debe mover la búsqueda para obtener el máximo descenso es contra-gradiente, por esto es necesario estimar el gradiente, lo que se hace numéricamente por medio de diferencias finitas centrales.

Una vez identificada esta dirección, se procede a determinar cuánto se debe avanzar para que se obtenga el máximo descenso, es decir, la magnitud del desplazamiento, la cual se nota como h , de esta manera el problema se convierte en una optimización unidimensional, donde la única variable de diseño a optimizar es h , para lo cual se recurre al método de sección aurea.

Es importante señalar los métodos de optimización de gradiente han sido usados eficazmente por diversos autores para estimar permeabilidades relativas (Mejia, et al., 1996) (Nordtvedt, et al., 1997) (Chavent, et al., 1998).

Un esquema general del algoritmo propuesto para la estimación de las permeabilidades relativas se muestra en la Figura 11. Información más detallada sobre el algoritmo de optimización puede encontrarse en el Anexo 2.

Figura 11. Algoritmo General para la determinación de las permeabilidades relativas



En este algoritmo, h_{\max} es el máximo desplazamiento entre el cual se realiza la optimización unidimensional (el método requiere acotar un intervalo) y el valor de α es una constante del método de sección aurea. El juego de parámetros iniciales que se proponen para cada caso se muestra más adelante $\vec{\beta}$.

El algoritmo de optimización propuesto se implementa en Matlab, las instrucciones de manipulación de los *scripts* para simulación, optimización y el cálculo de permeabilidades relativas en general, se muestra en Anexo 3.

2.4.1 Validación primaria de los algoritmos propuestos. Antes de aplicar los algoritmos de optimización propuestos sobre datos experimentales, es necesario probar su eficacia con casos controlados, es decir, realizar pruebas sintéticas donde se conoce previamente los resultados que se espera obtener, y de ser posible, comparar su desempeño con otras herramientas que trabajen de forma similar.

En esta sección, se plantean experimentos sintéticos o virtuales, para los cuales las permeabilidades relativas son conocidas, de manera que, al aplicar los algoritmos, se puede corroborar si éstos condujeron a los resultados correctos. Estos experimentos sintéticos, se realizan por medio de simulación, de la cual se extrae la misma información que se podría extraer de un experimento real. Es importante señalar que este análisis no basta para validar la metodología, ya que en estos experimentos sintéticos no existe ruido experimental y las curvas de permeabilidad relativa son perfectamente descritas por las funciones utilizadas.

Se procede primero a probar los algoritmos desarrollados para el caso de dos fases, para esto, se recurre a un experimento virtual el cual consiste en realizar la simulación de un

experimento de inyección de agua a tasa de 1 cc/min sobre una roca de 400 md de Permeabilidad y 0.2 de porosidad, saturada inicialmente de aceite y agua irreducible, y a la cual se le conocen las curvas de permeabilidad relativa, que se generan con la expresión de Corey. Este experimento virtual se realiza utilizando el software SENDRA, La Tabla 5 muestra los parámetros (los exponentes de la ecuación de Corey) ingresados en el simulador para la generación del experimento virtual, los valores iniciales supuestos para iniciar la búsqueda del mínimo, y el desempeño del algoritmo propuesto y de SENDRA determinando estos parámetros. Nótese que tanto SENDRA como el algoritmo propuesto, logran estimar los exponentes de las curvas que se usaron en el experimento virtual, de manera que se puede afirmar que el algoritmo desarrollado trabaja de manera adecuada en la tarea de encontrar el mínimo y su desempeño es comparable con el de software comercial disponible.

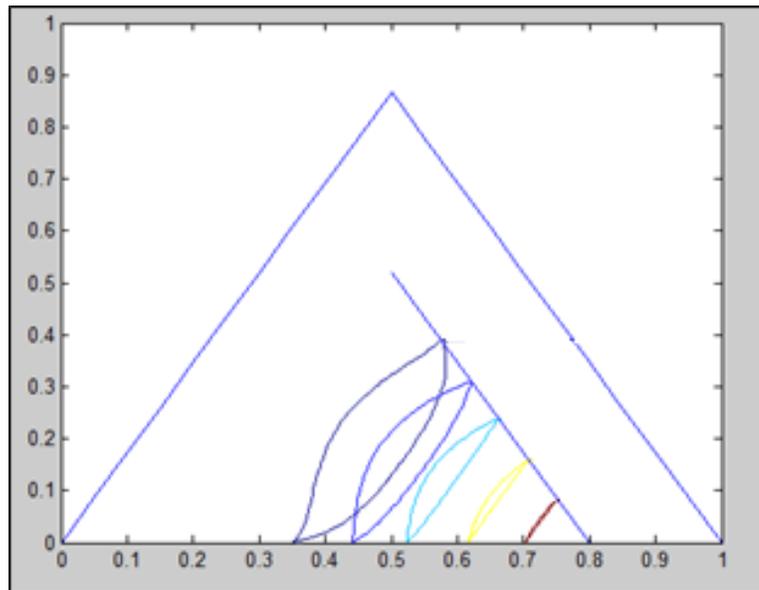
Tabla 5. Desempeño del algoritmo de optimización para determinar permeabilidades relativas dos fases

	Nw	No
Exp. Virtual	5.00	3.00
Inicial	2.00	2.00
SENDRA	4.96	2.95
Algoritmo propuesto	4.96	3.01

Por otro lado, para probar el desempeño del algoritmo de optimización en tres fases, se procede a plantear otro experimento virtual que consiste en una inyección de agua, de 0.3 volúmenes porosos, seguida de una inyección de gas. Las propiedades de la roca y el fluido, y la configuración del experimento, son las mismas que se usaron en la validación de la herramienta de simulación, y se muestran en la Tabla 3 y en la Tabla 4, con el adicional que los exponentes t_1 y t_2 de la ecuación (11), se modifican con el fin de

establecer las Isopermas a determinar. El valor de estos exponentes se puede ver en la Tabla 6; también se muestran los valores iniciales supuestos y los resultados del algoritmo. Por otro lado, las Isopermas que se obtienen con estos exponentes se muestran en la Figura 12, donde se comparan con las Isopermas que se obtienen al aplicar el modelo clásico de Stone II, es decir, con exponentes iguales a uno (1) (las líneas más alejadas del vértice corresponden al modelo de Stone II clásico).

Figura 12. Isopermas reales del experimento virtual comparadas con las Isopermas normales del modelo de Stone II



En la Tabla 6, que el algoritmo estima de manera acertada el valor de los exponentes, debido a que, aunque los valores obtenidos no son exactamente los mismos, las curvas Isopermas obtenidas son idénticas, como se puede observar en la Figura 13.

Tabla 6. Desempeño del algoritmo de optimización para determinar permeabilidades relativas tres fases – prueba 1

Prueba 1	t₁	t₂
Exp. Virtual	0.5	0.5
Inicial	1	1
Estimados	0.45	0.61

La estimación se repite una vez más, cambiando el valor de la suposición inicial, los resultados se muestran en la Tabla 7, donde se observa que, nuevamente los exponentes se determinan de manera adecuada, esta vez, los valores numéricos se acercan aún más. El ajuste obtenido entre la simulación y el experimento sintético se muestra en la Figura 14.

Tabla 7. Desempeño del algoritmo de optimización para determinar permeabilidades relativas tres fases – prueba 2

Prueba 2	t₁	t₂
Exp. Virtual	0.5	0.5
Inicial	0.7	0.7
Estimados	0.5	0.54

Figura 13. Isopermas estimadas para el experimento virtual en ajuste con las reales.

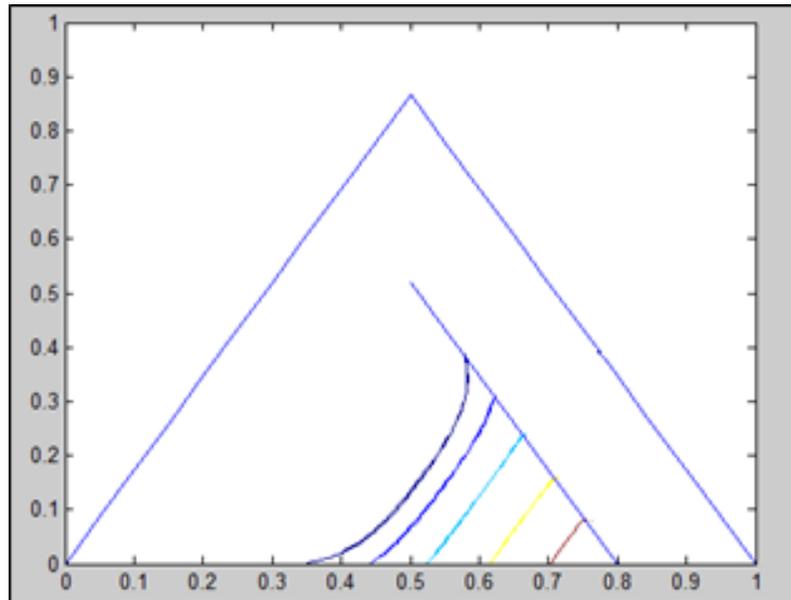
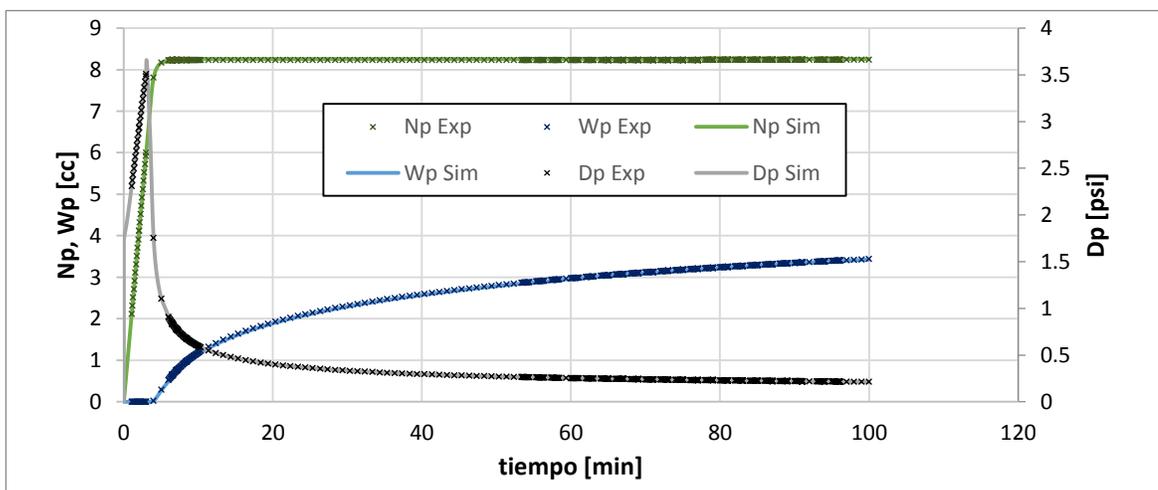


Figura 14. Comparación de resultados del experimento virtual con la simulación.



3 DESARROLLO EXPERIMENTAL

Para la determinación de las permeabilidades relativas de dos y tres fases, se proponen una serie de experimentos teniendo en cuenta los factores analizados en el primer capítulo y que, el enfoque a utilizar es el de ajuste histórico de la simulación numérica previamente mencionado, de manera que los experimentos son diseñados de forma que se puede extraer la mayor información posible de cada desplazamiento, manteniendo bajo el número de éstos. Es importante señalar que cuando se hace referencia al “diseño del experimento”, se refiere a la manera en que éste es realizado, tal como lo expresan Ukerdal et al. (1995), esto abarca desde el protocolo de inyección de fluidos y las condiciones iniciales de saturación, hasta la frecuencia y precisión de las medidas. Kreig y Watson (1986), presentan un análisis de como el error en la determinación de las permeabilidades relativas por medio de ajuste histórico, puede ser estimado para cada montaje experimental definido, partiendo del análisis de la simulación del mismo.

3.1 Definición de los protocolos y montajes experimentales

En esta sección se muestran los protocolos y montajes experimentales propuestos de acuerdo a lo analizado en el primer capítulo y se expone los efectos que se pueden tener sobre la interpretación y la estimación en general de las curvas de permeabilidad relativa.

3.1.1 Montaje y protocolo para dos fases. El montaje experimental propuesto para el caso agua-aceite se muestra a continuación:

- Saturar la roca al vacío con una salmuera sintética representativa del agua del yacimiento.

- Montar la muestra en el equipo y estimar permeabilidad absoluta. Como condiciones de operación se recomienda un contra-presión (BPR) cercana a la presión promedio del yacimiento, una presión de confinamiento 1000 psi por encima de ésta y la temperatura de yacimiento.
- Inyectar la fase aceite para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (Swirr). Se propone usar una tasa de 0.5 cc/min, debido a la alta permeabilidad de la muestra. Cuando se alcance Swirr, cambiar la tasa de flujo para determinar permeabilidad efectiva del aceite a Swirr (Koe@Swirr).
- Realizar el *waterflooding* a una tasa de 2 cc/min, lo que se considera una tasa alta, esto con el fin de obtener ventajas como diferenciales de presión altos (más fáciles de medir), evitar los efectos capilares, gravitacionales y de frontera. Esto también produce que las fuerzas capilares puedan ser despreciadas durante la interpretación del experimento. Durante esta etapa se registra la producción de aceite y el diferencial de presión contra tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca aceite y el diferencial de presión se equilibre. En este punto, cambiar la tasa de inyección para estimar permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite (Kwe@Sor)

El montaje experimental propuesto para el caso gas-líquido se muestra a continuación:

- Saturar la roca al vacío con una salmuera sintética representativa del agua del yacimiento.
- Montar la muestra en el equipo y estimar permeabilidad absoluta. Como condiciones de operación se recomienda un contra-presión (BPR) cercana a la presión promedio del yacimiento, una presión de confinamiento 1000 psi por encima de ésta y una temperatura igual a la del yacimiento.

- Inyectar la fase aceite para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Se propone usar una tasa de 0.5 cc/min. Cuando se alcance S_{wirr} , cambiar la tasa de flujo para determinar permeabilidad efectiva del aceite a S_{wirr} ($K_{oe}@S_{wirr}$).
- Realizar el *gasflooding* a una tasa de 2 cc/min. Durante esta etapa se registra la producción de aceite y el diferencial de presión contra tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca aceite y el diferencial de presión se equilibre. En este punto, cambiar la tasa de inyección para estimar permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite ($K_{ge}@S_{or}$).

3.1.2 Montaje y protocolo para tres fases. El montaje experimental propuesto para el experimento de tres fases se describe a continuación:

- Saturar la roca al vacío con una salmuera sintética representativa del agua del yacimiento.
- Montar la muestra en el equipo y estimar permeabilidad absoluta. Como condiciones de operación se recomienda un contra-presión (BPR) cercana a la presión promedio del yacimiento, una presión de confinamiento 1000 psi por encima de ésta y una temperatura igual a la del yacimiento.
- Inyectar la fase aceite para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Se propone usar una tasa de 0.5 cc/min. Cuando se alcance S_{wirr} , cambiar la tasa de flujo para determinar permeabilidad efectiva del aceite a S_{wirr} ($K_{oe}@S_{wirr}$).
- Realizar waterflooding con una cantidad de agua controlada, para obtener dos fases móviles en el yacimiento, para esto se inyecta la salmuera a una tasa 2 cc/min. Se propone inyectar 0.5 volúmenes porosos móviles (el volumen poroso menos S_{wirr} y menos S_{orw}). En caso de que aún no se conozcan los *end points* de la curva de

permeabilidad relativa del agua, asuma que el volumen poroso móvil es cercano a 0.5 el volumen poroso total.

- Realizar el *gasflooding* a una tasa de 2 cc/min. Durante esta etapa se registra la producción de aceite, de agua y el diferencial de presión contra tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca aceite o agua, y el diferencial de presión se equilibre.

3.2 Análisis de simulación previo al experimento

Antes de la definición final del montaje de los experimentos a realizar, es conveniente realizar simulaciones previas de los mismos con el fin de analizar el impacto de algunas variables. En este caso particular, se evalúa el efecto que tiene la saturación inicial de agua antes de iniciar la inyección de gas, y el efecto que pueden tener las fuerzas gravitacionales en el desarrollo del experimento. Es importante señalar que debido a que estas simulaciones se realizan de manera previa, es necesario suponer algunos datos, principalmente, los relacionados con las curvas de permeabilidad relativa, de manera que las simulaciones presentadas no son una predicción exacta de los experimentos, sino que son una aproximación al comportamiento de los mismos.

A continuación, se presentan a profundidad ambos análisis.

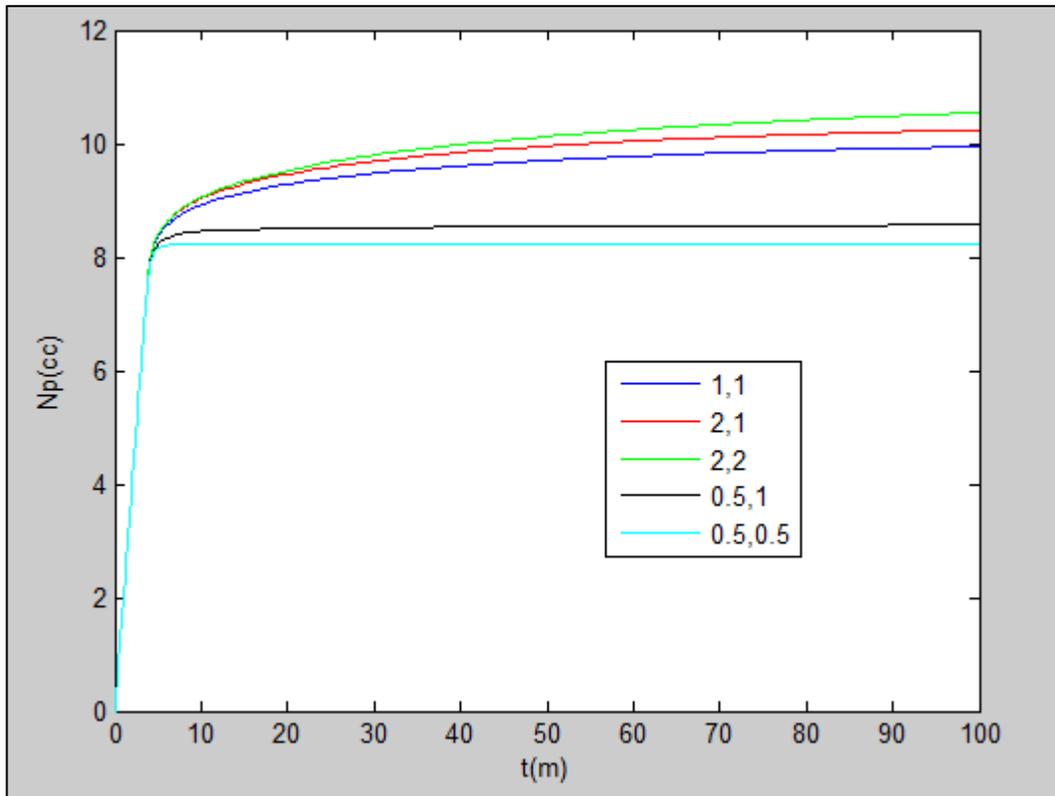
3.2.1 Análisis por simulación del impacto de la saturación inicial. El objetivo de este análisis es determinar si las saturaciones iniciales de dos fases, en este caso, agua y aceite, son adecuadas para el inicio de la inyección dinámica de la tercera fase, es decir, si permiten que la permeabilidad relativa de tres fases, del aceite, tenga efecto sobre los datos de producción, de manera que esta propiedad pueda ser estimada. Nótese que, debido a que la permeabilidad relativa tres fases será determinada a partir de los datos de

producción del experimento, es necesario que esta propiedad tenga un efecto sobre los mismos, o de lo contrario, el ensayo no será de utilidad.

Para este análisis se recurre a generar un modelo de simulación (por medio del código desarrollado) de un experimento con propiedades y condiciones similares a las que se tienen planeadas para los ensayos a realizar, y con un desarrollo de acuerdo con el protocolo establecido en la sección anterior, una inyección de 0.5 volúmenes porosos móviles de agua, en una roca a saturación irreducible de agua, seguida de una inyección de gas. La simulación se repite variando la permeabilidad relativa del aceite en tres fases, es decir, cambiando los exponentes del modelo propuesto, con el fin de evaluar el impacto de esta propiedad sobre los datos de producción, de manera que, si las condiciones de saturación inicial son adecuadas, se debe ver un impacto en las variables medidas del experimento, es decir, en la producción de aceite y agua, y en el diferencial de presión.

Los resultados de la simulación se pueden ver en la Figura 15, donde se muestra la recuperación de aceite para los diferentes exponentes (t_1 , t_2) del modelo de permeabilidad relativa de tres fases. Los resultados muestran que el valor esta propiedad, tiene un efecto directo sobre los resultados medidos, de manera que las saturaciones iniciales propuestas son convenientes para determinar esta propiedad.

Figura 15. Resultados del análisis por simulación del impacto de la saturación inicial

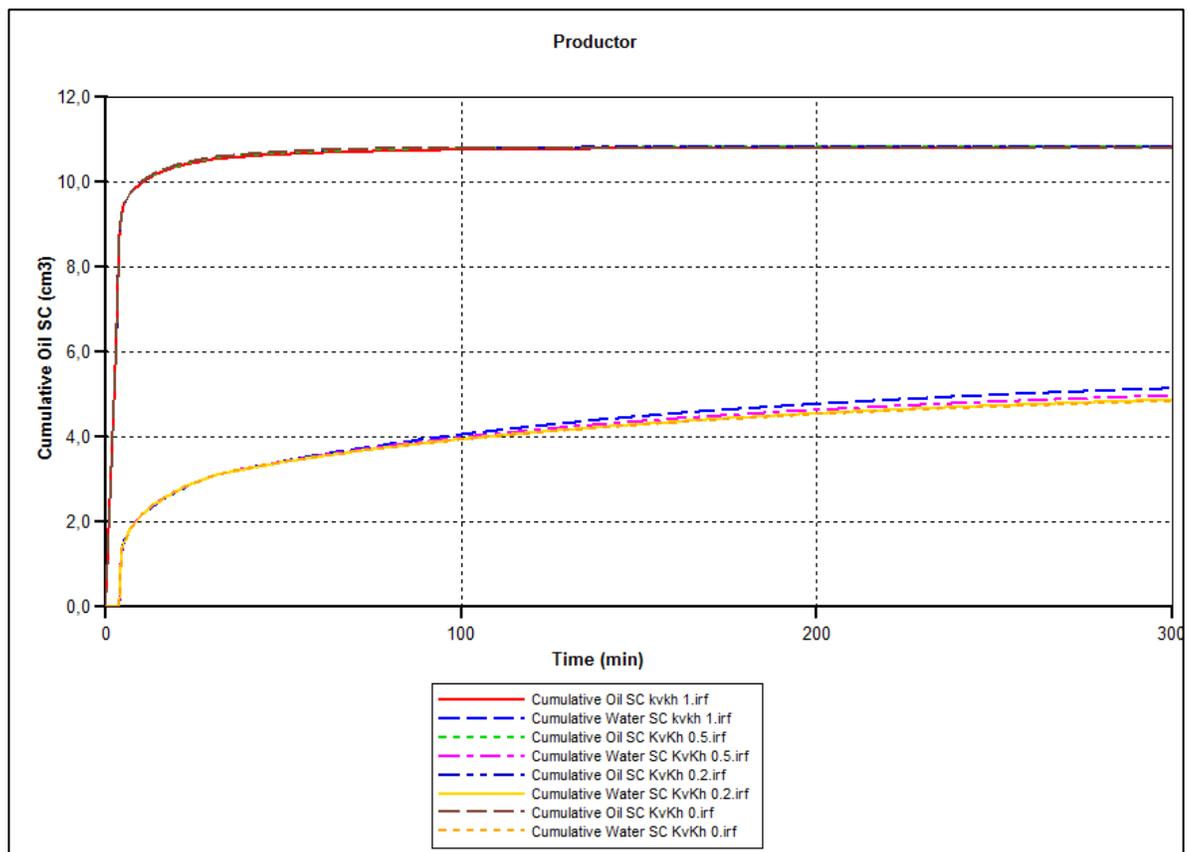


3.2.2 Análisis por simulación de los efectos gravitacionales. El objetivo de este análisis es comprobar que, en los montajes experimentales planteados, los efectos gravitacionales no tienen un impacto importante sobre sus resultados, y por lo tanto, es válido despreciar estas fuerzas en el análisis.

Para evaluar los efectos gravitacionales se procede a plantear nuevamente el modelo de simulación que captura la información básica de los experimentos a realizar, con la diferencia de que en esta ocasión, se dividen las celdas en el eje vertical, de manera que la simulación ya no es unidimensional, pues existen varias capas (layers), lo que permite observar la segregación de los fluidos, en caso de que esta exista, y el impacto que tiene sobre la información experimental a medir (producción de las fases y diferenciales).

La simulación se repite variando la relación permeabilidad vertical – horizontal (K_v/K_h), desde uno (1) hasta cero (0), de manera que este último caso reproduce los resultados ideales, en los cuales la gravedad no tiene efecto, que son equivalentes a tener posicionado el coreholder de manera vertical. Los resultados se pueden observar en la Figura 16.

Figura 16. Resultados del análisis de fuerzas gravitacionales



Se puede evidenciar que, en el caso más crítico, es decir, cuando la relación K_v/K_h toma un valor de uno, la diferencia obtenida es despreciable, esto debido posiblemente a las elevadas tasas a la cual se realizan los experimentos; sin embargo, es importante señalar

que, K_v/K_h usualmente tiene valores comprendidos entre 0.1-0.3, de manera que la diferencia es aún menor.

De lo acuerdo con lo expuesto anteriormente, se puede concluir que, para este caso particular, con las medidas de la roca a utilizar y las tasas establecidas, los efectos gravitacionales pueden ser despreciados cuando se ubica la muestra de manera horizontal, y se puede asumir un desplazamiento unidimensional.

3.3 Descripción de los experimentos realizados

En esta sección se presentan los montajes experimentales y los resultados obtenidos para los diferentes experimentos realizados. Con el fin de aplicar el método de análisis propuesto, se plantea realizar un experimento de dos fases agua-aceite, un experimento dos fases gas-líquido, donde el líquido corresponde a aceite y agua connata, y finalmente un desplazamiento de tres fases, de acuerdo con los protocolos propuestos. Todos los experimentos se realizan en estado no-estacionario y su desarrollo se narra a continuación.

3.3.1 Experimentos de estado no-estacionario en tres fases. Para el experimento de tres fases (Exp 1) se procede a usar una arenisca Berea cuyas propiedades se muestran en la Tabla 8. El desarrollo del experimento se realiza de acuerdo con lo planteado en la sección 3.1.2, primero realizando un waterflooding para alcanzar una saturación bifásica y posteriormente una inyección de gas. Como condiciones se trabaja una presión de poro de 1500 psi y una presión de confinamiento de 2500 psi, con una temperatura aproximada de 59° C.

El experimento inicia con la medición de permeabilidad absoluta a la salmuera a tres tasas diferentes, posteriormente, se desplaza aceite a tasa de 2 cc/min, hasta alcanzar la saturación irreducible de agua, en este punto se realiza medición de la permeabilidad efectiva del aceite a tres diferentes tasas, después se realiza inyección de agua a tasa de 2 cc/min; para este caso, debido a la elevada saturación irreducible de agua que se obtiene (0.511), sólo se inyectan 3 centímetros cúbicos, antes de iniciar la inyección de gas, la cual inicia inmediatamente después de finalizar la inyección de agua. La inyección de gas se mantiene hasta que estabiliza el diferencial de presión y no se obtiene más producción de los fluidos. Los resultados obtenidos en el experimento se presentan en la Tabla 9, la cual muestra los puntos finales de las diferentes etapas y en la Figura 17, que expone la recuperación de agua y aceite, y el diferencial de presión contra el tiempo de la prueba.

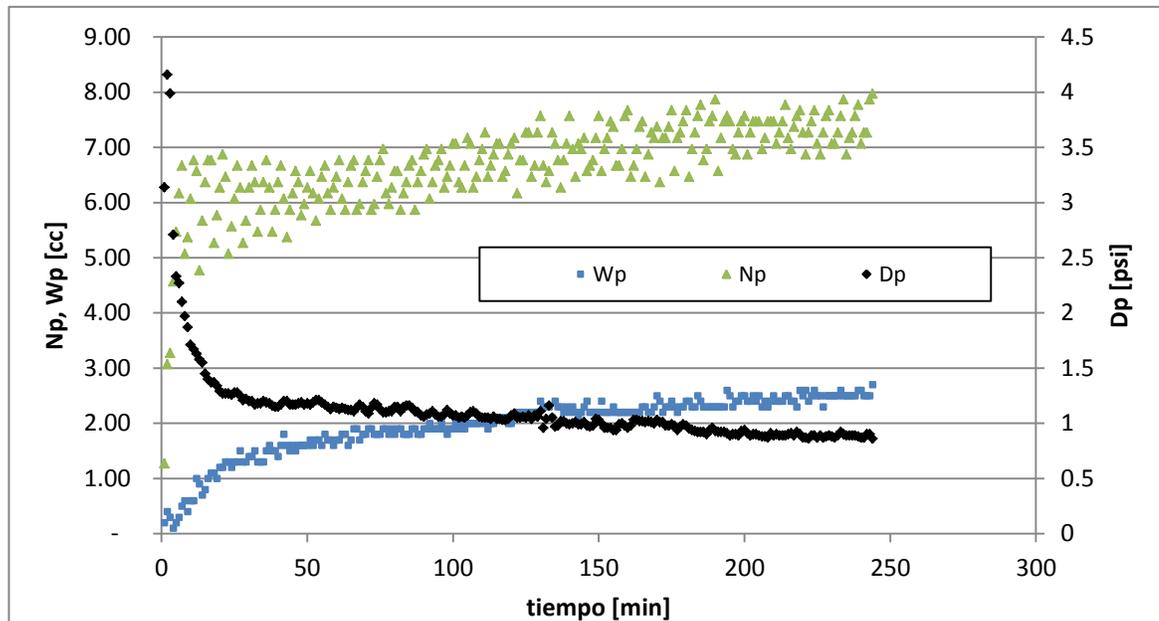
Tabla 8. Propiedades la roca utilizada en los experimentos

Propiedad	Valor
Longitud (cm)	7.583
Diámetro (cm)	3.7795
Permeabilidad al aire (mD)	480
Porosidad por saturación (%)	23.35

Tabla 9. Resumen de desarrollo experimental de tres fases (Exp 1)

Resultados	Valor
Permeabilidad absoluta al líquido, K_{abs} (mD)	365.5
Saturación irreducible de agua, S_{wirr} (frac.)	0.511
Permeabilidad efectiva del aceite a S_{wirr} (mD)	283.16
Volumen de agua inyectado previo al gas (cc)	3.0
Saturación residual de aceite después del gas, S_{or} (frac.)	0.11
S_{wirr} después del gas (frac.)	0.536

Figura 17. Diferencial de presión y recuperación de agua y aceite en el experimento de tres fases (Exp 1)



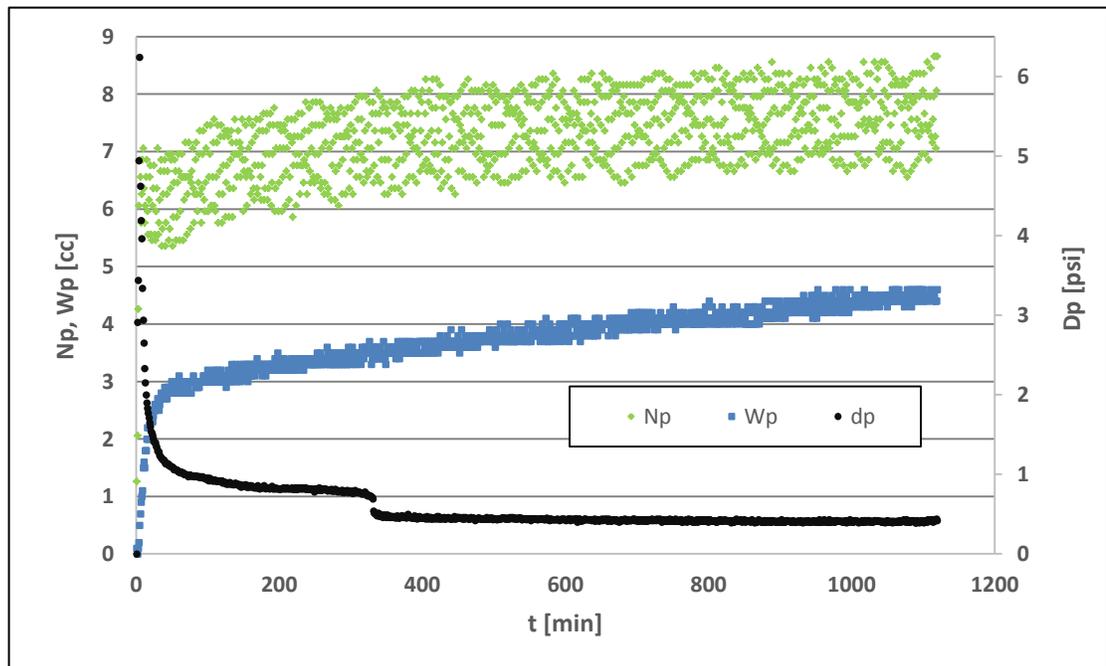
3.3.2 Experimento de estado no-estacionario gas-líquido. Se realizaron dos experimentos de dos fases, el primero gas-líquido (*gasflooding*) y el segundo agua-aceite (*waterflooding*), con el fin de determinar las permeabilidades relativas en los sistemas bifásicos, de acuerdo con lo planteado en el método propuesto. Los fluidos y condiciones utilizadas son las mismas que en el caso trifásico con el fin de hacer posible el análisis de la zona de tres fases.

El experimento de *gasflooding* (Exp 2) consiste en inyección a tasa constante de 2 cc/min, después de que la roca fue restaurada a su condición inicial de saturación irreducible de agua. Los resultados generales obtenidos se registran en la Tabla 10, mientras que las mediciones realizadas a cada instante de tiempo se muestran en la Figura 18.

Tabla 10. Resumen de desarrollo experimental de la inyección de gas (Exp 2)

Resultados	Valor
Permeabilidad absoluta al líquido, K_{abs} (mD)	291.6
Saturación irreducible de agua, S_{wirr} (frac.)	0.401
Permeabilidad efectiva del aceite a S_{wirr} (mD)	260.79
Saturación residual de aceite después del gas, S_{or} (frac.)	0.19
S_{wirr} después del gas (frac.)	0.16

Figura 18. Diferencial de presión y recuperación de aceite en el experimento de inyección de gas (Exp 2)



En los resultados obtenidos, después de la inyección de gas, se logra obtener una recuperación de agua adicional importante, de manera que la saturación de irreducible del agua al gas, es menor que la irreducible al aceite, en otras palabras, la inyección de gas permite desplazar agua que el aceite no desplazó, este comportamiento usualmente está asociado a rocas con mojabilidad intermedia o mojadas por aceite, en las cuales el agua ubicada en los poros medios puede ser desplazada por el gas. Es importante señalar que esta recuperación de agua no es suficiente para concluir de manera certera la mojabilidad

de la roca. Por otro lado, el recobro adicional de agua obtenido, no impide que esta información pueda ser utilizada, tal como se muestra en la sección 4.1.2.

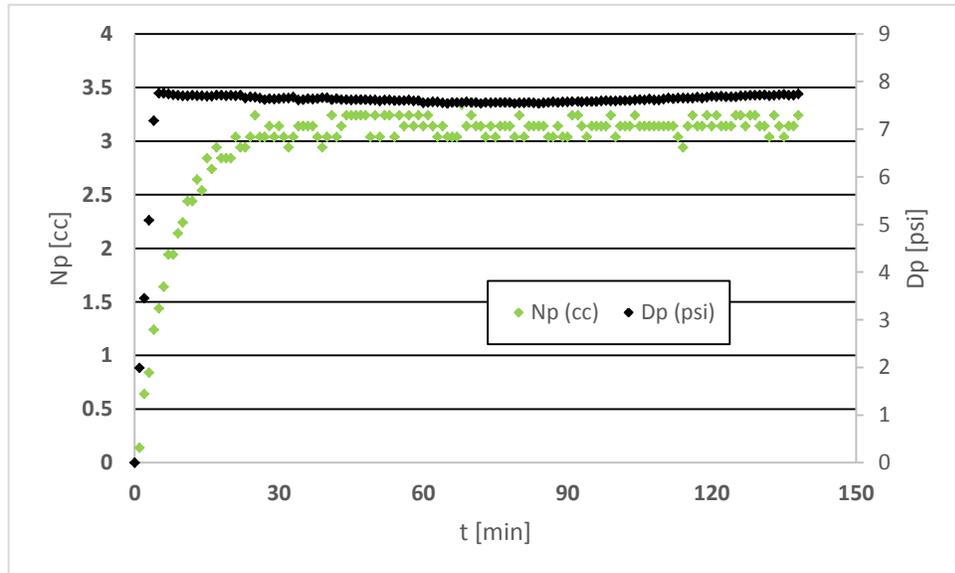
3.3.3 Experimento de estado no-estacionario agua-aceite. El segundo experimento de dos fases realizado, consiste en una inyección de agua, en un núcleo que se encuentra inicialmente a saturación irreducible de agua (waterflooding). Este experimento se realiza con el fin de poder determinar con certeza las permeabilidades relativas del agua y el aceite en el caso bifásico. Nuevamente se usan los mismos fluidos y condiciones que en el experimento de tres fases.

Este experimento (Exp 3) se realiza con una tasa de inyección constante de 2 cc/min. Los resultados generales obtenidos se registran en la Tabla 11, mientras que las mediciones realizadas a cada instante de tiempo se muestran en la Figura 19.

Tabla 11. Resumen de desarrollo experimental de la inyección de agua (Exp 3)

Resultados	Valor
Permeabilidad absoluta al líquido, K_{abs} (mD)	371.609
Saturación irreducible de agua, S_{wirr} (frac.)	0.5067
Permeabilidad efectiva del aceite a S_{wirr} (mD)	234.88
Saturación residual de aceite después del agua, S_{or} (frac.)	0.3415
Permeabilidad efectiva del agua a S_{or} (mD)	19.22

Figura 19. Diferencial de presión y recuperación de aceite en el experimento de inyección de agua (Exp 3)



4 METODOLOGÍA PROPUESTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se procede con la interpretación de la información obtenida por medio de los experimentos propuestos para la estimación de las permeabilidades relativas y la conclusión de la metodología. Se realizan diversos análisis para evaluar la validez de los resultados obtenidos y se presentan los resultados de la utilización de la herramienta de computacional desarrollada sobre la información del laboratorio.

Adicionalmente, se utiliza un segundo conjunto de datos experimentales, para probar el desempeño de la herramienta, bajo un esquema experimental diferente.

4.1 Análisis de la información experimental y determinación de permeabilidades relativas de tres fases

En esta sección se realiza la estimación de permeabilidades de dos y tres fases por medio del análisis de la información obtenida en los experimentos realizados. Se propone realizar el análisis de dos maneras diferentes, con el fin de evaluar la calidad de los resultados obtenida de acuerdo al enfoque seleccionado y la información disponible. El primer análisis consiste en analizar sólo la información que se obtiene del experimento de tres fases (Exp 1), sin tener en cuenta la obtenida en los experimentos de dos fases (Exp 2 y 3), de manera que se busca estimar simultáneamente las permeabilidades relativas de dos y tres fases, para las tres fases involucradas, con la información de un solo experimento. El segundo enfoque consiste en utilizar la información experimental de dos fases (Exp 2 y 3) para ajustar primero las curvas bifásicas y después proceder a

determinar los parámetros para tres fases usando la información del experimento de tres fases (Exp 1).

A continuación, se presenten cada uno de estos análisis y posteriormente se comparan entre sí, para analizar la similitud o las diferencia entre ambos métodos y la calidad de los resultados obtenidos de cada manera.

4.1.1 Análisis y estimación de permeabilidades relativas por medio de la información de un sólo experimento de tres fases. Para este caso se cargan la configuración y los resultados del desplazamiento (Exp 1) a la herramienta computacional implementada y se seleccionan para el ajuste tanto los parámetros de dos fases como los de tres fases, tal como lo muestra la Figura 20. En total se obtienen diez (10) parámetros de ajuste los cuales se enumeran a continuación:

- Saturación de aceite residual al agua (S_{orw})
- Permeabilidad relativa máxima al agua (K_{rwmax})
- Curvatura de Corey para el agua (N_w)
- Curvatura de Corey para el aceite en el sistema agua-aceite (N_{ow})
- Saturación residual del aceite al gas (S_{org})
- Permeabilidad relativa máxima del gas K_{rgmax}
- Curvatura de Corey para el gas (N_g)
- Curvatura de Corey para el aceite en el sistema gas-líquido (N_{og})
- Exponente de modificación al modelo de Stone II agua-aceite (t_1)
- Exponente de modificación al modelo de Stone II gas-aceite (t_2)

En la Figura 20 también se pueden apreciar los parámetros seleccionados para el ajuste y los valores iniciales supuestos para estos, las demás variables de entrada se ingresan de acuerdo a las propiedades de la roca y el fluido, y los resultados experimentales

consignados en las Tabla 8 y la Tabla 9. Nótese que se elige ajustar tanto la producción de agua y aceite, como el diferencial de presión.

Figura 20. Entrada de datos para el primer caso de análisis

The screenshot shows a software window titled "Entrada de datos tres fases" with a grid of input fields and buttons. The fields are organized into two columns: "Guardar Entradas" (left) and "Cargar Entradas" (right). Each field contains a numerical value, and many have a small "Ajustar" checkbox next to them. At the bottom, there are buttons for "Simular", "Exportar Resultados", "Mostrar resultados", and "Estimar/Ajustar". There is also a section for "Cargar Información Experimental" with checkboxes for "Utilizar" and a "Visualizar Info. Experimental" button.

Parameter	Value	Adjustable
Permeabilidad [mD]	283.16	No
Porosidad [frac]	0.2335	No
Largo [cm]	7.583	No
Diámetro [cm]	3.7795	No
Viscosidad Agua [cp]	0.48	No
Viscosidad Aceite [cp]	2.3209	No
Viscosidad Gas [cp]	0.017	No
Tasa Inyección 1 [cc/min]	2	No
Tiempo Inyección 1 [min]	1.5	No
Sw inicial [frac]	0.511	No
Sw irreducible [frac]	0.511	No
Kro @ Sw irreducible	1	No
So residual al agua [frac]	0.11	Yes
Krw @ So residual al agua	0.15	Yes
Exponente agua Nw	2	Yes
Exponente aceite No	2	Yes
Tasa Inyección 2 [cc/min]	2	No
Tiempo Inyección 2 [min]	245	No
Compresibilidad gas [psi-1]	0	No
Sw irreducible al gas [frac]	0.511	No
So residual al gas [frac]	0.11	Yes
Krg @ So residual al gas	0.1	Yes
Exponente gas Ng	2	Yes
Exponente aceite No	2	Yes
Exponente t1	1	Yes
Exponente t2	1	Yes

El ajuste inicial que se obtiene con la primera suposición se presenta en la Figura 21, obsérvese que en este caso la simulación no coincide con la información experimental, de manera que los parámetros supuestos deben variar hasta que se logre minimizar la diferencia. La Figura 22 muestra el ajuste obtenido después de culminar el proceso iterativo, como se puede apreciar, la simulación logra ajustar correctamente con la información experimental, de manera que los parámetros estimados para las permeabilidades relativas dan solución al sistema.

Las curvas estimadas para los sistemas de dos fases, y las isopermas y superficie de tres fases pueden apreciarse desde la Figura 23 hasta la Figura 26, mientras que los parámetros estimados finalmente, pueden apreciarse en la Figura 27.

Es importante señalar que, a pesar que se logra encontrar el ajuste, no existe certeza en que los parámetros estimados sean los que realmente describen el sistema, por ejemplo, teniendo en cuenta que el flujo agua-aceite que se presenta es poco, los resultados de la simulación respecto a la permeabilidad relativa del agua son relativamente poco sensibles, de manera que existe una gran incertidumbre en los parámetros relacionados, debido a que un amplio rango de valores permiten acercarse al mínimo. Similarmente, es importante señalar que, se realizaron otras pruebas y la elección de los valores iniciales puede tener efecto sobre el resultado final obtenido debido a la presencia de múltiples mínimos locales asociados al elevado número de grados de libertad que se da al problema en relación a la información experimental que se tiene, en este caso se pudo evidenciar la existencia de múltiples soluciones similares, pero que varían ligeramente en determinados parámetros.

Figura 21. Ajuste inicial de la simulación con la data experimental para la primera suposición del primer análisis

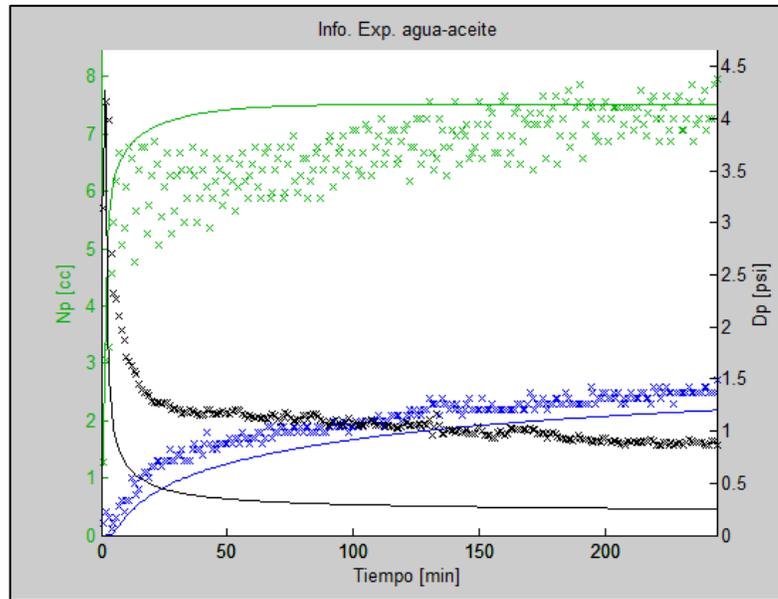


Figura 22. Ajuste final de la simulación con la data experimental del Exp 1 en el primer análisis

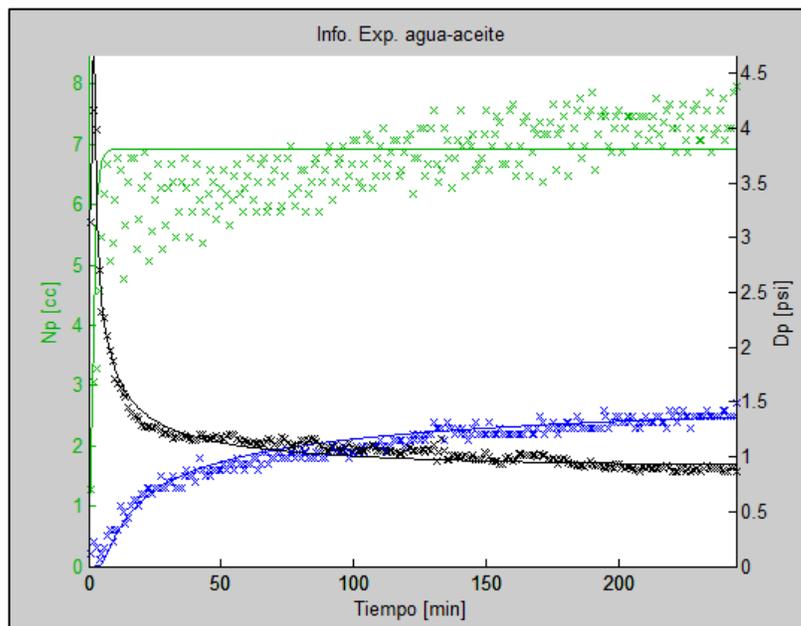


Figura 23. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite estimadas para el primer análisis

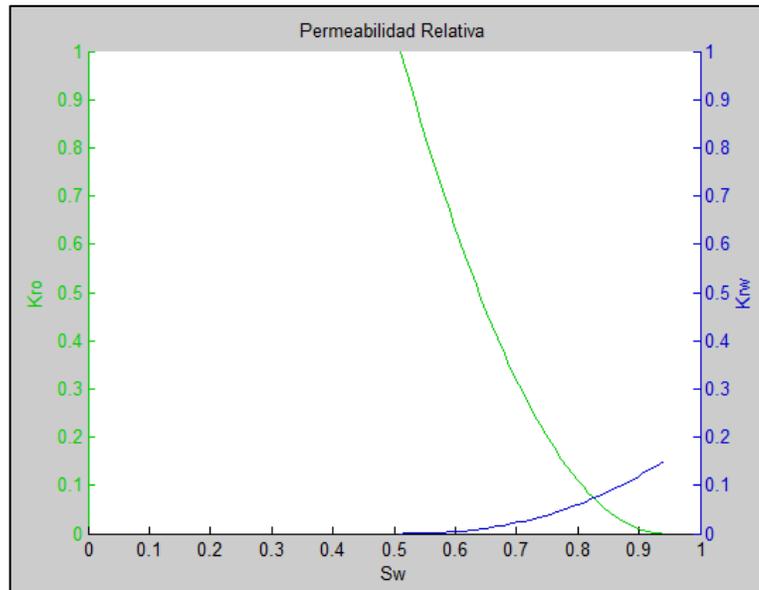


Figura 24. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas para el primer análisis

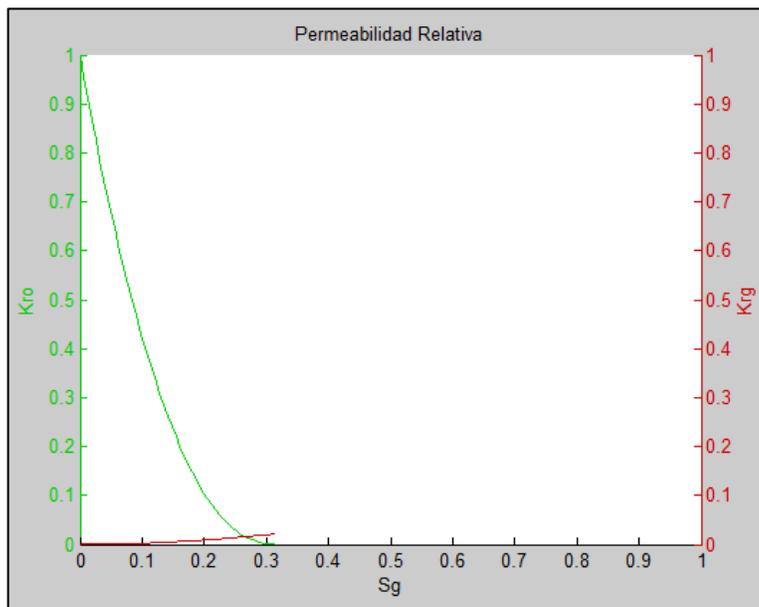


Figura 25. Curvas isopermas de permeabilidad relativa de aceite estimadas para el primer análisis

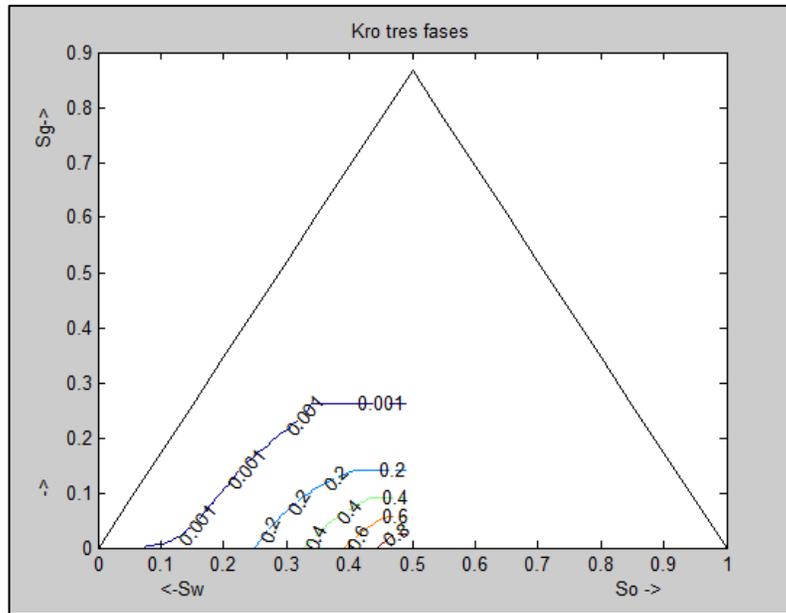


Figura 26. Superficie de permeabilidad relativa del aceite para el primer análisis

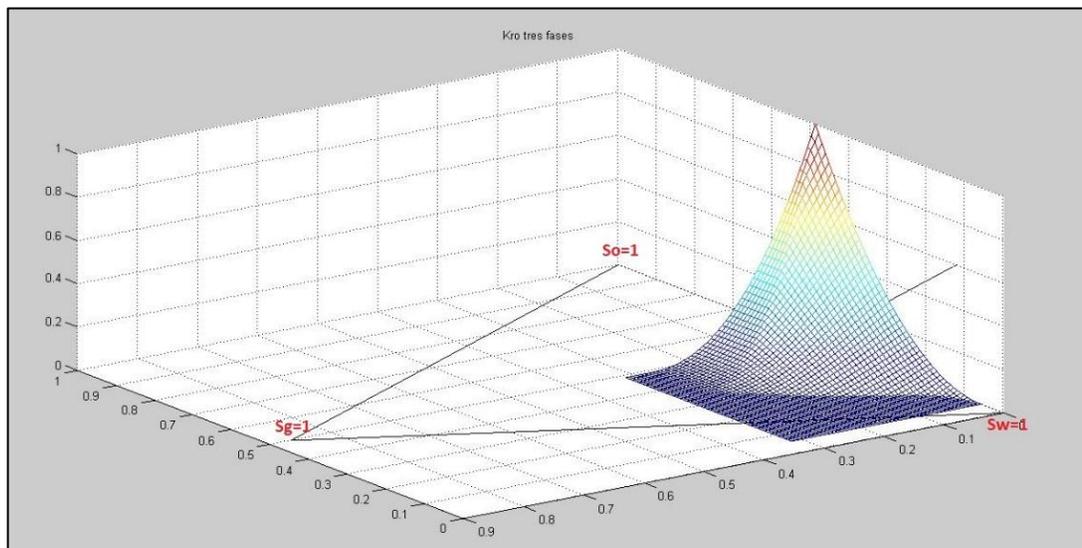


Figura 27. Parámetros finales que generan el ajuste en el primer análisis

The screenshot shows a software window titled "Entrada de datos tres fases" with the following parameters and controls:

- Buttons:** Guardar Entradas, Cargar Entradas, Simular, Exportar Resultados, Mostrar resultados, Visualizar Curvas, Exportar Curvas, Visualizar Isopermas Tres-fases, Visualizar Superficie Tres-fases, Estimar/Ajustar.
- Permeabilidad [mD]:** 283.16
- Porosidad [frac]:** 0.2335
- Largo [cm]:** 7.583
- Diámetro [cm]:** 3.7795
- Viscosidad Agua [cp]:** 0.48
- Viscosidad Aceite [cp]:** 2.3209
- Viscosidad Gas [cp]:** 0.017
- Tasa Inyección 1 [cc/min]:** 2
- Tiempo Inyección 1 [min]:** 1.5
- Sw inicial [frac]:** 0.511
- Sw irreducible [frac]:** 0.511
- Kro @ Sw irreducible:** 1
- So residual al agua [frac]:** 0.059417 Ajustar
- Krw @ So residual al agua:** 0.14977 Ajustar
- Exponente agua Nvw:** 2.3179 Ajustar
- Exponente aceite No:** 1.9711 Ajustar
- Tasa Inyección 2 [cc/min]:** 2
- Tiempo Inyección 2 [min]:** 245
- Compresibilidad gas [psi-1]:** 0
- Sw irreducible al gas [frac]:** 0.511 Ajustar
- So residual al gas [frac]:** 0.17344 Ajustar
- Krg @ So residual al gas:** 0.021869 Ajustar
- Exponente gas Ng:** 1.954 Ajustar
- Exponente aceite No:** 2.2491 Ajustar
- Exponente t1:** 0.67572 Ajustar
- Exponente t2:** 0.79942 Ajustar
- Cargar Información Experimental:**
 - Cargar tiempo
 - Cargar Np Utilizar
 - Cargar Wp Utilizar
 - Cargar Dp Utilizar
 - Visualizar Info. Experimental

4.1.2 Análisis y estimación de permeabilidades relativas por medio de la información de los experimentos de dos y tres fases (Exp 1, Exp 2 y Exp 3). Como se mencionó, en esta sección se procede a realizar el análisis completo de la información experimental, de manera que se utilizan los datos obtenidos de los experimentos Exp 1, Exp 2 y Exp 3. Las curvas de permeabilidad relativa de dos fases se estiman por medio del análisis de los experimentos Exp 2 y Exp 3, antes de proceder con el análisis de tres fases, de esta forma se disminuyen el número de grados de libertad que tendrá este problema, y se asegura que la solución encontrada para la zona trifásica, satisfaga también, lo observado en el flujo bifásico. Es importante señalar que este análisis permite disminuir la incertidumbre en la estimación, al restringir el problema y disminuir el número de mínimos locales.

4.1.2.1 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de dos fases gas-aceite Exp 2. Primero se procede con el análisis del experimento Exp 2, para la determinación de las permeabilidades relativas del gas y del aceite en el sistema gas-líquido. Debido a que se presentó un recobro adicional de agua, el análisis debe ser realizado por medio de la herramienta implementada para tres fases, en lugar de la de dos fases, sin embargo, es importante señalar que, esto no impide que se determinen las permeabilidades relativas de dos fases, las razones se exponen en el análisis posterior.

La información experimental es cargada en la herramienta y se realiza el análisis. La Figura 28 muestra el ajuste final obtenido para el diferencial de presión, y la producción de agua y aceite, obsérvese que se logra reproducir adecuadamente el comportamiento observado en laboratorio. Las curvas de permeabilidad relativa estimadas se muestran en la Figura 28 y los parámetros iniciales y finales obtenidos se muestran en la Tabla 12.

Figura 28. Ajuste obtenido para el experimento Exp 2

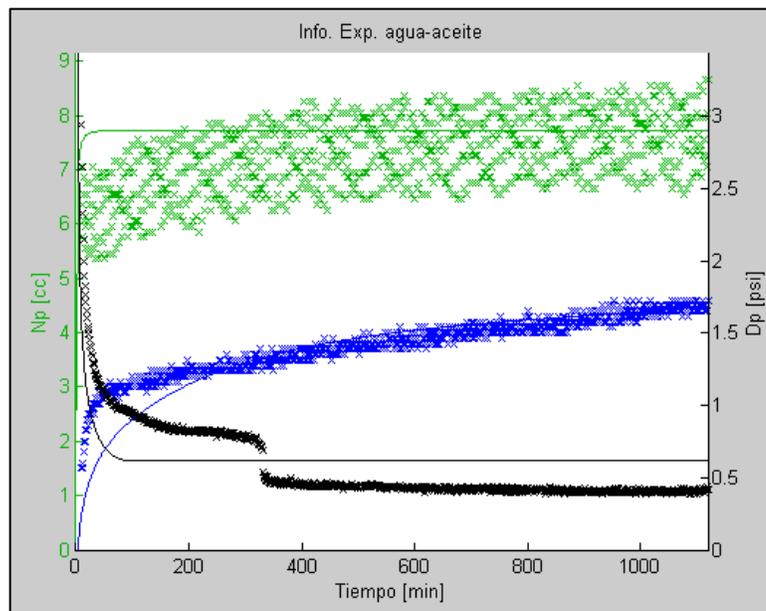


Figura 29. Curvas de permeabilidad estimadas para el Exp 2

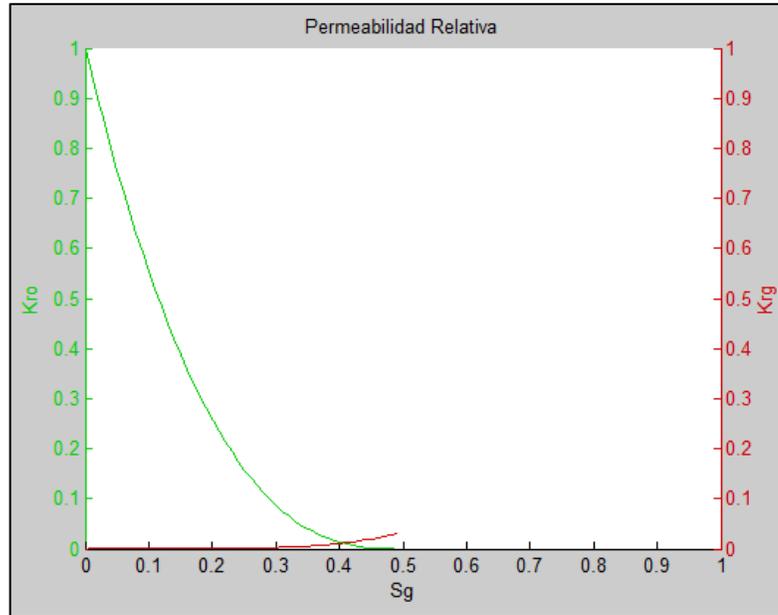


Tabla 12. Valores iniciales y finales para la estimación en Exp 2

	Ng	Nog	Sorg	Krg @ Sorg	Swcg
Inicial	4.500	2.000	0.1900	0.0775	0.14
Final	5.076	2.588	0.1086	0.0304	0.16

En este análisis, la recuperación extra de agua que ocurre, se puede modelar al usar como parámetro de ajuste la saturación de agua irreducible al gas (Sw_{cg}), la cual permite cambiar la permeabilidad relativa del agua en presencia del gas, como se describió en la ecuación (12), esto confirma la viabilidad de esta expresión para modelar la permeabilidad relativa del agua en tres fases, en caso que sea diferente a la de dos fases; el valor encontrado para esta propiedad es totalmente lógico debido a que coincide con la saturación de agua remanente después de la inyección de gas ($Sw=0.16$).

Es importante señalar que, debido a que la saturación de agua se mantiene irreducible durante todo el experimento, los parámetros del sistema agua-aceite (S_{orw} , K_{rwmax} , N_w , N_{ow}) y los de tres fases del aceite (t_1 y t_2), no tienen efecto sobre el flujo de fluidos, lo cual

se pudo evidenciar en el análisis realizado; lo anterior hace posible que las curvas de dos fases para el sistema gas-aceite puedan ser estimadas.

4.1.2.2 Análisis y estimación de permeabilidades relativas para el experimento de dos fases agua-aceite Exp 3. Se procede a analizar los resultados obtenidos para el experimento Exp 3, el cual consiste en una inyección de agua en una roca saturada inicialmente de aceite y agua irreducible. La información se carga en la herramienta desarrollada y en el software Sendra para realizar la verificación del algoritmo propuesto.

Los parámetros iniciales de búsqueda y los parámetros obtenidos al final de la estimación pueden observarse en la Tabla 1. Similarmente, el ajuste alcanzado y las curvas de permeabilidad relativa calculadas se muestran en la El comportamiento de estas curvas se debe a que el desplazamiento que se obtuvo en el laboratorio, exhibió la tendencia que muestran los desplazamientos tipo pistón, donde la relación de movilidades es favorable, debido a que la movilidad (permeabilidad relativa sobre viscosidad) del aceite es mayor que la movilidad del agua. Esto sumado con el limitado rango móvil de saturaciones de aceite (0.152, el cual se obtiene de restar a uno (1) las saturaciones irreducibles de agua y residual de aceite), produce el comportamiento de observado, de curvas con una caída pronunciada, desde la permeabilidad relativa máxima a hasta cero (0).

Figura 30 y Figura 31, respectivamente.

Tabla 13. Valores iniciales y finales para la estimación del experimento Exp 3

	Nw	No	Sorw	Krw @ Sorw
Inicial	2.000	2.000	0.3415	0.0817
Final	1.790	1.053	0.3415	0.0751

El comportamiento de estas curvas se debe a que el desplazamiento que se obtuvo en el laboratorio, exhibió la tendencia que muestran los desplazamientos tipo pistón, donde la

relación de movilidades es favorable, debido a que la movilidad (permeabilidad relativa sobre viscosidad) del aceite es mayor que la movilidad del agua. Esto sumado con el limitado rango móvil de saturaciones de aceite (0.152, el cual se obtiene de restar a uno (1) las saturaciones irreducibles de agua y residual de aceite), produce el comportamiento de observado, de curvas con una caída pronunciada, desde la permeabilidad relativa máxima a hasta cero (0).

Figura 30. Ajuste final obtenido para el experimento Exp 3

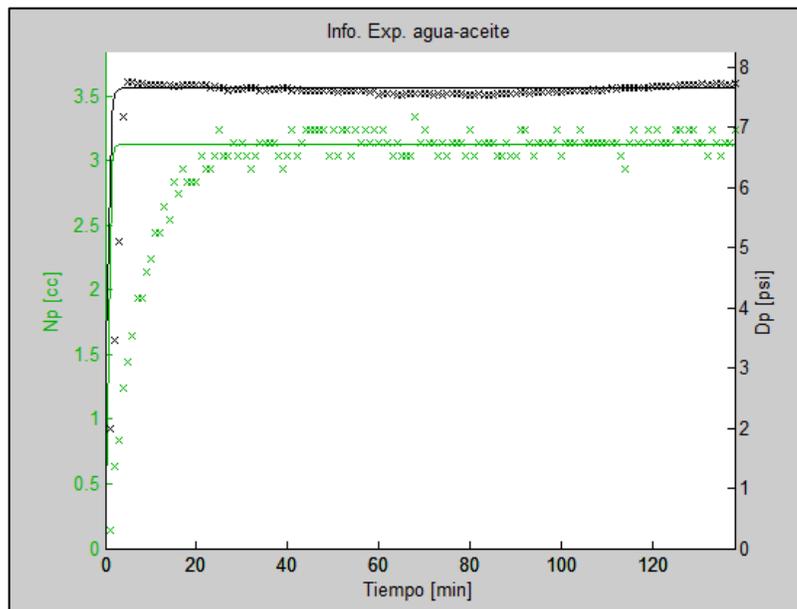
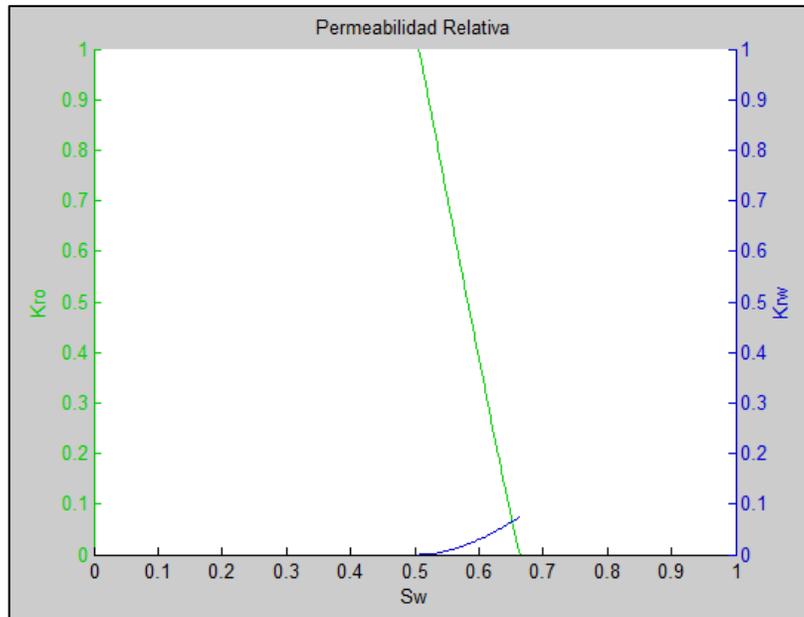


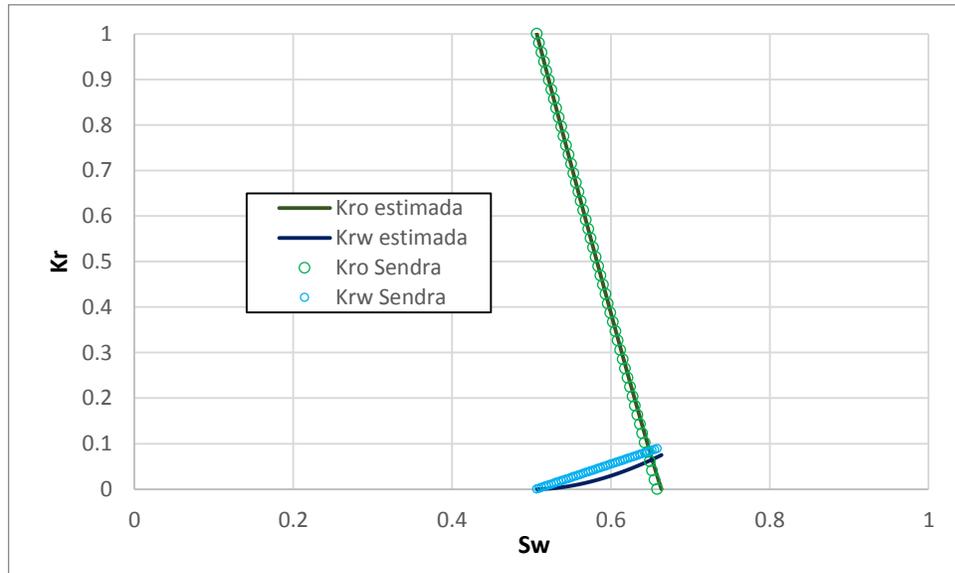
Figura 31. Curvas de permeabilidad estimadas para el experimento Exp 3



Los resultados obtenidos se validan por medio del Sendra. La Figura 32 muestra la comparación de las curvas obtenidas por medio de las dos herramientas, mientras que la En estas figuras se observa que, la respuesta de las dos herramientas, tanto en las curvas estimadas, como en el ajuste logrado, es el mismo, lo que valida que el algoritmo de estimación trabajó con la misma eficacia que el software comercial, para la determinación de las permeabilidades relativas y la simulación del experimento.

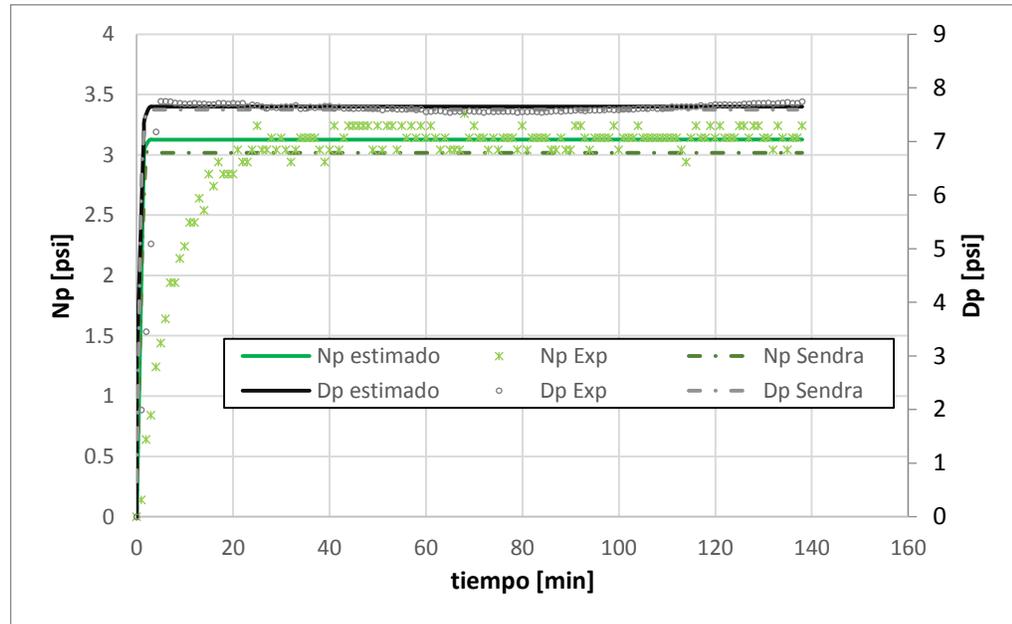
Figura 33, muestra la comparación de los diferentes ajustes encontrados.

Figura 32. Comparación de curvas estimadas con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 3



En estas figuras se observa que, la respuesta de las dos herramientas, tanto en las curvas estimadas, como en el ajuste logrado, es el mismo, lo que valida que el algoritmo de estimación trabajó con la misma eficacia que el software comercial, para la determinación de las permeabilidades relativas y la simulación del experimento.

Figura 33. Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 3



4.1.2.3 Análisis y estimación de isopermas de permeabilidad relativa de tres fases para el experimento Exp 1 complementado con las curvas conocidas de dos fases.

En este apartado, se realiza un análisis simultaneo de la información obtenida de los tres experimentos (Exp 1, Exp 2 y Exp 3), esto con el fin de reducir la incertidumbre en la estimación y asegurar que las curvas y superficies estimadas, describen el flujo en el medio poroso de manera correcta, tanto para los sistemas de dos fases, como para los de tres fases. Este análisis también permite verificar si la teoría expuesta por diversos autores (Stone, 1970) (Aziz & Settari, 1979) (Baker, 1988), respecto a los modelos predictivos de permeabilidad relativa de tres fases

El análisis propuesto consiste en ajustar primero la información conocida de los sistemas de dos fases, es decir, la obtenida de los experimentos Exp 2 y Exp 3, de dónde se obtienen los parámetros de las curvas de dos fases; esto ya se realizó en las secciones

4.1.2.1 y 1 del presente trabajo. Posteriormente, se busca ajustar los parámetros de tres fases, es decir, los parámetros t_1 , t_2 y Sw_{cg} .

Primero se procede a probar si el modelo de Stone II describe el flujo obtenido en el laboratorio, para esto la información estimada de las curvas de dos fases se carga a la herramienta desarrollada, y los exponentes t_1 y t_2 , se ingresan igual a uno (1). Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 34, mientras que las curvas isopermas del aceite en tres fases, se muestran en la Figura 35.

Figura 34. Ajuste del modelo de Stone II clásico con los resultados del experimento Exp 1

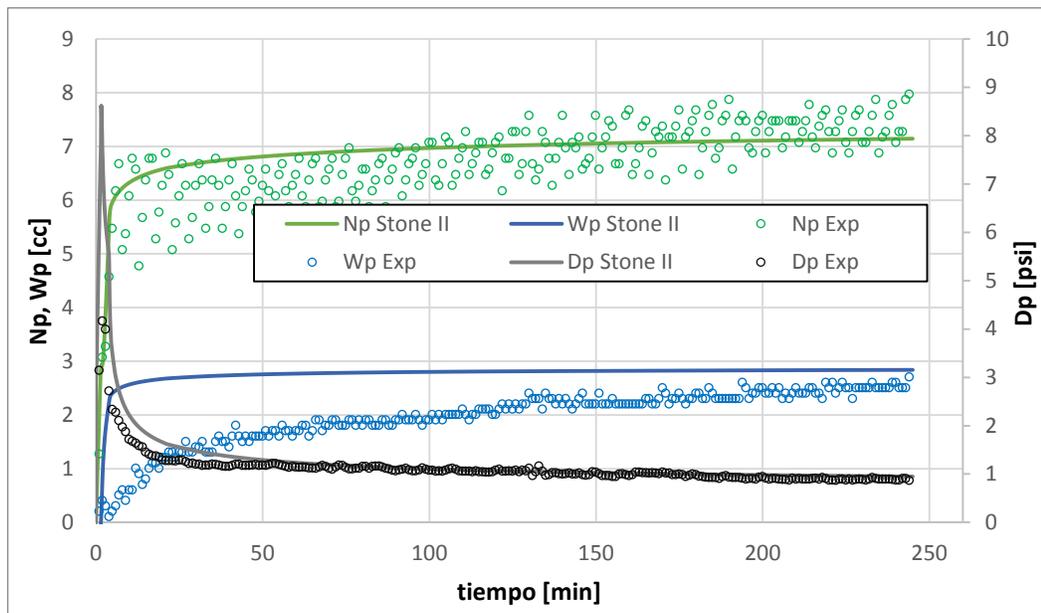
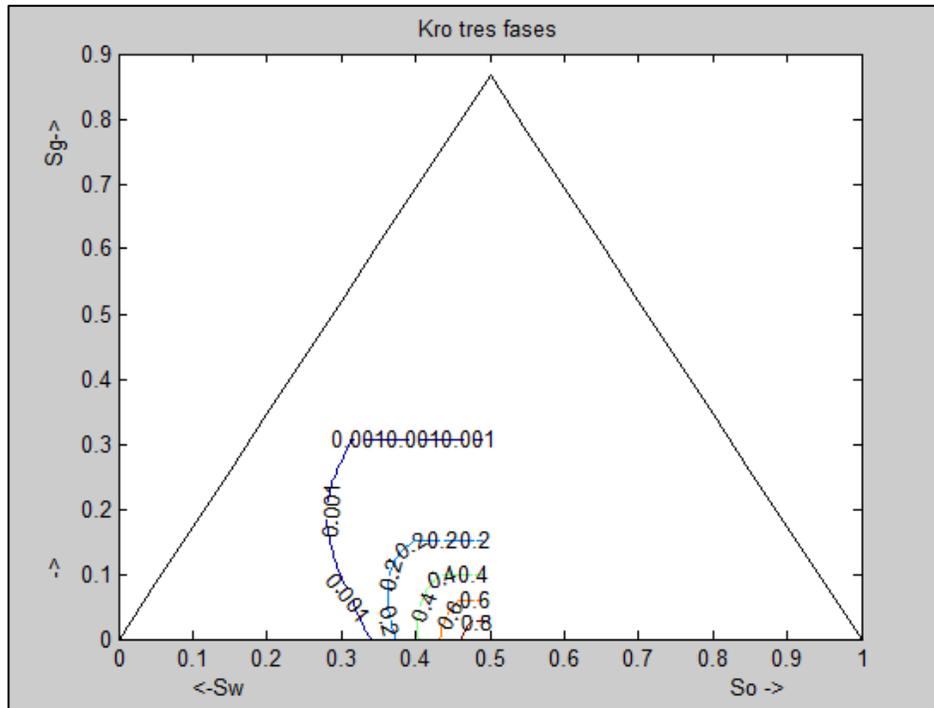


Figura 35. Isopermas de permeabilidad relativa tres fases para el aceite estimadas con el modelo de Stone II



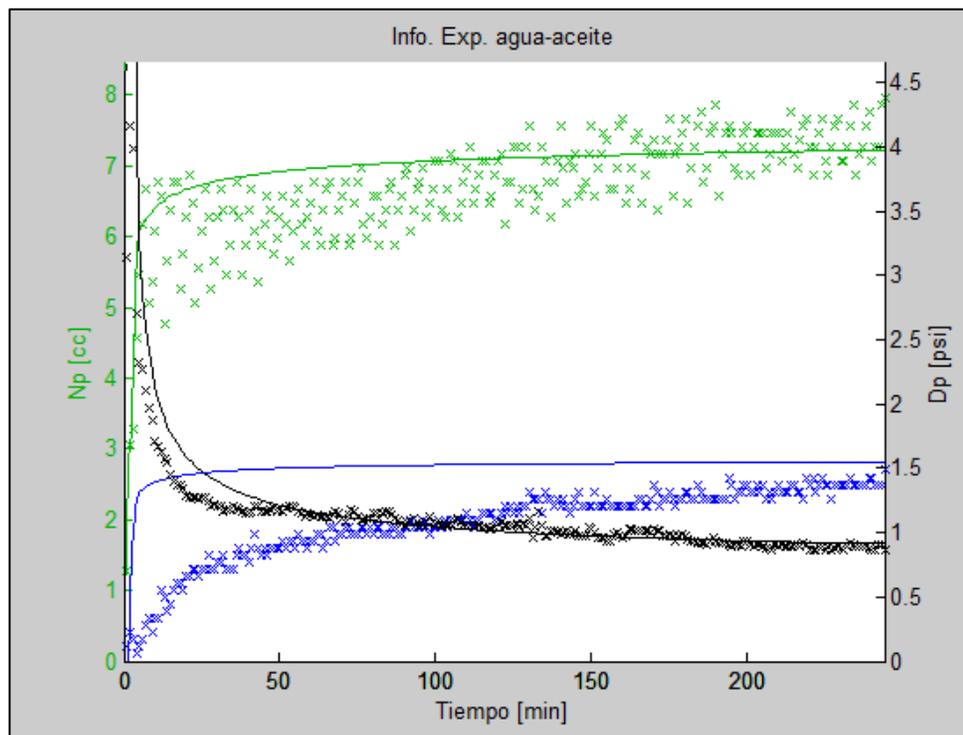
La simulación con el modelo de Stone II no reproduce en su totalidad los resultados experimentales, aunque modela de manera acertada el diferencial de presión y de manera aproximada recobro final obtenido de agua y de aceite, no captura el comportamiento de cómo se produce este recobro, el cual ocurre de una manera gradual y más lenta en el laboratorio, por ejemplo, el recobro de agua estimado por el modelo de Stone, durante la inyección de los primeros cinco volúmenes porosos (aproximadamente los primeros 50 minutos), es cerca del doble, del que se estima experimentalmente.

El siguiente análisis propuesto, consiste permitir que el algoritmo de estimación modifique los exponentes propuesto para el modelo de Stone II (t_1 , t_2) y la saturación irreducible de agua al gas (Sw_{cg}). Los parámetros obtenidos se muestran en la Tabla 1, mientras que el ajuste logrado se muestra en la Figura 36.

Tabla 14. Valores estimados para el ajuste del experimento Exp 1 con tres parámetros (t_1 , t_2 y Sw_{cg})

	Nw	No	Swcg
Inicial	1	1	0.511
Final	2.09	1.47	0.516

Figura 36. Ajuste obtenido para el experimento Exp 1 con tres parámetros de ajuste (t_1 , t_2 , Sw_{cg})



Se evidencia en la Figura anterior que, el ajuste obtenido no mejora de manera considerable con respecto al obtenido en el anterior análisis, lo que indica que no sólo la permeabilidad relativa del aceite cambió al haber tres fases, respecto a cuándo había dos fases.

Con el objetivo de lograr el mejor ajuste posible de la simulación con lo observado en el experimento estudiado, se procede a permitir que el algoritmo ajuste todos los parámetros posibles (11 en total), pero en esta ocasión, se procede a escoger como parámetros

iniciales de búsqueda, los correspondientes al modelo de Stone II, de manera que, si la aproximación de Stone II es cercana a la solución real del problema, se pueden determinar mejor las permeabilidades relativas. Los resultados obtenidos por el algoritmo de búsqueda se pueden apreciar en la Figura 37, mientras que los parámetros estimados se muestran en la Tabla 15.

Figura 37. Ajuste obtenido para el experimento Exp 1 usando como parámetros iniciales la aproximación de Stone II y los resultados de los experimentos Exp 2 y Exp 3

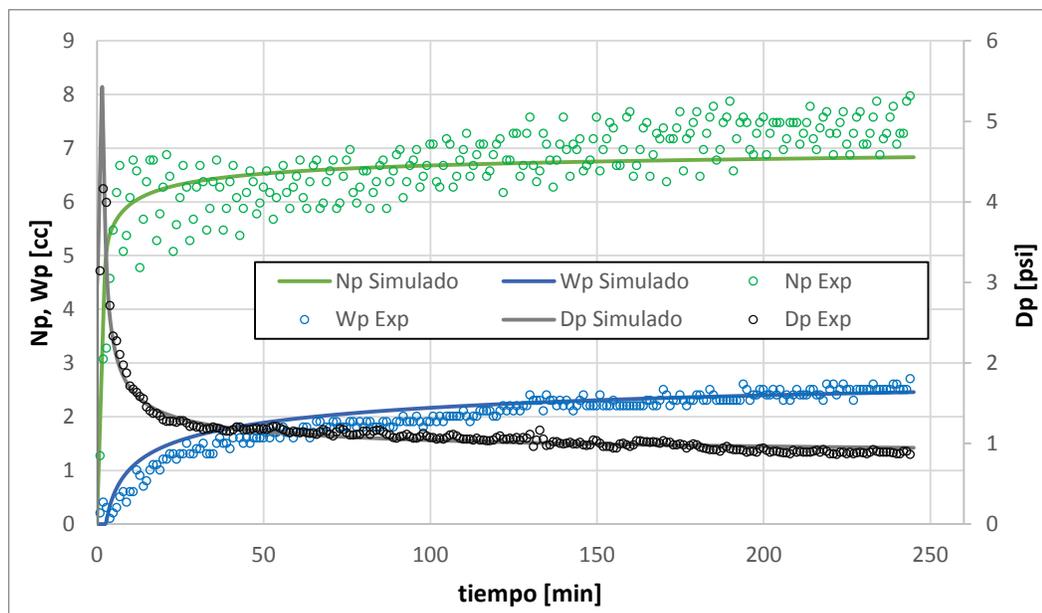


Tabla 15. Parámetros estimados para el ajuste del experimento Exp 1 tomando como parámetros iniciales la aproximación de Stone II y los resultados de los experimentos Exp 2 y Exp 3

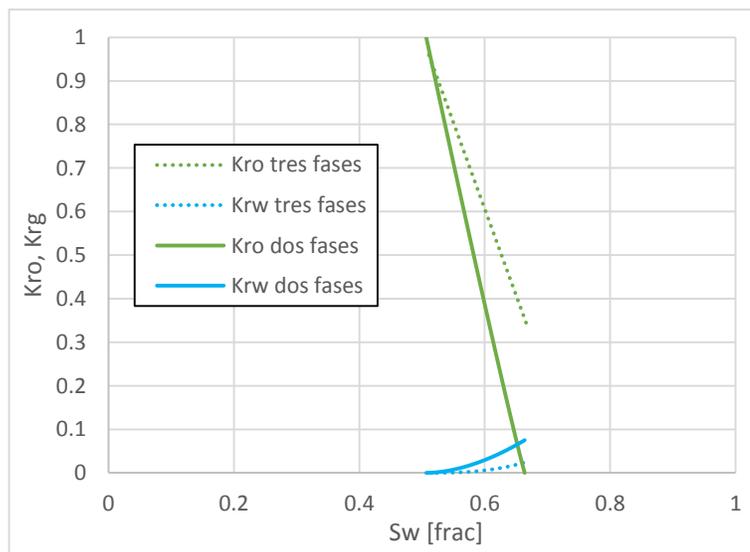
	Nw	Now	Sorw	Krw @ Sor	Swcg	Sorg	Krg@Sorg	Ng	Nog	t ₁	t ₂
Inicial	1.79	1.05	0.342	0.075	0.511	0.109	0.030	5.08	2.59	1	1
Final	2.66	1.00	0.247	0.085	0.555	0.097	0.032	1.30	3.94	0.85	5.00

En este caso, se logra obtener un ajuste perfecto del diferencial de presión y la recuperación de agua, mientras que se obtiene que la recuperación de aceite pase por la

dispersión de puntos obtenidos experimentalmente, describiendo de la mejor manera posible lo observado en el laboratorio.

Las curvas de permeabilidad relativa estimadas para los sistemas agua-aceite y gas-aceite, se muestran en la Figura 38 y la Figura 39, respectivamente, mientras que las curvas isopermas de permeabilidad relativa del aceite en tres fases y su representación tridimensional, se muestran en la Figura 41 y Figura 42.

Figura 38. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3



En la Figura 38 se puede evidenciar que, la permeabilidad relativa de agua en tres fases cambia notablemente, respecto a la estimada para dos fases, esto contradice el enfoque clásico en que la permeabilidad relativa del agua en tres fases, es igual que en dos fases. El cambio exhibido por esta curva se ajusta bien al modelo de histéresis de Killough (1976), donde la curva de dos fases describe el proceso de imbibición, mientras que la de tres fases exhibe un proceso de drenaje.

Por otro lado, la curva del aceite estimada por medio del experimento de tres fases (Exp 1), muestra también un cambio respecto a lo estimado en dos fases (Exp 3), sin embargo, nótese que, la permeabilidad relativa del aceite no está definida sólo por esta curva, sino que, además depende de la curva estimada para el sistema gas-aceite y los parámetros del modelo de tres fases (en este caso, Stone II modificado). De acuerdo a lo anterior, se puede inferir que la modificación propuesta a para el modelo de Stone II no añade suficiente flexibilidad, para que se puede presentar el ajuste y de igual manera, que el enfoque de los modelos de predicción para la permeabilidad relativa en tres fases (Stone, Kokal, Baker, etc.), en este caso, están lejos de representar la realidad del fenómeno. A pesar de los anterior, es importante notar que, las dos curvas estimadas para el aceite presentan una curvatura similar, mostrando que, la diferencia se debe a un cambio en la saturación de aceite residual y que es posible realizar un escalamiento.

Figura 39. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3

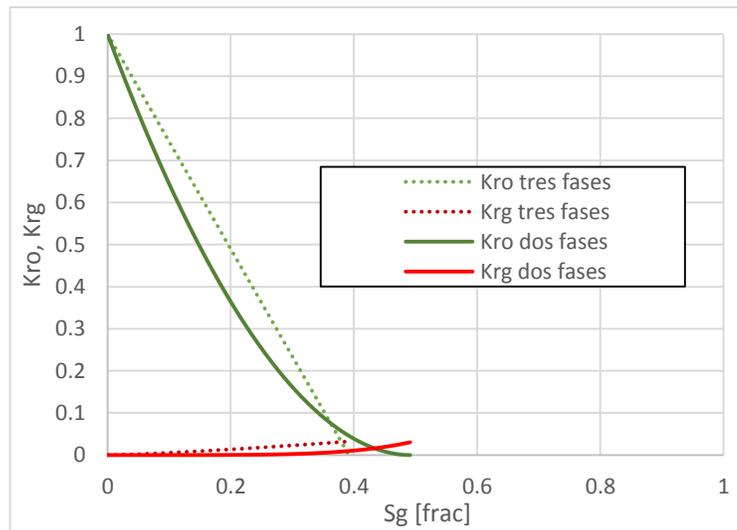
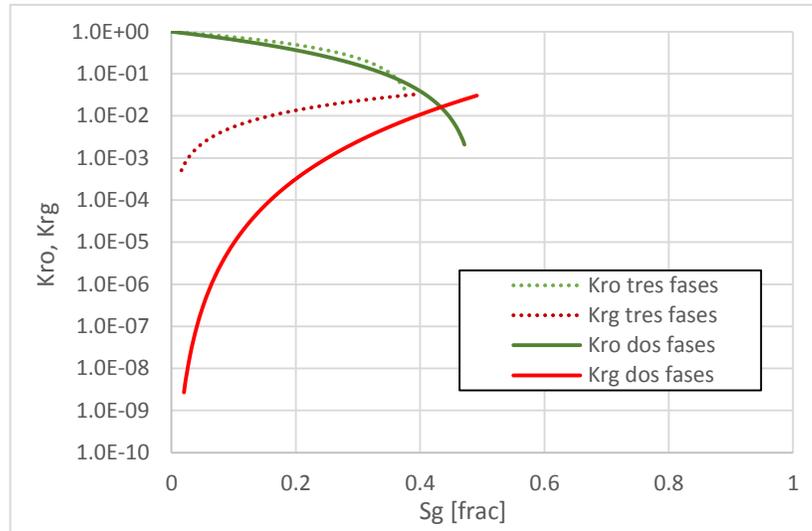


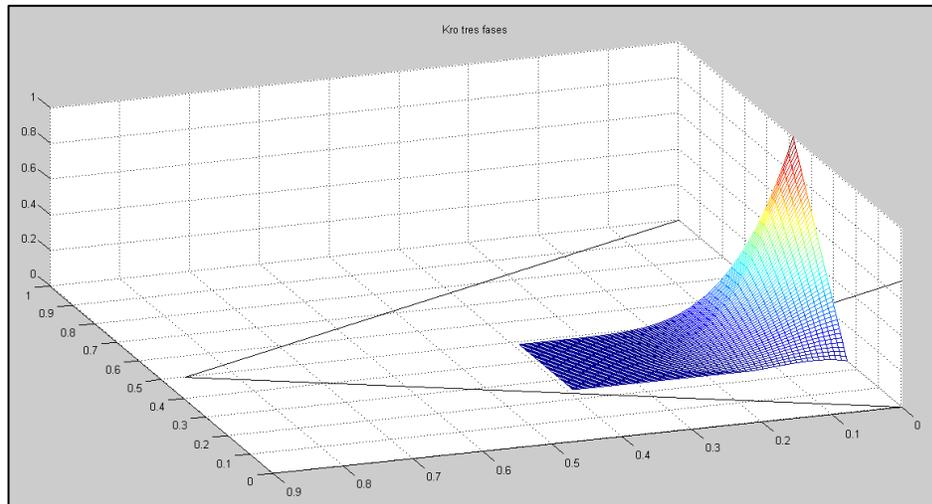
Figura 40. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3 en escala logarítmica



Similarmente se observa en la Figura 39 que, la permeabilidad relativa del aceite estimada con el experimento de tres fases (Exp 1) muestra un cambio respecto a la estimada por el experimento de dos fases (Exp 2), esta diferencia se produce por las mismas razones que para la curva agua-aceite (Figura 38), las cuales son expresadas en el párrafo anterior, y por lo tanto es aplicable el mismo análisis; Sin embargo, en la Figura 40, al observar la curva en escala logarítmica, se evidencia que en este caso, la diferencia en las curvas no es tan significativa como en la situación anterior.

Para el caso de la curva del gas, a pesar que las curvas de permeabilidad relativa del gas, parecen ser similares en dos y tres fases, existe una diferencia significativa, la cual se puede apreciar con mayor claridad en la Figura 40. De acuerdo con lo anterior, se puede inferir que la permeabilidad relativa del gas se ve afectada por la cantidad de agua presente al iniciar la inyección de gas, en otras palabras, se ve afectada por la historia de saturación de las otras fases, o como lo expresa Pérez (2008), por las saturaciones

Figura 42. Superficies de permeabilidad relativa del aceite en tres fases estimadas usando la información experimental de Exp 1, Exp 2 y Exp 3

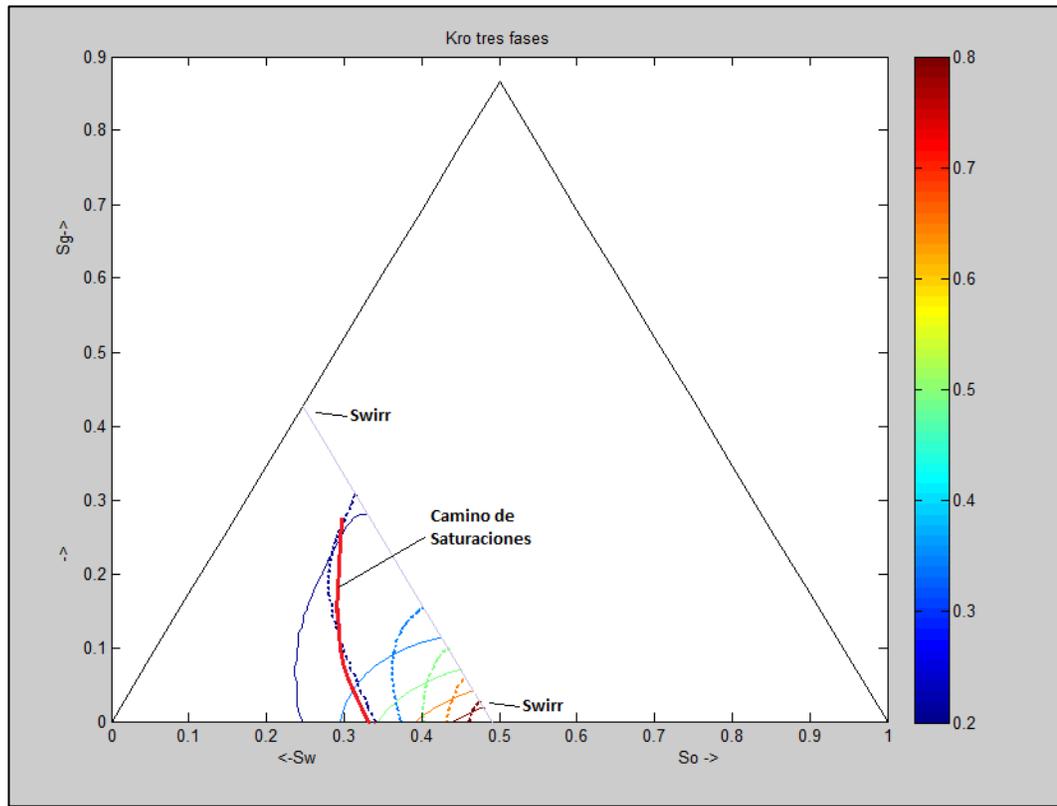


Para obtener una mejor apreciación de la diferencia que se tienen entre las isopermas de permeabilidad relativa tres fases del aceite, estimada por medio del modelo de Stone II, con respecto a las que permiten lograr el ajuste, se procede a graficar ambas en un mismo diagrama ternario, los resultados se aprecian en la Figura 43, donde las líneas punteadas muestran las isopermas obtenidas por el modelo de Stone II, mientras que las continuas, las estimadas para lograr el ajuste; la línea roja muestra el camino de saturación promedio seguido por la roca durante el experimento Exp 1, obsérvese que se agrega una línea recta celeste que delimita la saturación irreducible de agua.

En esta figura se observa que, las saturaciones obtenidas durante el experimento producen que las permeabilidades relativas del aceite que se tienen durante el experimento sean bajas, de manera que los resultados se van a ver mayormente afectados por esta área de las isopermas, y por lo tanto es en donde se obtendrá menos incertidumbre en los resultados. Esta figura permite apreciar mejor que existe una diferencia significativa entre la permeabilidad relativa del aceite estimada con toda la

información experimental disponible con respecto a la estimada a partir de los experimentos Exp 2 y Exp 3.

Figura 43. Comparación de Isopermas estimadas por medio de la metodología propuesta, con las obtenidas por medio del modelo clásico de Stone II



Como análisis adicional, se propone revisar el ajuste de la simulación, utilizando las nuevas curvas de permeabilidad relativa estimadas y el modelo clásico de Stone II, en otras palabras, asignar de nuevo los valores de los exponentes t_1 y t_2 iguales a uno (1) y la saturación de agua irreducible al gas (S_{wcg}) igual a la saturación de agua irreducible (S_{wc}). Lo anterior se realiza con el fin de estudiar, la sensibilidad de los resultados con respecto a los parámetros propuestos. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura

44, donde, también se comparan con la simulación obtenida con el modelo ajustado. Por otro lado, las isopermas de tres fases obtenidas se muestran en la Figura 45.

De los resultados obtenidos, se puede inferir que, en este caso particular, los parámetros propuestos para la modificación de Stone II no tienen un impacto importante sobre el flujo de fluidos, mientras que los demás parámetros que se usan para representar las curvas de permeabilidad relativa, son las que tienen un mayor impacto sobre el flujo. También se puede concluir que, si se usa un simulador comercial que utilice el modelo de Stone II clásico, el flujo observado en laboratorio se puede reproducir, si se usan las curvas estimadas por medio de la metodología propuesta.

Figura 44. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 después de variar las permeabilidades relativas de dos fases y usar el modelo clásico de Stone II

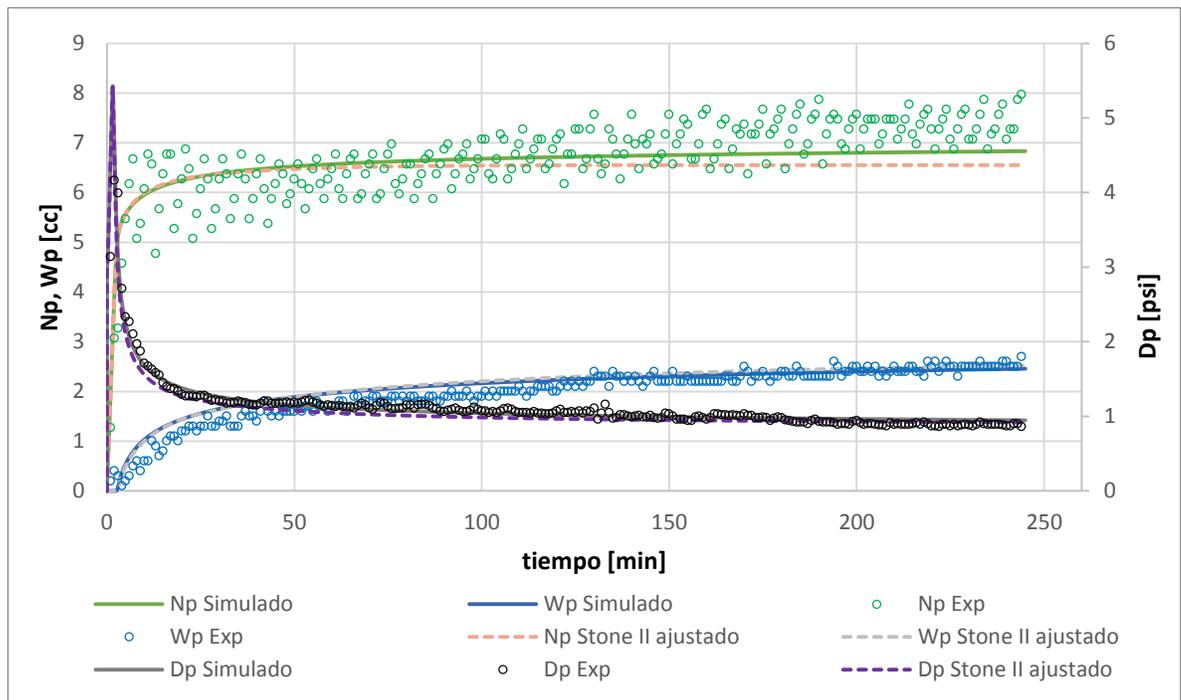
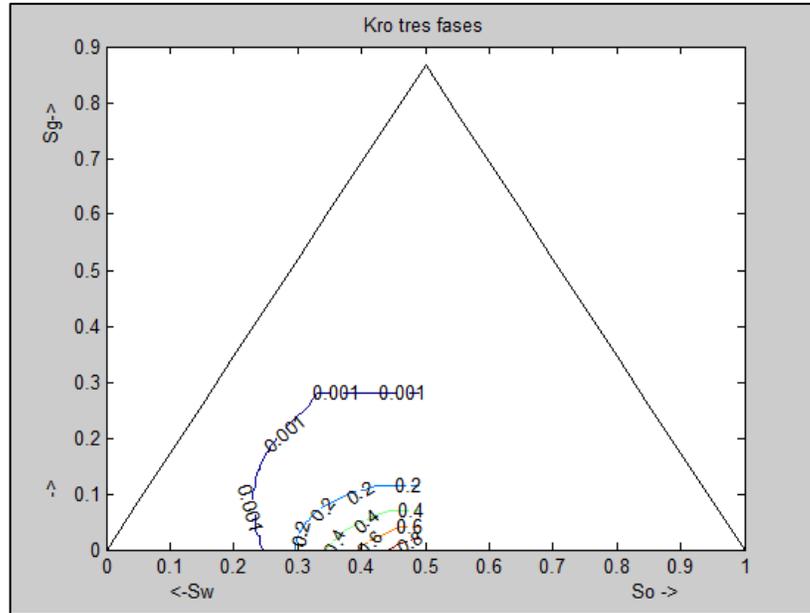


Figura 45. Isopermas de tres fases para el experimento Exp 6 después de variar las permeabilidades relativas de dos fases y usar el modelo de Stone II



4.2 Análisis adicional con otro conjunto de datos experimentales

Con el fin de obtener una validación extra de la herramienta desarrollada, se procede a realizar una segunda aplicación de la misma con otro set de datos experimentales que fueron obtenidos de una serie de experimentos realizados sobre un *composite plug*, conformado por muestras de rocas de un campo colombiano, las condiciones y fluidos usados son los mismos que se usan en los experimentos desarrollados. Las propiedades promedio de la muestra usada se muestran en la Tabla 16, mientras que las condiciones y propiedades de los fluidos se muestran en la Tabla 17.

Tabla 16. Propiedades del *composite plug* usado

Propiedad	Valor
Longitud (cm)	16.93
Diámetro (cm)	3.812
Permeabilidad al líquido (mD)	4.34
Porosidad (%)	15.67

Tabla 17. Propiedades de los fluidos y condiciones utilizadas

Fluidos	
Crudo vivo, viscosidad (cp)	2.32
Salmuera, viscosidad (cp)	0.48
Gas HC, viscosidad (cp)	0.017
Condiciones	
Temperatura (°C)	59
Presión de poro (psia)	1500
Presión de confinamiento (psia)	2500
Tasas de inyección (cc/min)	2

La información experimental obtenida proviene de tres experimentos, uno realizado para agua-aceite (Exp 4), uno para gas-aceite (Exp 5) y finalmente una inyección de gas después de un waterflooding (Exp 6), en la cual se presentó movimiento simultáneo de tres fases. A continuación, se presenta el análisis realizado sobre cada uno de estos experimentos

4.2.1 Análisis de un experimento de inyección de agua (Exp 4). El experimento consiste en una inyección de agua a tasa constante de 0.5 cc/min, los resultados obtenidos de diferencial de presión y producción de aceite a diferentes tiempos de prueba se ingresan en la herramienta implementada para realizar la estimación de las permeabilidades relativas. Los valores iniciales de búsqueda y los obtenidos después de la estimación se muestran en la Tabla 18, mientras que, el ajuste inicial y el ajuste final después de la optimización se muestran en la Figura 46 y la Figura 47, respectivamente.

Tabla 18. Parámetros estimados para el Exp 4

	Nw	No	Sor	Krw @ Sor
Inicial	2.26	4.40	0.3540	0.5587
Final	1	4.59	0.3430	0.3609

Figura 46. Ajuste inicial para el Exp 4 – antes de realizar la estimación

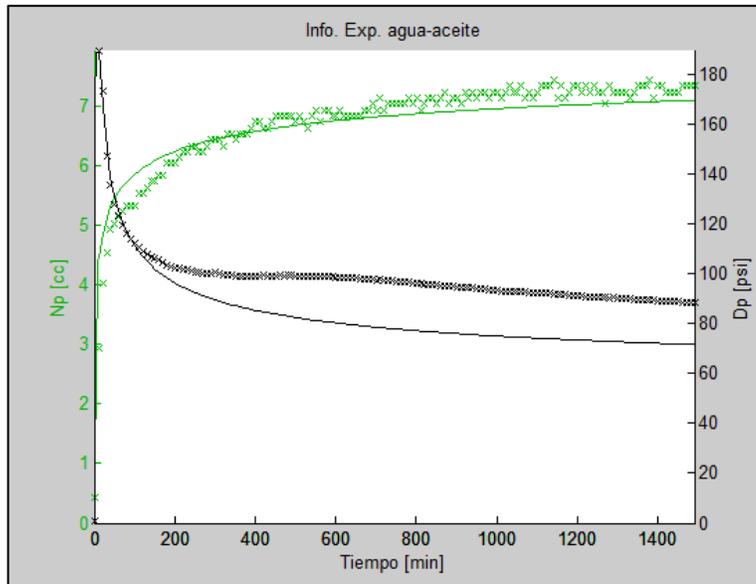
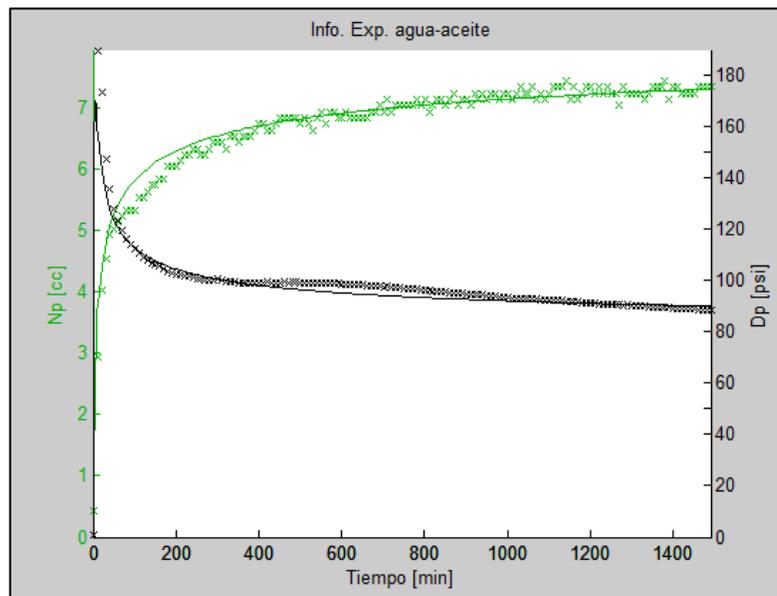


Figura 47. Ajuste final para el Exp 4 después de finalizar la estimación



Con el fin de validar los resultados obtenidos, se realiza una comparación de los resultados obtenidos por medio del software propuesto con los obtenidos utilizando el software SENDRA. Es importante señalar que, con el fin de que los resultados puedan ser comparados, en ambos casos se utilizan las mismas condiciones para la estimación, es decir, se usa la misma representación funcional para las curvas (Corey), los mismos parámetros de ajuste con los mismos valores iniciales, y la misma presión capilar despreciable entre otros. El ajuste obtenido por medio de las dos herramientas y las curvas de permeabilidad relativa estimadas se muestran en la Figura 48 y la Figura 49, respectivamente. En este caso, el algoritmo propuesto (Estimado) parece obtener un ajuste más cercano en lo relacionado con el gradiente de presión; también, las curvas estimadas para el aceite son iguales para las dos herramientas, mientras que la curva de agua muestra una diferencia notable.

Figura 48. Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el Exp 4

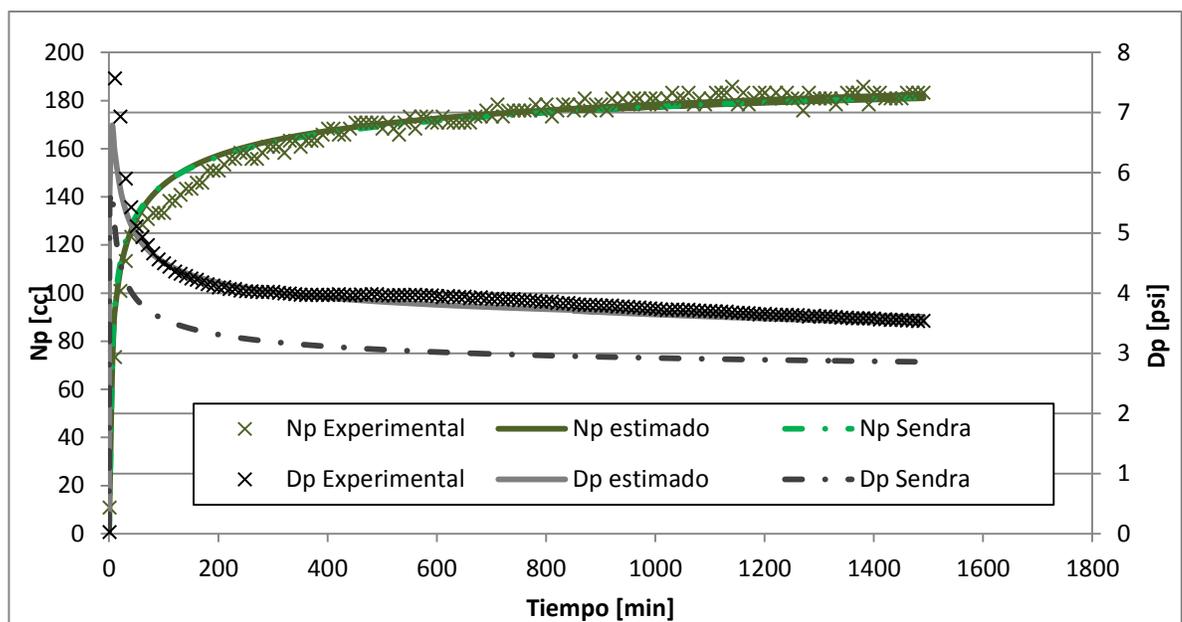
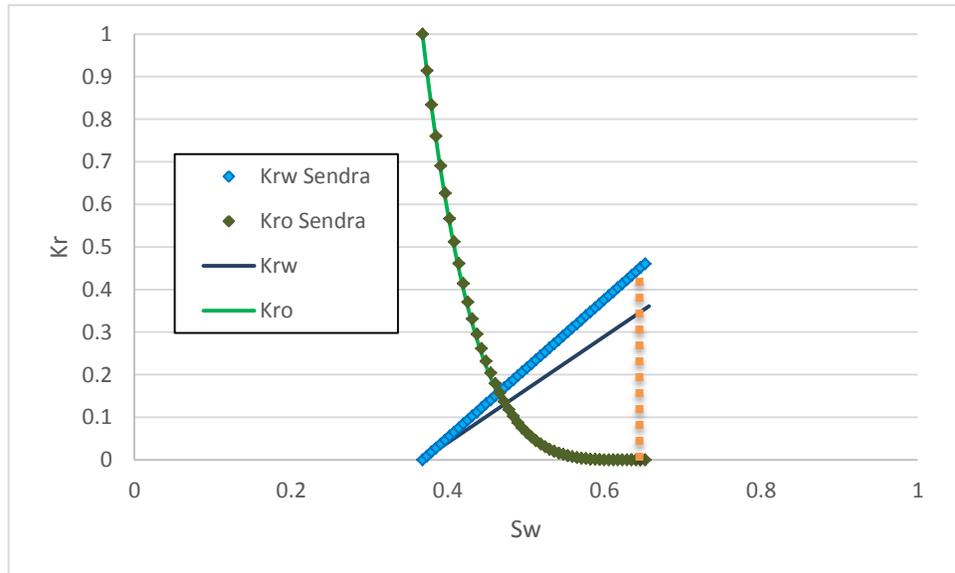


Figura 49. Comparación de curvas estimadas con dos herramientas diferentes para el Exp 4



Un análisis adicional se realiza utilizando el software Sendra, pero esta vez se seleccionan como parámetros iniciales, los parámetros finales obtenidos con el software propuesto. El ajuste obtenido se muestra en la Figura 50. En este caso, el ajuste obtenido por Sendra es bueno (y es prácticamente igual al obtenido por el algoritmo desarrollado) tanto para el aceite producido como para el diferencial de presión; las curvas de permeabilidad relativa obtenidas se muestran en la Figura 51, donde también se muestra la comparación con las curvas obtenidas por el software desarrollado. Obsérvese que, las curvas del agua muestran ahora mayor similitud, mientras que las curvas de aceite permanecen prácticamente iguales. Lo anterior muestra que la herramienta desarrollada funciona de manera efectiva para determinar permeabilidades relativas en sistemas agua-aceite.

Por otro lado, es importante señalar que, el hecho de que se obtengan diferentes resultados con la herramienta Sendra, dependiendo de los valores iniciales escogidos,

muestra que esta herramienta también es sensible a los valores iniciales de búsqueda y la presencia de mínimos locales.

Figura 50. Segunda Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el Exp 4

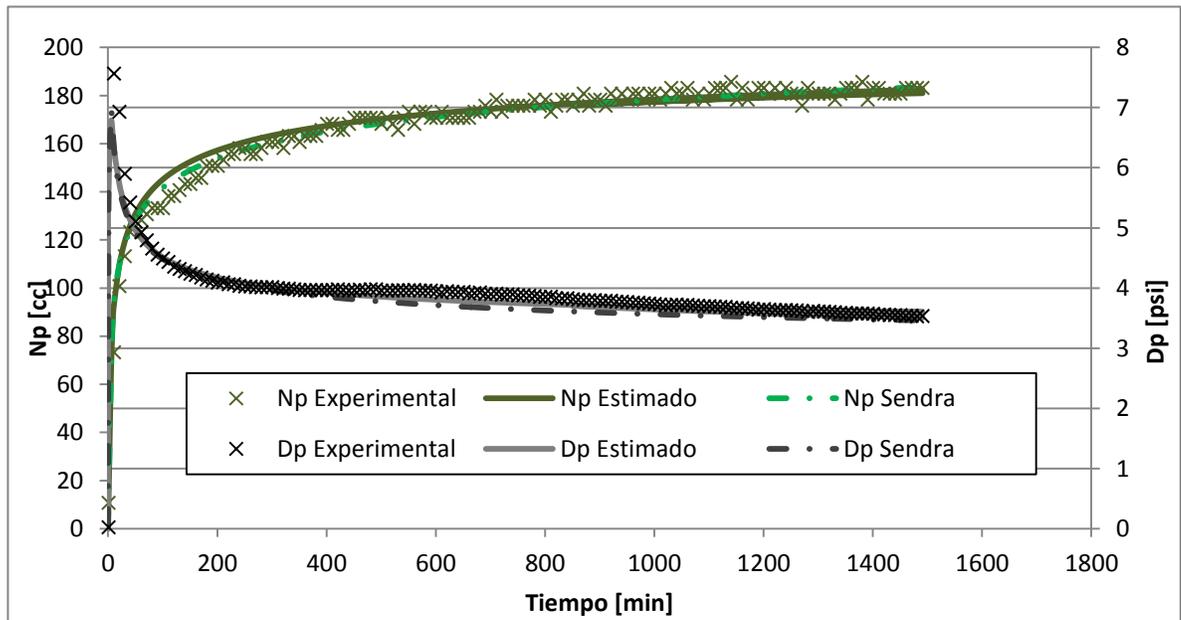
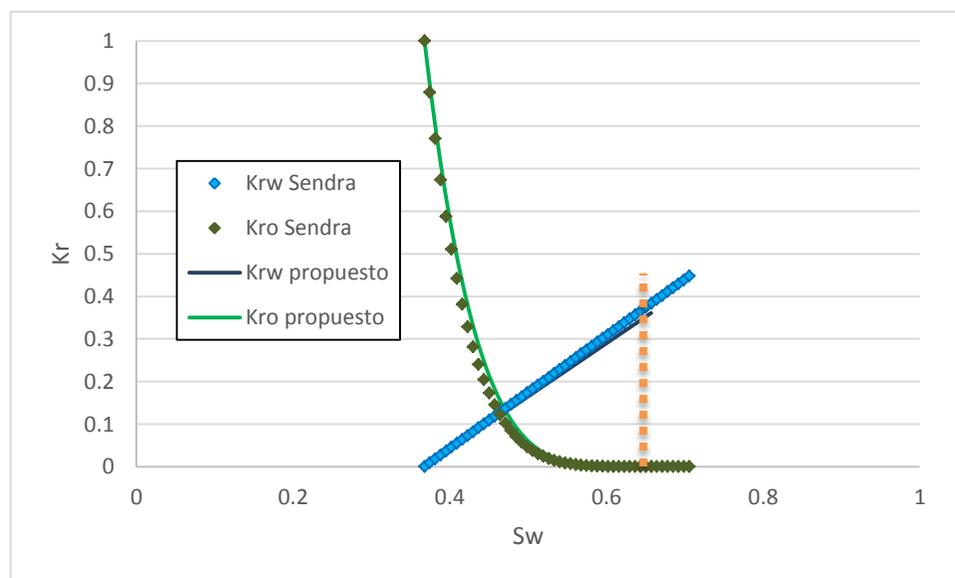


Figura 51. Segunda comparación de curvas estimadas con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 4



Finalmente, la saturación residual de aceite obtenida para el experimento fue de 0.354, por lo tanto, las partes de las curvas que se encuentran por encima de saturación de agua igual a 0.646, son sólo extrapolaciones de las curvas de acuerdo a su representación funcional. Estas extrapolaciones se dan debido a que los “*end points*” se toman como parámetros de ajuste, para permitir que las ecuaciones de Corey se ajusten mejor. El límite de saturación residual de aceite, se marca en la Figura 49 y la Figura 51, con una línea vertical amarilla.

4.2.2 Análisis de un experimento de inyección de gas en dos fases (Exp 5). El experimento consiste en una inyección de gas a tasa constante de 1 cc/min. Se utilizan la misma roca y los mismos fluidos del experimento anterior. Los datos obtenidos de producción de aceite y diferencial de presión, se utilizan para estimar permeabilidades relativas por medio de la herramienta desarrollada y del software Sendra; en ambos casos se toman como parámetros de ajuste las curvaturas, la saturación residual de aceite al gas y la permeabilidad relativa del gas en este punto. Es importante señalar que las saturaciones residuales encontradas son sólo parámetros de la representación funcional de la curva y no son estrictamente los valores de saturación residual obtenida en el laboratorio. Los valores obtenidos para estos parámetros, se muestra en la Tabla 19.

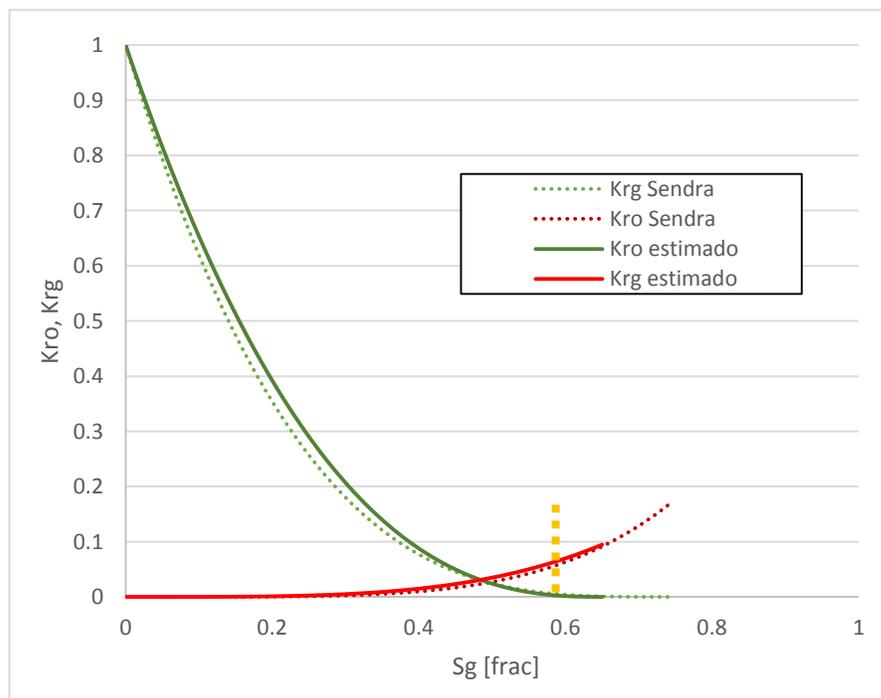
Tabla 19. Parámetros estimados para el experimento Exp 5

	Ng	Nog	Sorg	Krg @ Sorg
Propuesto	3.806	2.547	0.0903	0.0947
Sendra	4.386	3.291	0.0010	0.1578

Es importante señalar que, a pesar que los parámetros estimados por cada herramienta parecen diferir ampliamente entre sí, ambos producen curvas de permeabilidad relativa similares, tal como se muestra en la Figura 52 donde se observa que, a pesar de que la

curva encontrada por Sendra, se extiende más allá que la estimada con la estimada con la herramienta desarrollada, este comportamiento corresponde sólo a una extrapolación de la curva, de acuerdo a su representación potencial, y no quiere decir que se pueda llevar la saturación residual de aceite hasta ese punto; en este caso la saturación residual del aceite al gas, que se obtuvo en laboratorio corresponde a 0.156 (adicionalmente se tiene una saturación de agua irreducible de 0.2569) y se muestra en la figura con una línea vertical amarilla punteada.

Figura 52. Comparación de curvas estimadas por medio de dos herramientas para el experimento Exp 5

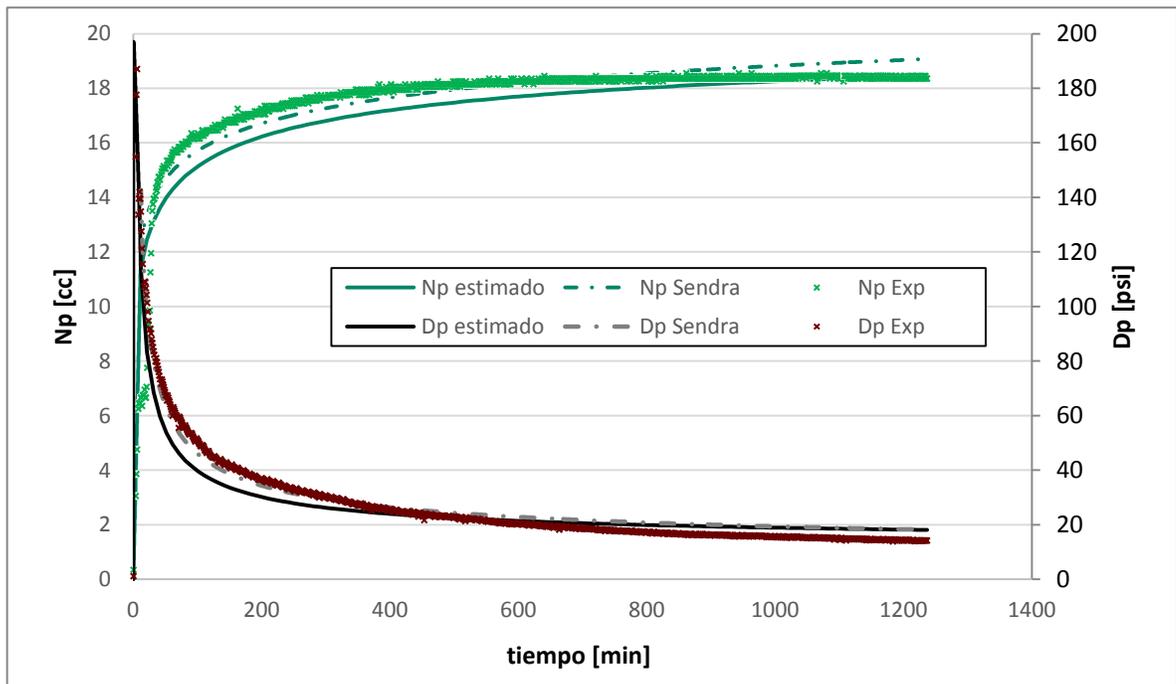


Por otro lado, en la Figura 53 se muestra que, ambos simuladores (tanto Sendra, como el desarrollado en este trabajo), logran obtener un buen ajuste de los datos experimentales con los simulados. El algoritmo propuesto se ajusta mejor en los tiempos iniciales y finales del experimento, mientras que Sendra muestra mejor ajuste en los tiempos intermedios.

Sin embargo, en la Figura 52 se observa que, las curvas obtenida son prácticamente las mismas, de manera que se puede inferir que el desempeño de ambas herramientas fue el mismo.

Adicionalmente, se resalta que, los resultados son bastante sensibles a la curva de permeabilidad relativa del aceite, por lo tanto, se puede decir que existe una baja incertidumbre respecto a su determinación.

Figura 53. Comparación de ajuste con dos herramientas diferentes para el experimento Exp 5



4.2.3 Análisis del experimento de inyección de gas después de la inyección de agua (Exp 6). El experimento consiste en inyección de gas a una tasa constante de 1 cc/min, después del experimento de inyección de agua, que lleva la roca a saturación de aceite residual al agua (Exp 4). Los resultados de producción de agua y aceite, y de

diferencial de presión se ingresan en la herramienta implementada para la determinación de permeabilidades relativas de dos y tres fases.

Es importante señalar que este experimento no fue realizado de acuerdo con el diseño experimental propuesto en el presente trabajo, y por lo tanto, fenómenos como la histéresis pueden tener efectos mayores sobre el flujo de fluidos; similarmente, debido a la poca saturación de aceite que se encuentra presente al iniciar la inyección de gas, en este caso, la permeabilidad relativa del aceite en tres fases, tiene un efecto menor sobre los datos medidos y por lo tanto, la incertidumbre en su estimación es mayor.

El ajuste obtenido con la primera suposición de parámetros puede apreciarse en la Figura 54, mientras que los valores iniciales supuestos para este caso y los finales determinados después de la estimación se muestran en la Tabla 20. Por otro lado, el ajuste final obtenido se muestra de manera gráfica en la Figura 55, donde el color azul representa producción de agua mientras que la verde representa producción de aceite.

Figura 54. Ajuste obtenido con la suposición inicial para el experimento Exp 6

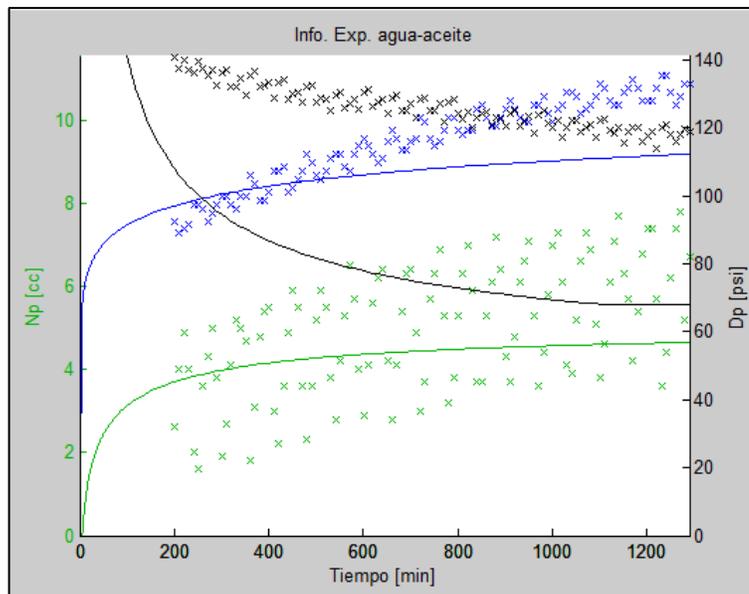
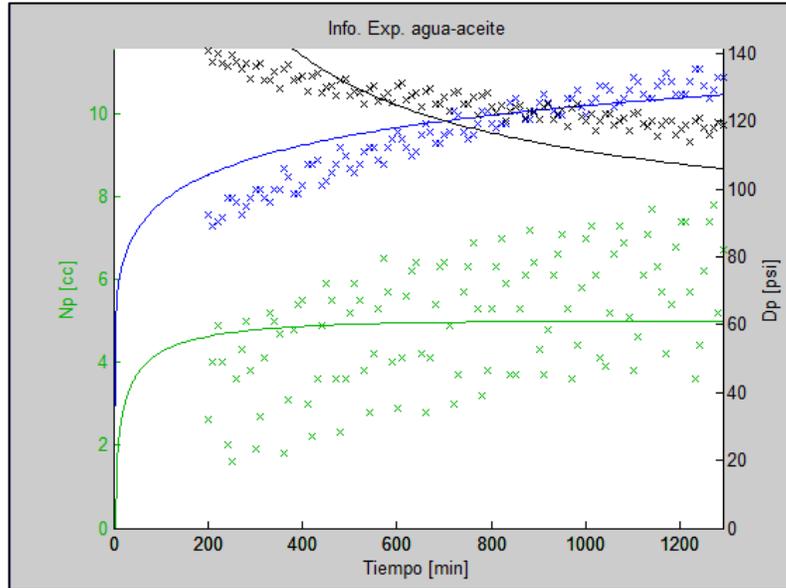


Tabla 20. Valores iniciales y finales de búsqueda para el experimento Exp 6

	Nw	No	Sorw	Krw @ Sor	Swcg	Sorg	Krg@Sorg	Ng	No	t ₁	t ₂
Inicial	5.987	4.221	0.3500	0.597	0.217	0.117	0.0384	2.743	3.972	2.012	1.972
Final	6.495	4.236	0.3395	0.1475	0.06875	0.107	0.01942	3.201	4.010	2.012	1.970

Figura 55. Ajuste final obtenido después de la estimación para el experimento Exp 6



De los resultados obtenidos se puede observar que el ajuste obtenido es aceptable, aunque la simulación no reproduce totalmente el comportamiento de la información experimental, este ligero desfase puede deberse a varias razones, por ejemplo, efectos de histéresis en la fase agua o de segregación gravitacional del gas a lo largo del tapón generados por la posición horizontal de la roca, que en este caso se verán más pronunciados, debido a la longitud de la roca (aproximadamente 17 cm).

Las permeabilidades relativas de agua-aceite y gas-aceite estimadas se muestran en la Figura 56 y la Figura 57, respectivamente; las curvas isopermas estimadas para el aceite en tres fases, se pueden apreciar en la Figura 58.

Figura 56. Permeabilidades relativas agua-aceite estimadas para el experimento Exp 6

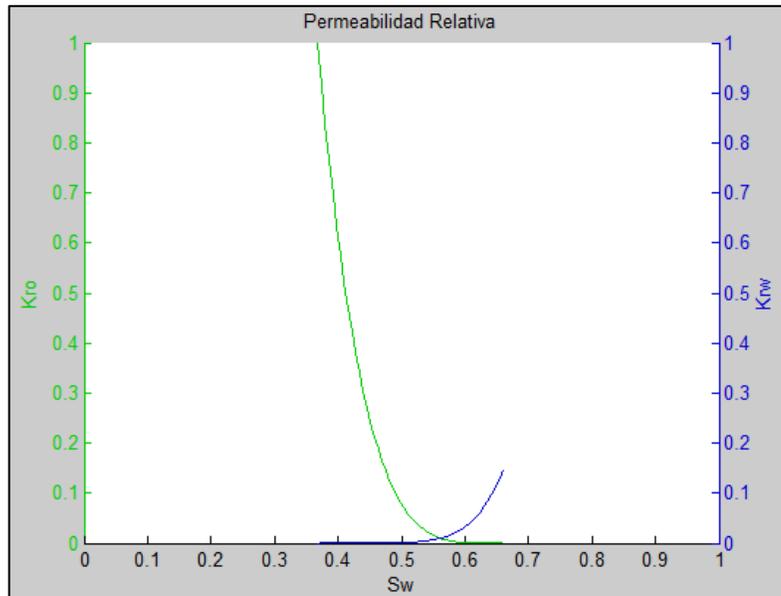


Figura 57. Permeabilidades relativas gas-aceite estimadas para el experimento Exp 6

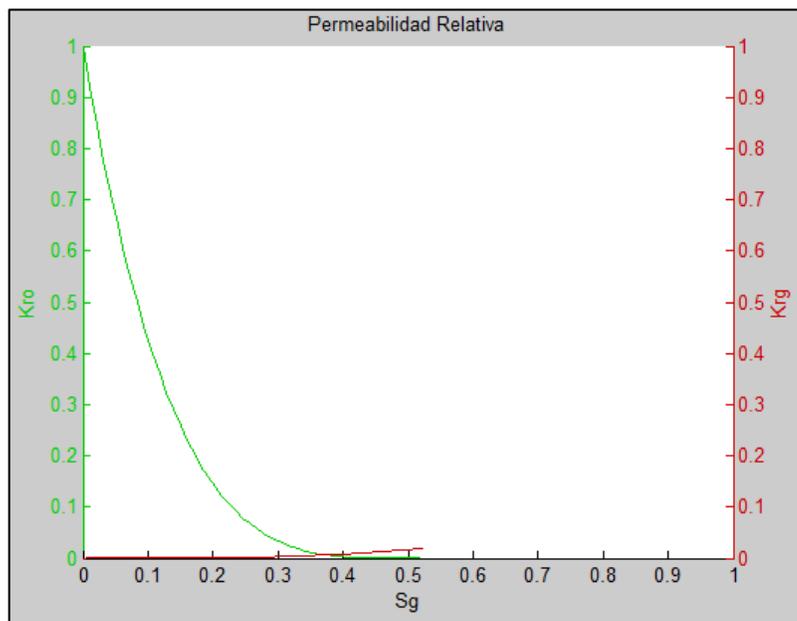
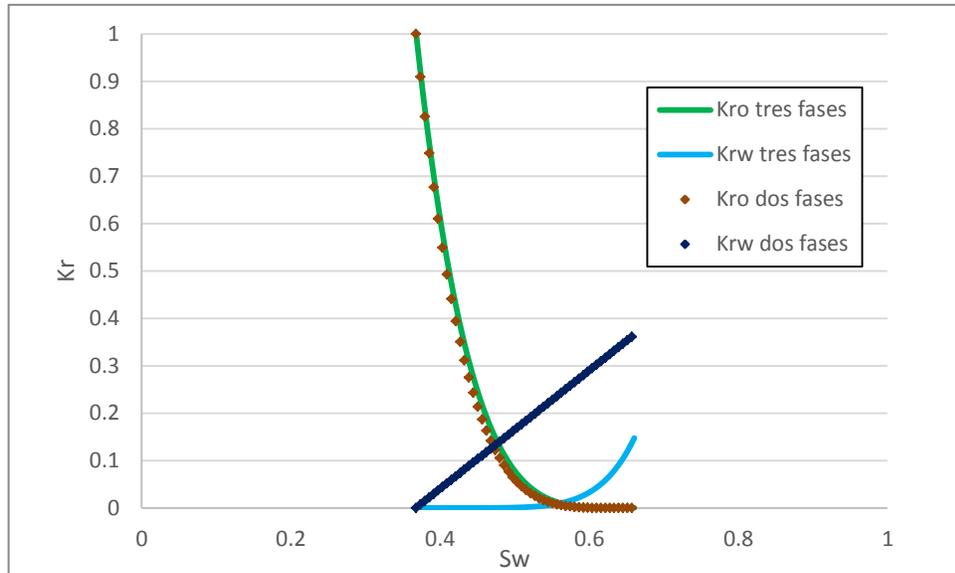


Figura 59. Comparación de curvas de permeabilidad relativa del agua para los experimentos Exp 4 y Exp 6



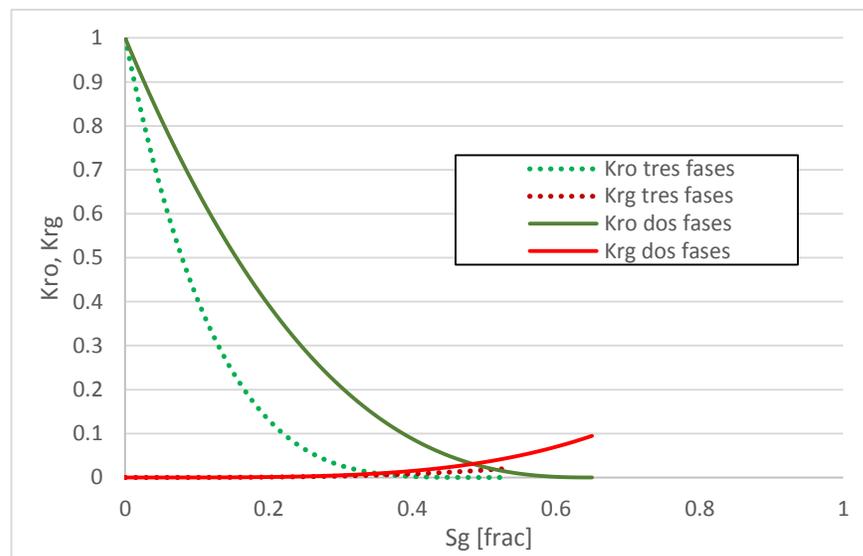
Por otro lado, para este caso particular, las permeabilidades relativas del agua estimadas con los datos de dos o tres fases, difieren notablemente, de manera que, se puede inferir que, la presencia de fenómenos como la histéresis puede haber generado un comportamiento diferente al esperado, provocando que sea necesario cambiar la curva del agua para lograr el ajuste. Es importante recordar que, estos experimentos no fueron realizados totalmente de acuerdo al montaje y protocolos experimentales propuestos en el presente trabajo, debido a que, la inyección de gas se inicia después de obtener saturaciones de agua máximas (las cuales desde el punto de vista práctico no estarán asociadas a un posterior incremento en la saturación gas, sea de por inyección o empuje natural), lo que hace más notable los efectos de histéresis que se puedan presentar; debido a esto, los resultados obtenidos en este análisis no son tan concluyentes como los mostrados en la sección anterior, y sirven más para probar la viabilidad o las limitaciones de aplicar el método de análisis propuesto a otro tipo de experimentos. De igual manera

es importante señalar que, con la aplicación de este método a este juego de datos experimentales, se logra concluir que, para este caso de estudio, la inyección de gas favorece la movilidad del aceite, tal como se muestra en la Figura 58, lo que permite inferir a su vez que la aplicación de un proceso WAG puede ser beneficiosa.

Nótese que, el cambio de comportamiento observado en la curva del agua, se ajuste bien descrito en la teoría de la histéresis descrita por Killough (1976).

Por otro lado, se realiza una comparación similar a la anterior, con las curvas de gas, la cual se muestra en la Figura 60, donde se ve que, la curvatura para el gas es similar en ambos casos, lo que es coherente con la teoría que dice que la permeabilidad relativa del gas es función únicamente de su propia saturación.

Figura 60. Comparación de curvas de permeabilidad relativa gas-aceite para los experimentos Exp 5 y Exp 6



En contraste, las curvas de permeabilidad relativa del aceite estimadas son diferentes, lo que no coincide con la teoría, la cual afirma que deberían ser iguales, pues los cambios

que se producen por tener involucrada una tercera fase, deberían verse representados por la superficie de tres fases, sin alterar las curvas conocidas de dos fases, sin embargo, se debe recordar que, las curvas estimadas para el caso de tres fases están sometidas a incertidumbre debido a que se dieron elevados grados de libertad al problema inverso, y es puede suceder que la solución obtenida, sea una de las posibles múltiples soluciones que pueden existir

Finalmente, se señala que, para lograr este ajuste, fue necesario que el autor intentara con diferentes parámetros iniciales debido a que este problema presenta mínimos locales que no satisfacen del todo el ajuste, nuevamente, esto parece deberse la complejidad adicional que producen la histéresis y las fuerzas gravitacionales.

4.2.4 Análisis de los experimentos de dos y tres fases para el segundo grupo de datos (Exp 4, Exp 5 y Exp 6). En esta sección, se realiza el mismo análisis propuesto en la sección 4.1.2.3, donde se usa simultáneamente la información de los experimentos de dos fases y tres fases para estimar las permeabilidades relativas de tres fases y validar el comportamiento obtenido respecto a lo que se puede estimar por modelos de predicción, para este caso particular, el modelo de Stone II.

Primero se procede a realizar la simulación del experimento Exp 6, utilizando el modelo de Stone II para la permeabilidad relativa del aceite en tres fases. Se debe recordar que, este experimento consiste en la inyección de gas en la roca, después de que se ha desplazado agua, hasta llevar a saturación residual de aceite, y que durante la realización del mismo se observa movimiento simultáneo de las tres fases.

Las isopermas obtenidas con el modelo de Stone II, se muestran en la Figura 61, mientras que los resultados de la simulación, se muestran en la Figura 62.

Figura 61. Curvas Isopermas de permeabilidad relativa del aceite para los experimentos Exp 4, Exp 5 y Exp 6 por medio del modelo de Stone II

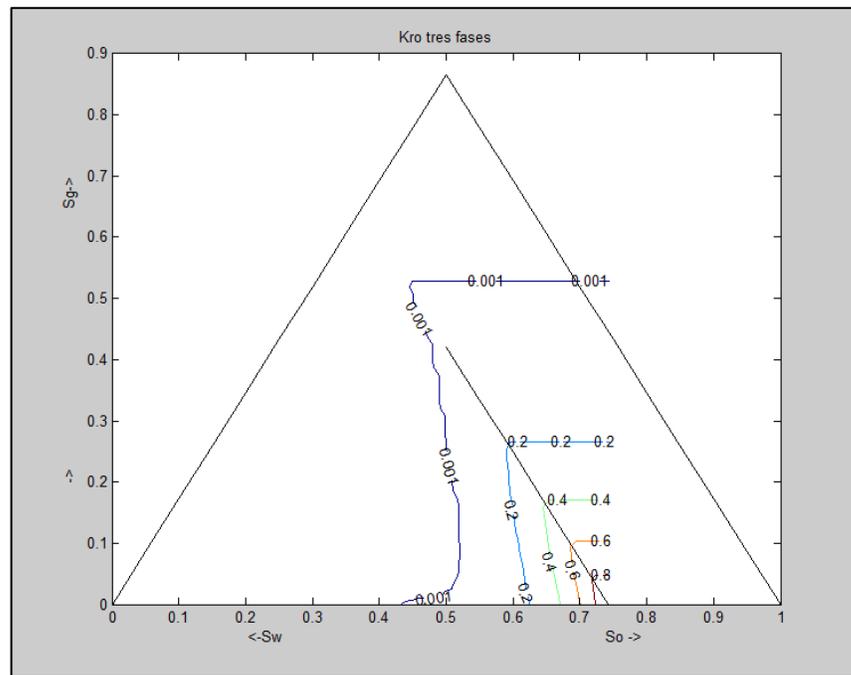
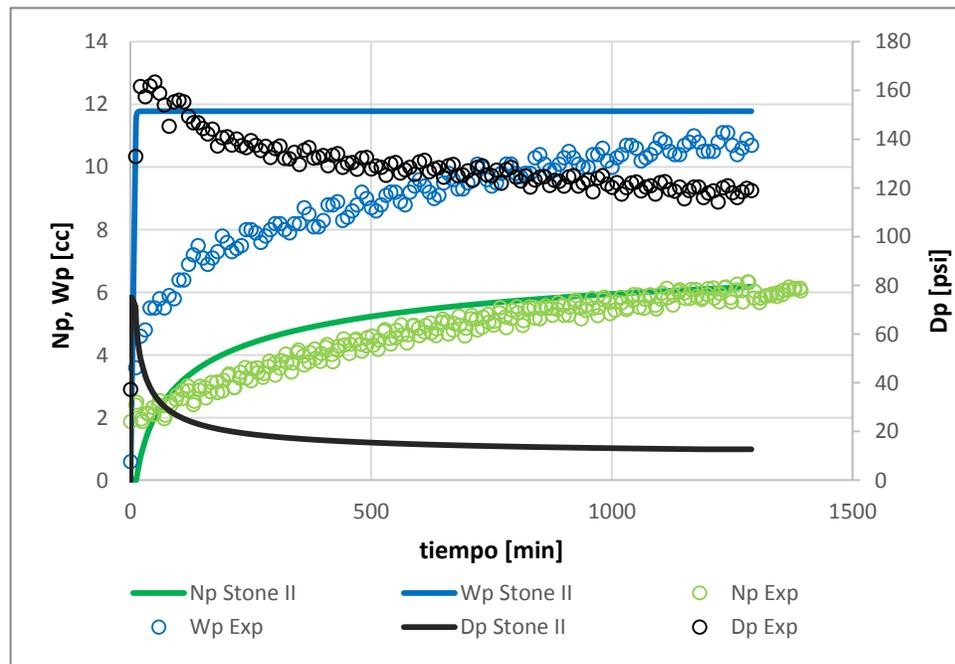


Figura 62. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 usando el modelo clásico de Stone II



En este caso se observa que, no se obtiene un ajuste entre lo observado en el laboratorio y la simulación realizada, y se puede evidenciar cómo el modelo de Stone II estima de manera aceptable la producción de aceite (no es posible una conclusión acertada debido a la dispersión de los datos) que se obtienen en el laboratorio, pero subestima de manera amplia el diferencial de presión. El comportamiento de la producción de agua tampoco se predice adecuadamente, pues la simulación muestra una producción abrupta que se detiene al alcanzar un recobro elevado (aproximadamente 12 cc), mientras que el experimento evidenció que la producción se realiza de una manera más lenta, alcanzando un menor recobro. Es importante señalar que se realizó escalamiento de las curvas del sistema agua aceite, debido a que el “*end point*” de saturación irreducible de agua es diferente en los experimentos Exp 4 y Exp 6; nótese también, que la permeabilidad efectiva del aceite a Swirr en el caso de Exp 4 es más elevada, debido a que se obtiene una saturación de agua irreducible menor.

Lo anterior indica que el modelo de Stone II no describe adecuadamente el flujo de tres fases, sin embargo, es importante señalar que, el desplazamiento se realiza una vez se ha extraído todo el aceite posible por medio de la inyección de agua, y que el recobro de aceite adicional, se debe a que la presencia de gas favorece la reducción del aceite residual, de manera que, las permeabilidad relativa del aceite en tres fases tiene un efecto poco relevante sobre los resultados de la simulación; en otras palabras, el movimiento de los fluidos está gobernado preferencialmente por las permeabilidades del agua y del gas (aunque la permeabilidad relativa del aceite al gas puede tener efecto leve dependiendo del estado de saturaciones).

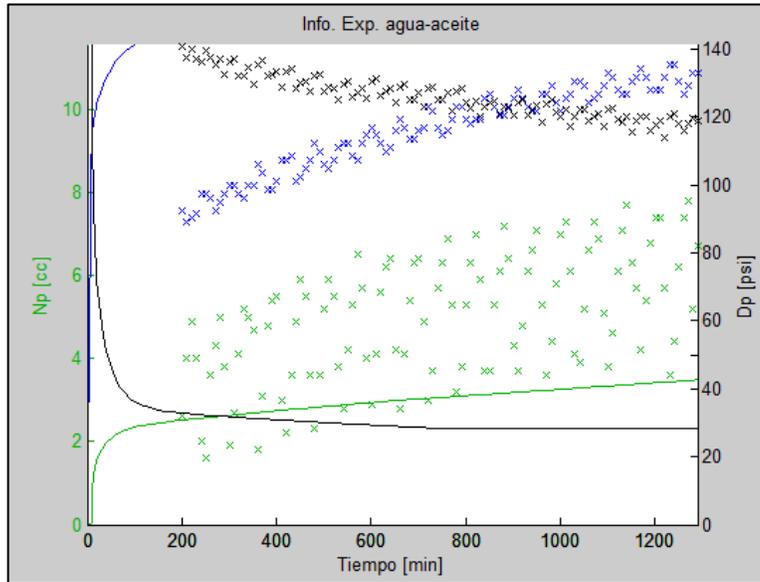
Después de probar el modelo clásico de Stone II, se procede a permitir que los exponentes t_1 y t_2 , sirvan como parámetros de ajuste y se ejecuta el algoritmo propuesto,

el resultado obtenido se muestra en la Figura 63, donde se observa que, tampoco en este caso se logra obtener un buen ajuste, incluso, se encuentra que los resultados no fueron sensibles al modelo de permeabilidades relativas del aceite, tal como se expresó en el anterior párrafo, esto es lógico si se tiene en cuenta que el aceite siempre se encuentra a condiciones residuales durante el desplazamiento, de manera que se puede afirmar, que protocolo bajo la cual se realiza este último experimento no es adecuado para aplicar la metodología propuesta en el presente trabajo.

Por otro lado, del resultado se puede inferir que las permeabilidades relativas del agua y del gas para tres fases son diferentes a las de dos fases, contradiciendo la suposición de los modelos de predicción (ej. Stone I, Stone II, Baker, Kokal y Maini, etc.) y la teoría de simulación de yacimientos (Aziz & Settari, 1979) (Ertekin, et al., 2001), pero coincidiendo con los autores que han trabajado en la determinación experimental de permeabilidades relativas de tres fases (Mejia, et al., 1996) (Nordtvedt, et al., 1997) (Akhlaghinia, et al., 2014).

Con el fin de lograr un ajuste de la simulación con los datos experimentales, se propone realizar dos análisis adicionales. El primero consiste en permitir que todos los parámetros sirvan para el ajuste, de la misma manera que se hizo en la sección inmediatamente anterior, con la diferencia de que, en este caso, se toman como parámetros iniciales de búsqueda, los estimados para los sistemas de dos fases, de forma que, se espera obtener una solución diferente a la obtenida antes; en caso de que esto suceda, se puede inferir que esta última debe ser más acertada, debido a que se inició la búsqueda desde un punto de partida que se supone está más cerca de la solución real.

Figura 63. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 modificando parámetros del modelo de Stone II



Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 64, mientras que los parámetros estimados se presentan en la Tabla 21.

Figura 64. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 cuando se usan valores iniciales correspondientes a la teoría de Stone II

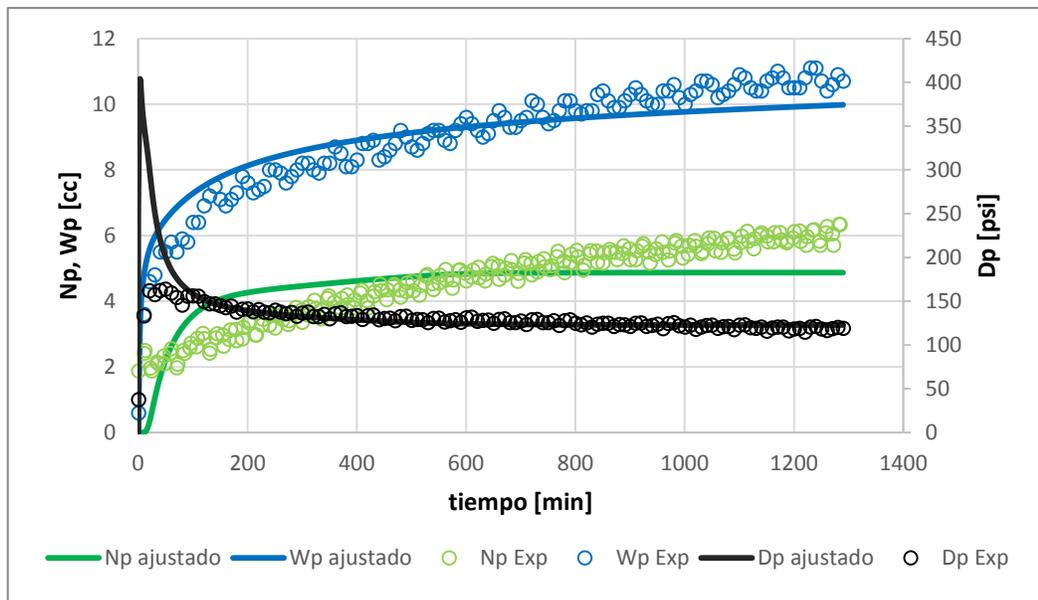


Tabla 21. Parámetros finales estimados para el Experimento Exp 6

	Nw	No	Sorw	Krw@ Sor	Swcg	Sorg	Krg@ Sorg	Ng	No	t ₁	t ₂
Inicial	1	4.59	0.343	0.3609	0.217	0.117	0.0903	3.806	2.547	1	1
Final	5.088	4.518	0.3132	0.4594	0.2105	0.1697	0.0150	1	2.477	0.740	0.945

En este caso, se obtiene un mejor ajuste que el logrado en la sección anterior (ver Figura 55), incluso para los primeros tiempos de prueba que no fueron descritos adecuadamente por el anterior ajuste. Similarmente, nótese que las tendencias de las variables simuladas en este caso, son más acordes con el comportamiento real esperado en el laboratorio, y no tienden a alejarse de los resultados experimentales cuando el tiempo de prueba es mayor.

Las curvas de permeabilidad relativa estimadas de dos y tres fases, estimadas para este caso se presentan de la Figura 65 a la Figura 67.

Figura 65. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite estimadas para el Exp 6 con las nuevas condiciones iniciales

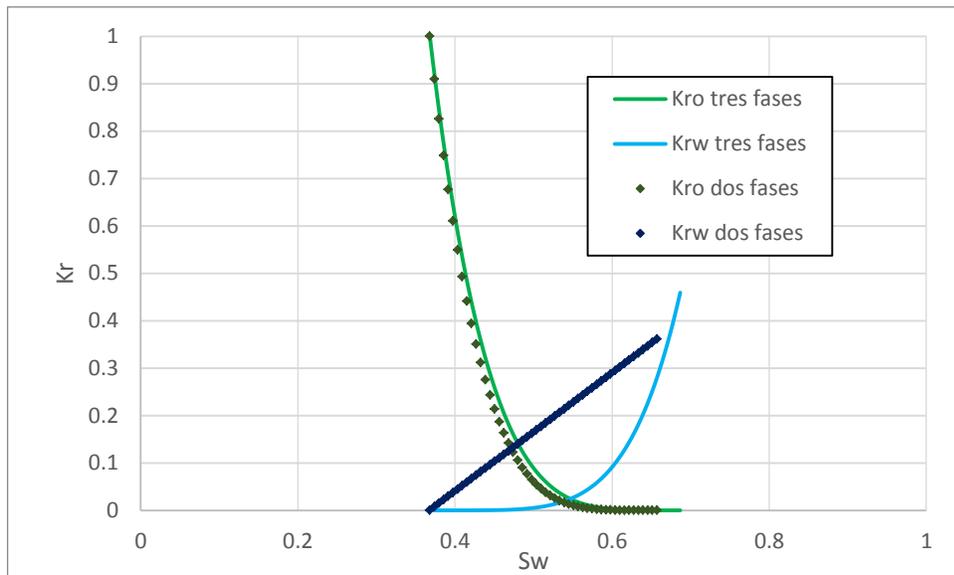


Figura 66. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite estimadas para el Exp 6 con las nuevas condiciones iniciales

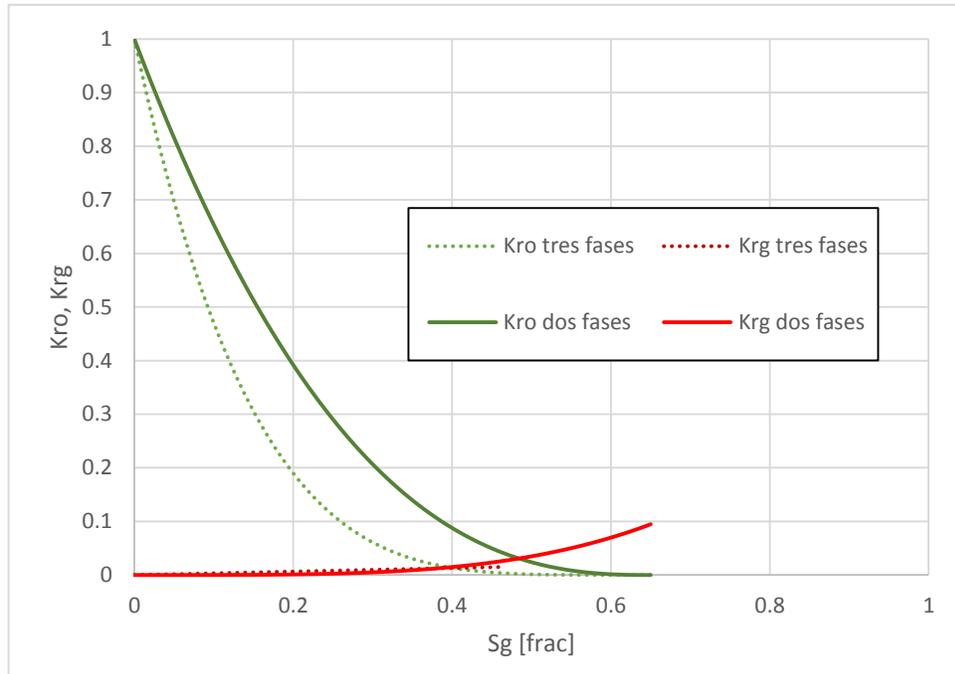
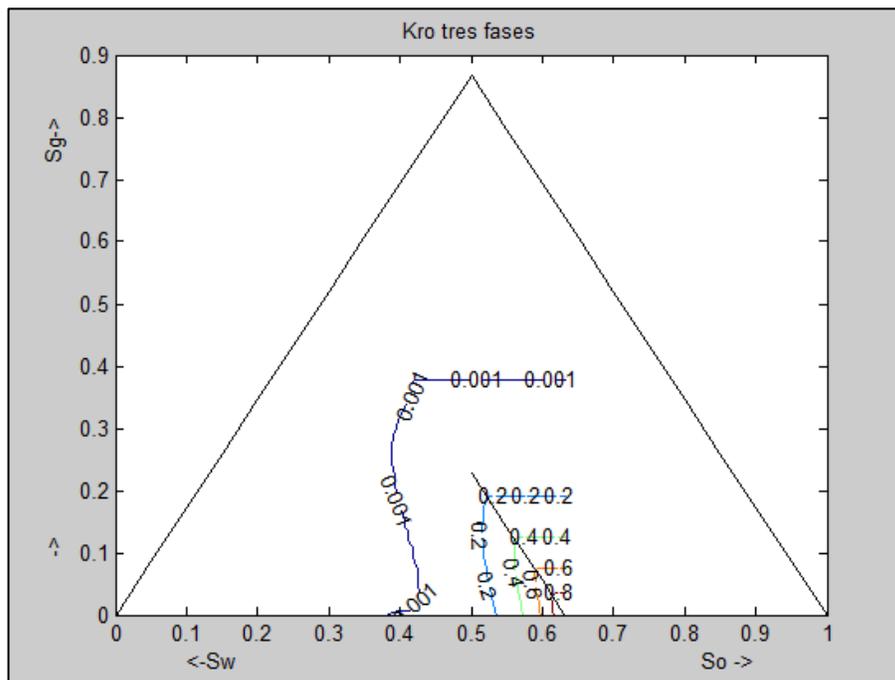


Figura 67. Líneas isopermas de permeabilidad de aceite, estimadas para el Exp 6 con las nuevas condiciones iniciales



Las curvas estimadas ahora difieren a las estimadas en el análisis previo cuando no se usó la información de dos fases para los valores iniciales de búsqueda (Ver sección 4), pero hay una concordancia mayor con la teoría, por ejemplo, la curva de agua determinada ahora, exhibe el comportamiento típico descrito por Killough (1976) para la histéresis. De igual manera, las curvas de permeabilidad relativa del aceite al agua y del gas, siguen coincidiendo de buena manera entre lo estimado para dos y tres fases. Finalmente, el cambio en el comportamiento de la curva del aceite, en el sistema gas-aceite, puede atribuirse a la diferencia en la cantidad de agua irreducible determinada para los experimentos de dos y tres fases.

De lo expresado anteriormente, se puede concluir que, la metodología propuesta pudo estimar correctamente las permeabilidades relativa de dos y tres fases que describen el flujo observado en el laboratorio, incluyendo los efectos de histéresis y demás fenómenos que generan diferencias entre las curvas de dos y tres fases.

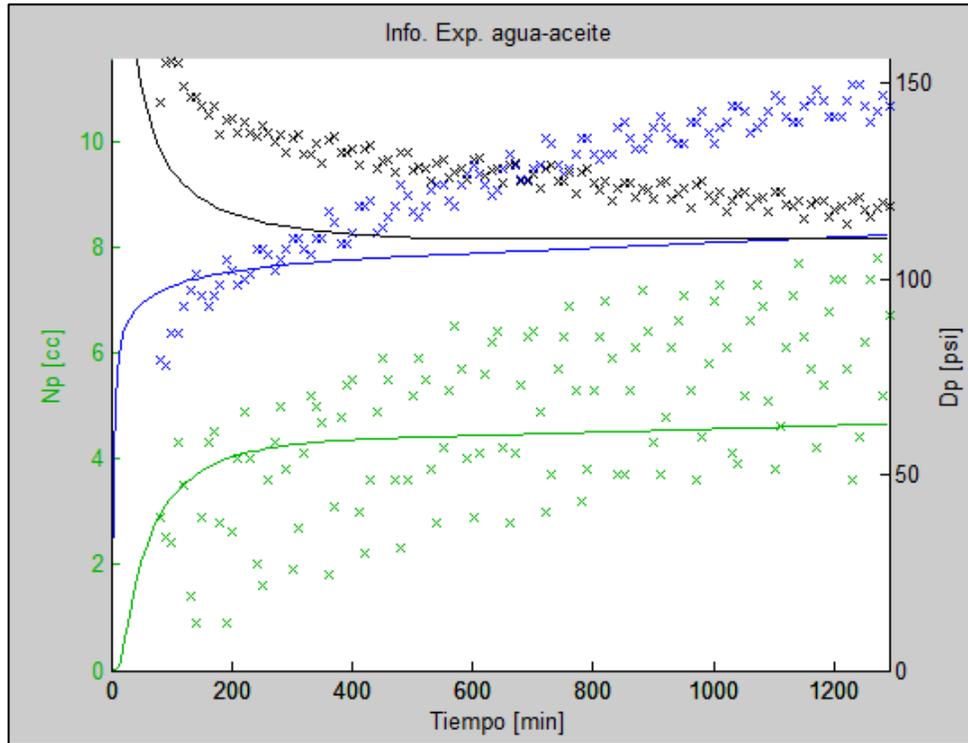
Por otro lado, el modelo de Stone II no puede reproducir adecuadamente lo observado en el laboratorio, debido a que se presenta el fenómeno de histéresis en la fase agua, que no está contemplado en su matemática.

Finalmente, es importante señalar que, la metodología propuesta, presenta la ventaja de poder modelar el cambio de la saturación de agua irreducible al agua, lo cual produce en este caso, un incremento en la cantidad de agua final producida.

Como se mencionó, se propone un segundo análisis que consiste en permitir que se varíen todos los parámetros excepto los exponentes propuestos para Stone II (t_1 , t_2) y el cambio de la saturación irreducible de agua (S_{wcg}), esto con el objetivo de encontrar las curvas de permeabilidad relativa de dos fases que se deberían ingresar en un simulador

convencional que funcione usando el modelo de Stone II (CMG-IMEX por ejemplo), si se quiere representar la respuesta encontrada en el laboratorio.

Figura 68. Ajuste de la simulación del experimento Exp 6 después de variar las permeabilidades relativas de dos fases y usando el modelo de Stone II



El ajuste obtenido se muestra en la Figura 68, donde se observa que, no se logra reproducir correctamente lo observado experimentalmente, especialmente, porque no se puede modelar la recuperación adicional de agua debido al gas, por la reducción de su saturación irreducible, esto confirma que, debido a que los modelos predictivos (como los de Stone I y II) asumen que la permeabilidad relativa del agua no cambia en tres fases, en algunas ocasiones, son incapaces de replicar acertadamente el flujo simultáneo de tres fases; estos resultados también confirman que el enfoque propuesto para modelar el

cambio de la saturación irreducible del agua en tres fases, es de gran utilidad para la descripción de las permeabilidades relativas.

4.3 Recopilación de la metodología

A continuación, se muestra una síntesis del procedimiento metodológico propuesto para la estimación de permeabilidades relativas de dos fases y tres fases:

1. Definir el medio poroso al que se le determinará la permeabilidad relativa.
2. Establecer las condiciones de temperatura y contrapresión (BPR). La temperatura elegida puede ser la del laboratorio, si se tiene en cuenta el escalamiento de las viscosidades como se define en el protocolo expuesto en la sección 3
3. Definir los fluidos a utilizar. La viscosidad de estos a la temperatura del experimento debe ser conocida o estimada.
4. Realizar un experimento de waterflooding de acuerdo al protocolo mostrado en la sección 3
5. Realizar un experimento de gasflooding de acuerdo al protocolo mostrado en la sección 3
6. Realizar un experimento de tres fases de acuerdo al protocolo mostrado en la sección 3.1.2
7. Estimar las curvas de permeabilidad relativa de dos fases utilizando la herramienta computacional implementada, tal como se realizó en el capítulo 4. En el siguiente apartado se presenta de manera más detallada con algunos lineamientos sobre cómo mejorar el análisis.
8. Realizar el análisis del experimento de tres fases, de manera similar al realizado en la sección 4.1.2.3, y evaluar los resultados, si se logra el ajuste, finalizar la

estimación, por el contrario, si el ajuste no se logra, agregar como parámetros de ajuste los relacionados al gas (N_g , K_{rgmax}), los cuales pueden cambiar cuando se ingresa a la zona de tres fases. En el siguiente apartado se presenta de manera más detallada con algunos lineamientos sobre cómo mejorar el análisis.

9. Si en el experimento se observa que la cantidad de agua móvil cambio del sistema de dos fases al sistema de tres fases, se debe considerar usar el valor de la saturación de agua irreducible al gas (Sw_{cg}) como un parámetro de ajuste.
10. Realizar el reporte de resultados mostrando el ajuste obtenido, los parámetros usados en las representaciones funcionales de las permeabilidades relativas y las gráficas obtenidas.

4.3.1 Recopilación de lineamientos para el uso de la herramienta de ajuste. Es esta sección se presenta de manera resumida, los lineamientos propuestos, que se deben seguir cuando se realiza un análisis y ajuste de simulación, utilizando el algoritmo desarrollado, particularmente, lo relacionado con la selección de los parámetros iniciales, los parámetros de ajuste y la verificación de las soluciones encontradas. A continuación, se presenta el procedimiento a seguir durante el ajuste de los experimentos:

1. Cargar la información básica que requiere la herramienta, es decir, información de la roca, los fluidos, el protocolo y los resultados experimentales obtenidos.
2. Como permeabilidad base, en la herramienta se debe ingresar la permeabilidad efectiva del aceite, a saturación irreducible de agua (preferiblemente, la medida a la tasa a la cual se realiza el experimento a analizar). Consecuentemente, la permeabilidad relativa del aceite a saturación irreducible de agua debe ingresarse igual a 1.

3. Como parámetros iniciales del ajuste, ingrese los *end points* (por ejemplo, Sorw, Sorg, Krwmax) determinados directamente del experimento medio de balance de materia y ley de Darcy; para los valores de curvaturas (Now, Nw, Ng, etc.), ingrese valores de 2 y para los exponentes t_1 y t_2 valores de 1.
4. Realizar una simulación previa para comprobar que todos los datos de entrada han sido ingresados correctamente, si se observa algún comportamiento atípico, revisar la información cargada; también revisar que la información experimental (N_p , D_p , etc.) fue correctamente ingresada, para esto, se debe graficar los datos presionando el botón “Visualizar Info. Experimental”.
5. Indicar a la herramienta que para el ajuste se va a utilizar toda la información experimental disponible, marcando los cuadros de comprobación etiquetados como “Utilizar” al lado de cada botón de carga experimental.
6. Guarde los datos de entrada antes de iniciar cualquier estimación

A partir de este punto se debe proceder dependiendo de si se está simulando un caso de dos o tres fases. Para los casos de dos fases aplique lo siguiente:

1. Indicar que todos los parámetros posibles (para este caso 4) serán utilizados en el ajuste, para esto se debe presionar los cuadros de verificación etiquetados como “Ajustar” al lado de cada parámetro.
2. Indicar a la herramienta que inicie la estimación, la cual, al finalizar la primera simulación, mostrará el ajuste que se tiene con la suposición inicial, esta gráfica, así como los parámetros que se muestran en la ventana de trabajo, se actualizarán cada vez que el algoritmo complete una iteración completa. El software itera hasta encontrar una solución, cuando finaliza presenta las curvas estimadas y el ajuste final. Guarde los resultados finales.

3. Si el ajuste obtenido no es satisfactorio, probar lo siguiente: Reiniciar a los parámetros iniciales. Seleccionar como parámetros de ajuste sólo los relacionados con curvatura (N_w , N_o , etc.) e iniciar la estimación con la herramienta, cuando ésta finalice, verificar el ajuste y si aún no es suficiente, agregar como parámetros de ajuste los *end points* (S_{orw} , K_{rwmax} , etc.), de manera que, se activen todos los parámetros de ajuste (no cambie las curvaturas que ya fueron determinadas). Active la estimación con la herramienta de nuevo y revise los resultados. Si quiere mejorar los resultados aún más, desactive nuevamente los parámetros de *end points*, dejando sólo los de curvatura activadas para el ajuste (no reinicie condiciones iniciales), active la estimación con la herramienta. Verifique y almacene los resultados. El procedimiento descrito en este punto ayuda a evitar caer en mínimos locales.

Para los casos de tres fases en los que se tiene certeza de las curvas de permeabilidad relativa de dos fases, aplicar lo siguiente:

1. seleccionar como parámetros de ajuste t_1 , t_2 y Sw_{cg} y realizar la estimación. De lo contrario vaya al paso.
2. Si los resultados no son satisfactorios, agregar los siguiente como parámetros de ajuste: K_{rwmax} , N_w , K_{rgmax} y S_{org} .
3. Si después de lo anterior, aún no se obtiene un buen ajuste, activar todos los posibles como parámetros de ajuste y realizar la estimación. Llegado este punto, el criterio ingenieril puede ser usado para modificar los valores iniciales de búsqueda, para evitar los mínimos locales.

Para los casos de tres fases en los que no se tiene certeza de las curvas de permeabilidad relativa de dos fases, aplicar lo siguiente:

1. Seleccionar como parámetros de ajuste, todos aquellos de los cuales no se tenga certeza o no hayan sido determinados por medio de otro análisis y realizar la estimación.
2. Si después de lo anterior, aún no se obtiene un buen ajuste, activar todos los posibles como parámetros de ajuste y realizar la estimación. Llegado este punto, el criterio ingenieril puede ser usado para modificar los valores iniciales de búsqueda, para evitar los mínimos locales.

Finalmente, es importante señalar que, para el caso de análisis de tres fases, si se permiten más de 4 parámetros de ajuste, exista la posibilidad que aparezcan mínimos locales que conducen el algoritmo a soluciones que no generan un ajuste satisfactorio, en estos casos, es necesario probar con diferentes valores iniciales de búsqueda con el fin de verificar las soluciones encontradas.

5 CONCLUSIONES Y ANÁLISIS FINAL

5.1 Análisis final

Por medio del presente trabajo, se estudia el flujo simultáneo de tres fases dentro del medio poroso y se plantea una metodología para estimar las permeabilidades relativas que describen el fenómeno observado. Los experimentos analizados y las simulaciones realizadas, permiten llegar a diversas conclusiones respecto a las permeabilidades relativas y la calidad de las curvas estimadas de diferentes formas, las cuales se enuncian a continuación.

Respecto a la metodología desarrollada en esta investigación, se encuentra que tanto el procedimiento de análisis, como el diseño de los montajes experimentales, fueron adecuados para la estimación de permeabilidades relativas de dos y tres fases, esto se evidencia en las simulaciones de los experimentos, que reproducen correctamente los resultados observados en laboratorio, cuando se ingresan las curvas estimadas en cada caso, esto valida que las permeabilidades relativas son adecuadas para describir el fenómeno observado.

Se destaca que, como producto adicional, se obtuvo una herramienta computacional funcional implementada en Matlab, la cual permite el ajuste automático y estimación de permeabilidades relativas, no sólo de experimentos de dos fases, sino que también para experimentos de tres fases, algo que comercialmente no se encuentra disponible en el mercado actual. Como funciones adicionales, la herramienta implementada permite generar diagramas ternarios de isopermas de permeabilidad relativa de aceite y su

respectiva representación tridimensional, utilizando el modelo de Stone II (clásico o con la modificación propuesta aquí).

Los módulos de dos fases del programa desarrollado, se validaron comparando su desempeño con una herramienta comercial (SENDRA) y se obtuvieron resultados satisfactorios debido a que los resultados eran prácticamente iguales en todos los casos de estudio.

Respecto al número de experimentos a utilizar y los montajes experimentales propuestos, se puede concluir que, cuando se complementan los desplazamientos de tres fases (de estado no-estacionario) con la información de obtenida de los ensayos de dos fases, tal como se hizo en esta investigación, se reduce la incertidumbre asociada al cálculo y ayuda reducir la posibilidad de que el algoritmo de búsqueda se dirija a mínimos locales que producen soluciones que no describen el problema en su totalidad.

Por otro lado, es importante señalar que, aunque la metodología desarrollada propone iniciar la inyección de gas antes de llegar a saturación residual de aceite al agua, la experiencia registrada con el segundo conjunto de experimentos, muestra que el algoritmo propuesto, también sirve para interpretar experimentos de inyección de gas en rocas a saturación residual de aceite al agua, y en los cuales se obtiene movimiento simultáneo de tres fases.

En lo relacionado con el enfoque clásico encontrado en la literatura para simular los desplazamientos de tres fases, donde las curvas de agua y gas son las mismas para dos y tres fases, mientras que la permeabilidad del aceite se obtiene por un modelo de predictivo que usa la información de los sistemas agua-aceite y gas aceite (en esta investigación se usa Stone II), se encuentra que este tratamiento no es adecuado, ya que

no permitió en los dos casos estudiados, reproducir el comportamiento de tres fases observado en el laboratorio. De manera general, el modelo de Stone II describió de forma aproximada el recobro de aceite, pero sobrestimo el recobro de agua, debido a que, en los tiempos iniciales, donde se han inyectado menos de dos (2) volúmenes porosos el recobro simulado es aproximadamente el doble del registrado en laboratorio.

Por otro lado, respecto a la predicción del diferencial de presión, el modelo de Stone II logra predecir correctamente el diferencial para el primer conjunto de experimentos, pero falla considerablemente para el segundo caso, esto confirma que este tipo de tratamiento no siempre funciona adecuadamente y en lo posible debe verificarse con ensayos como los planteados en este proyecto.

En lo referente a las curvas estimadas tres fases, se encuentra que difieren de las estimadas para dos fases. La comparación de estas curvas permite inferir que, es posible que, el agua está siendo afectada por el fenómeno de histéresis, debido a que el cambio encontrado encaja con la descripción de Killough (1976), para un proceso de imbibición-drenaje, donde la permeabilidad relativa del agua se hace menor en el segundo ciclo (inyección de gas), cuando la dirección del proceso cambia y la saturación de ésta comienza a disminuir, lo que explica por qué, el modelo de Stone II sobre estima la producción de agua; también es posible que la disminución de la permeabilidad relativa se genere debido a la presencia de gas que entorpece el movimiento de la salmuera, sin estar directamente relacionada con la histéresis.

Adicionalmente, del análisis del segundo conjunto de experimentos, se puede deducir que la representación funcional elegida para el agua en tres fases, en donde se permite que su saturación irreducible cambie en función de la saturación de gas, no sólo es

conveniente, sino necesaria para poder modelar correctamente este fenómeno que se evidencia en algunos experimentos.

Por otro lado, en las curvas de gas estimadas se pueden apreciar diferencias entre las curvas de dos y de tres fases, esto indica que, aunque la permeabilidad relativa del gas puede representarse como función de su propia saturación, su estimación es sensible a la historia de saturaciones, no sólo propia, sino que también de las otras fases, en otras palabras, la saturación inicial de agua al iniciar la inyección de gas tiene efecto sobre las permeabilidades relativas estimadas, tal como lo expresa Pérez en su trabajo (2008), de manera general una mayor saturación de agua inicial, produce mayores permeabilidades relativas de gas.

Para el caso del aceite, se observó también que las isopermas de permeabilidad relativa que permiten el ajuste, no coinciden exactamente con las estimadas a partir de la información de los sistemas de dos fases, esto es indicador de que, la modificación propuesta al modelo de Stone II no brinda suficiente flexibilidad para modelar simultáneamente los sistemas de dos y tres fases. Sin embargo, permite estimar las isopermas de tres fases que describen el proceso y que es el fin último de la metodología desarrollada y el presente trabajo de investigación.

Finalmente, de acuerdo a la dependencia observada de la historia de saturaciones, es válido afirmar que las permeabilidades relativas de tres fases pueden verse como representativas de un proceso como tal y no como una propiedad del sistema roca-fluido, esto debe tener en cuenta para futuras investigaciones que busquen una mejor manera de representar el fenómeno de flujo de tres fases.

5.2 Conclusiones finales

- Se obtuvo el método de interpretación adecuado para los experimentos de tres fases, el cual permite el ajuste de la simulación de los mismos, de manera automática, por medio de los algoritmos implementados, en la herramienta computacional desarrollada.
- El modelo de Stone II no es capaz de predecir adecuadamente el flujo de tres fases observado en estos experimentos. Sobrestima la producción de agua y en un caso, subestima el diferencial de presión.
- La fase agua presenta histéresis en la permeabilidad relativa, de manera que las permeabilidades relativas estimadas en tres fases, son menores que las estimadas para el sistema de dos fases.
- La permeabilidad relativa del gas se ve favorecida cuando la saturación de agua inicial es mayor, esto también indica que las saturaciones iniciales (de agua y aceite) al inyectar el gas, tiene impacto sobre los resultados obtenidos.

6 RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos en la presente investigación se realizan las siguientes recomendaciones:

- La herramienta de simulación y optimización implementada en Matlab para el ajuste automático, puede ser llevada al nivel de un software comercial, de manera que cuente con una arquitectura de software adecuada y una programación mejor estructurada con el fin de mejorar su eficiencia y facilitar su interacción con el usuario.
- Se recomienda comprobar el desempeño de la metodología propuesta con diferentes representaciones funcionales de permeabilidad relativa, para el caso del aceite es conveniente encontrar una representación que brinde más flexibilidad que la propuesta aquí, manteniendo igualmente el número de parámetros a estimar bajo.
- Es conveniente extender el algoritmo de interpretación, para que use información relacionada con perfiles de saturación dentro de la roca a diferentes tiempos, los cuales permitirían mejorar considerablemente la estimación al permitir conocer cómo se mueven los fluidos en el medio poroso, esta información puede ser obtenida de herramientas como la tomografía computarizada o la absorción de rayos-X.
- Se recomienda realizar ensayos de estado estacionario para verificar los resultados obtenidos en la presente investigación. Similarmente, se recomienda que se estimen curvas de presión capilar para estudiar su relevancia en los ensayos e interpretación.
- Se recomienda que los estudios de permeabilidad relativa de tres fases, se realicen acompañados de diversas pruebas que permitan caracterizar correctamente la roca, especialmente en lo referente a mojabilidad y distribución de tamaño de poro y de

garganta de poro, debido a que esta información es útil para la interpretación de los fenómenos observados en los experimentos.

- Se sugiere estudiar la posibilidad de usar otros métodos de optimización más robustos para buscar el ajuste automático, de manera que se puede realizar la búsqueda de una forma más eficiente y evitando los mínimos locales.

BIBLIOGRAFÍA

Ahmadloo, F., Asghari, K. & Jamaloei, Y., 2009. Experimental and Theoretical Studies of Three-Phase Relative Permeability. *SPE*, Issue 124538, pp. 1-17.

Akhlaghinia, M., Torabi, F. & Chan, C., 2014. Experimental investigation of temperature effect on three-phase relative permeability isoperms in heavy oil system. *Fuel*, Volumen 118, pp. 281-290.

Aziz, K. & Settari, A., 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. Michigan: Applied Science Publishers.

Baker, L., 1988. Three-Phase Relative Permeability Correlations. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*.

Brooks, R. & Corey, A., 1964. Hydraulic properties of porous media. *Hydrological Papers*, Volumen 3.

Buckley, S. & Leverett, M., 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Trans. AIME*, Volumen 146, pp. 107-106.

Carlson, F., 1981. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-Wetting Phase. *SPE*, Volumen 10157.

Chapra, S. & Canale, R., 2002. *Numerical Methods for Engineers with Software and Programming Applications*. Fourth ed. s.l.:McGraw-Hill.

Chavent, G., Jaffré, J. & Jan, S., 1998. Estimation of relative permeabilities in three-phase flow in porous media. *Inverse Problems*, 15(1).

Chen, A. & Wood, A., 2001. Rate effects on Water-Oil Relative Permeability. *SCA*, Volumen 19, pp. 1-12.

Corey, A., 1954. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. *Prod. Monthly*, 19(1), pp. 38-41.

Donaldson, E., 1966. *Two- and three-phase relative permeability studies*, s.l.: U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, Report 6826.

Ertekin, T., Abou-Kassem, J. & King, G., 2001. *Simulation, Basic Applied Reservoir*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Fassihi, M., 1989. Estimation of relative permeability from low rate, unsteady-state tests - a simulation approach. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 28(3), pp. 29-39.

Fassihi, M. & Potter, G., 2009. Analysis of transient data during relative permeability Measurement Using Steady State Technique. *SPE Technical conference and exhibition held in New Orleans*.

Grattoni, C. & Bidner, M., 1990. History Matching of Unsteady - State Corefloods for Determining Capillary Pressure and Relative Permeabilities. *SPE Latin American Petroleum Engineering Conference held In Rio de Janeiro*.

Green, D. & Willhite, G., 1998. *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Texas: U. of Kansas.

Helset, H., Norvdvedt, J., Skjæveland, S. & Virnovsky, G., 1998. Relative Permeabilities From Displacement Experiments With Full Displacement Experiments With Full. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, pp. 92-98.

- Johnson, E., Bossler, D. & Naumann, V., 1959. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. *Petroleum Transactions*, Volumen 216, pp. 370-372.
- Kianinejad, A., Aminzadeh, B., Chen, X. & DiCarlo, D., 2014. Three-Phase relative permeabilities as a function of flow history. *SPE*, Issue 169083, pp. 1-11.
- Killough, J., 1976. Reservoir Simulation with History-dependent Saturation Functions. *Trans. AIME*, Volumen 261, pp. 37-48.
- Kokal, S. & Maini, B., 1989. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas phase. *40th Annu. Cim. Petrol Soc. Tech. Mtg.*, pp. 1-12.
- Kreig, P. & Watson, A., 1986. Relative-Permeability Estimation From Displacement Experiments: An Error Analysis. *SPE Reservoir Engineering*, 1(2), pp. 175-182.
- Leverett, M. & Lewis, W., 1941. Steady Flow Gas- Oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands. *Trans. AIME*, Volumen 142, pp. 107-117.
- Maini, B., Nicola, F., Goldman, J. & Sarma, H., 1990. Measurements and Estimation of Three-Phase Relative Permeability. *Petroleum Recovery Institute*.
- Mejia, G., Watson, A. & Nordvedt, J., 1996. Estimation of Three-Phase Functions in Porous Media. *AIChE Journal*, 42(7).
- Nordtvedt, J. y otros, 1997. Determination of Three-Phase Relative Permeabilities From Displacement Experiments. *SPE*, pp. 221-226.

- Oak, M., 1990. Three-phase Relative Permeability of Water-wet Berea. *SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa*, pp. 110-128.
- Pejic, D. & Maini, B., 2003. Three-Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Trinidad*.
- Pérez, E. R., 2008. *Diseño de una metodología experimental para la evaluación de permeabilidades relativas en tres fases*, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría (En Ingeniería de Hidrocarburos), Bucaramanga: s.n.
- Pérez, E. R., Santos, N. & Zapata, J., 2008. A new method for the experimental determination of three-phase relative permeabilities. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 3(4), pp. 23-43.
- Sandberg, C. R. & Gournay, L. S., 1956. The Effect of Fluid-Flow Rate and Viscosity on Laboratory Determinations of Oil-Water Relative Permeabilities. *Petroleum Transactions, AIME*, Volumen 213, pp. 36-43.
- Siddiqui, S. & Yang, J., 1998. Dynamic Displacement Measurement of Three Phase Relative Permeabilities in Berea Sandstone Core. *SPE*, Issue 49306.
- Sigmund, P. & McCaffery, F., 1979. An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative-Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, pp. 15-28.
- Stone, H., 1970. Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, Volumen 249, pp. 214-218.

Tarek, A., 2001. *Reservoir Engineering Handbook*. Second ed. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.

Urkedal, H., Langaas, K., Nordtvedt, J. E. & Watson, A. T., 1995. Design of Three-Phase Relative Permeability Experiments. *SCA Conference Paper 9501*, pp. 1-16.

Welge, H. J., 1952. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. *SPE Petroleum Transactions, AIME*, Volumen 195, pp. 91-98.

Anexo A. Planteamiento teórico para la simulación de experimentos de inyección de fluidos en medios porosos

El presente documento expone el planteamiento teórico del modelo numérico a implementar para la simulación de experimentos de inyección de fluidos en medios porosos, para muestras de roca tipo tapón. Primero se muestra un estudio teórico en cual se seleccionan las consideraciones a tener en cuenta durante este tipo de experimentos, y posteriormente se muestra el desarrollo matemático en base a dichas consideraciones, finalmente se propone un método de solución para el problema planteado incluyendo el método de tratamiento que se da a las no linealidades.

De igual manera, previamente al desarrollo matemático se presenta, una breve reseña de la manera como se realizan los experimentos de coreflooding en tapones de roca, describiendo el montaje experimental y el procedimiento realizado.

Experimentos de inyección de fluidos en medios porosos

Los experimentos de inyección de fluidos en medios porosos, comúnmente conocidos como experimentos de *coreflooding*, se realizan con diversos propósitos, los cuales están encaminados principalmente a comprender la interacción roca fluido que se presenta durante el flujo de más de una fase dentro de la roca.

Las propiedades que normalmente se estiman a partir de estos experimentos y que describen esta interacción roca fluido son las permeabilidades relativas y la presión capilar. En algunos casos estos experimentos pueden estar enfocados a la observación de fenómenos particulares en los cuales se desea cuantificar propiedades como la absorción de un químico o la reducción de permeabilidad debido al daño a la formación, pero es importante resaltar que para este tipo de ensayo, una simulación posterior no

brinda información adicional, por lo que no serán considerados en el desarrollo de este documento.

El medio poroso sobre el que se realizan normalmente estos experimentos consiste en muestras de roca cilíndricas con un diámetro de pulgada y media las cuales se extraen de los núcleos de perforación y las cuales reciben el nombre de tapones (plugs). Cuando estas rocas se extraen de núcleos de perforación su longitud no llega a ser superior a los 6 cm, sin embargo, muestras pueden ser extraídas de afloramientos con fines investigativos, de esta manera se llegan a obtener tapones de hasta un pie de largo. Es importante señalar que experimentos pueden ser llevados en empaques de arena de dimensiones superiores, lo que permite el estudio de algunos fenómenos que no se pueden apreciar en tapones, sin embargo, este tipo de experimentos no son del interés de este proyecto, adicionalmente, la simulación se presenta como herramienta de análisis específicamente en los ensayos para estimación de permeabilidades relativas, en estado no estacionario. La descripción específica de este tipo de experimentos se muestra a continuación.

Experimentos de estado no-estacionario para determinación de permeabilidades relativas

Este tipo de ensayos tiene como objetivo determinar las curvas de permeabilidad relativa de la roca de estudio por medio de una inyección dinámica de fluidos. El experimento se realiza sobre tapones de pulgada y media de diámetro, a través de la cual fluyen dos fluidos inmiscibles simultáneamente, generalmente agua-aceite, o aceite-gas-agua inmóvil (en este caso sólo dos fases móviles).

El experimento comienza con la roca totalmente saturada de agua, después de esto se realiza una inyección de aceite para desplazar el agua y llevar la roca a saturación irreducible de agua, estado en el cual se supone que está en las condiciones iniciales del yacimiento, este proceso se conoce normalmente como drenaje. A partir de este punto se inicia la inyección de agua a una tasa constante, lo que representa generalmente una imbibición, durante esta etapa, los volúmenes de fluidos producidos se registran contra el tiempo, al igual que el diferencial de presión a través de la roca. Es importante señalar, que la etapa de interés del experimento generalmente la constituye la imbibición, pero del drenaje también se puede obtener información de interés si se registran los volúmenes de producción y el diferencial de presión; en todo caso la simulación de los dos experimentos puede ser realizada.

Generalmente el experimento termina cuando todo el volumen de aceite móvil fue desplazado y el diferencial de presión se ha estabilizado.

Por otro lado, es importante señalar que generalmente para cuantificar la producción se usan diferentes tecnologías de manera que esto se realice automáticamente. Por ejemplo, para el caso de la UIS, se usa un separador como una cámara sensible que permite estimar la producción, por lo que es necesario tener en cuenta que esta medida puede presentar una imprecisión notable.

Finalmente, cabe señalar que la tasa a la que se realizan los experimentos suele ser elevada con el fin de anular el efecto de la presión capilar, sin embargo, a tasas bajas, donde las fuerzas viscosas son del mismo orden de magnitud que las capilares, esta propiedad puede tener un efecto significativo.

Los resultados de los experimentos de estado no-estacionario deben ser sometidos a un análisis posterior con el fin de determinar la permeabilidad relativa, para esto se aplican métodos como el JBN (Johnson, et al., 1959) o métodos de ajuste histórico, en estos últimos es donde se hace necesaria la simulación del experimento. A continuación, se presenta el fundamento teórico para dicha simulación.

Consideraciones para la deducción del modelo

A continuación, se enumeran las diferentes suposiciones bajo las cuales se deduce el modelo a utilizar en la simulación. El fundamento teórico sobre el cual se formulan se muestra posteriormente.

- Flujo unidimensional
- Flujo multifásico de dos y/o tres fases
- La roca y los fluidos son incompresibles
- La roca es homogénea, sus propiedades petrofísicas no cambian en el espacio.
- El flujo es tipo Darcy
- Las fases son inmiscibles y no intercambian masa entre ellas
- La roca se mantiene totalmente horizontal

La suposición de flujo unidimensional, ha sido propuesta por múltiples autores que han usado el enfoque de ajuste histórico para determinar curvas de permeabilidad relativa para lo que han simulado experimentos de inyección de fluidos en muestras tipo tapón (Grattoni & Bidner, 1990) (Urkedal, et al., 1995), Esta afirmación es válida debido a que, el flujo ocurre siempre de un extremo del tapón al otro y que debido al tamaño de la muestra y la velocidad de los fluidos no se presentará una segregación significativa.

Nordtvedt et al. (1997) Demostraron por medio de tomografía computarizada de rayos-X, que esta hipótesis se cumple para configuraciones experimentales como las que se quieren modelar en este trabajo.

Similarmente, el modelo asume que el medio estará siempre saturado de hasta tres fluidos, los cuales se definen como agua, aceite y gas y cuyas saturaciones siempre deben sumar uno, lo que permite modelar experimentos de coreflooding trifásicos.

Por otro lado, aunque la roca y los fluidos actúan como ligeramente compresibles, por simplicidad en este modelo se asume que dicha compresibilidad no genera efectos significativos debido a que como el sistema se encuentra en constante inyección, producción, no se presenta una acumulación o agotamiento de la presión significativos, en otras palabras, el modelo asume que se produce el mismo volumen de fluidos que se inyecta. Experimentos numéricos realizados demuestran que despreciar esta compresibilidad en los casos agua-aceite sólo genera una pequeña diferencia para tiempos iniciales de simulación inferiores a un segundo, los cuales son despreciables. Sin embargo, se debe tener en cuenta que cuando la presión a la cual se realiza el experimento es menor, se corre el riesgo que los efectos de la compresibilidad del gas hagan que esta suposición sea errónea. Del mismo modo se asume que las fases no intercambian materia, eso quiere decir, que los fluidos no se disuelven entre ellos; esto se cumple si el gas usado en el experimento es poco soluble en el aceite, por ejemplo, Nitrógeno.

Finalmente, se asume que, en la roca, presenta la misma porosidad y permeabilidad en todo su volumen que es uniforme y representado como un cilindro.

Planteamiento matemático del modelo

De acuerdo a las suposiciones expuestas, el modelo matemático para flujo multifásico unidimensional propuesto por Aziz y Settari (1979), puede ser simplificado para obtener la siguiente expresión:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_l \left(\frac{\partial P_l}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial S_l}{\partial t} + q_l \quad (1)$$

Donde,

- P es la presión
- λ es la movilidad
- S es la saturación
- q es la tasa de las fuentes o sumideros
- El subíndice $l = w, o, g$ denota la fase

Adicionalmente se debe tener en cuenta las siguientes definiciones:

$$P_{cow} = P_o - P_w \quad (2)$$

$$P_{cog} = P_g - P_o \quad (3)$$

$$1 = S_w + S_o + S_g \quad (4)$$

De manera que al plantear las ecuaciones para las tres fases se obtienen las siguientes expresiones:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_w \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_w \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_l \left(\frac{\partial P_l}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial (1 - S_w - S_g)}{\partial t} + q_o \quad (15)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_g \left(\frac{\partial P_g}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial S_g}{\partial t} + q_g \quad (7)$$

Para solucionar estas ecuaciones se recurre al uso de diferencias finitas como es usual para mallas estructuradas y del método de solución simultánea que se presenta a continuación.

Solución de las ecuaciones por medio del método de Solución Simultánea (SS)

La esencia de este método es estimar simultáneamente las presiones y las saturaciones, esto mediante la vinculación de estas a través de la presión capilar. La solución en diferencias finitas se muestra en continuación.

$$T_{li+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{li}^{n+1} - P_{li+1}^{n+1}) = \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * (S_l^{n+1} - S_l^n) + Q_{li}^{n+1} \quad (8)$$

Donde,

- T es la transmisibilidad
- V es el volumen de la celda
- ϕ es la Porosidad de la celda
- Q es la tasa de producción en la celda
- El subíndice i denota la discretización en el tiempo

La transmisibilidad se estima a partir de la siguiente expresión:

$$T_l = \frac{0.00408275 * A * K * Kr_1}{\mu_l * \Delta X} \quad (9)$$

Donde,

- T es la transmisibilidad $\left[\frac{cm^3}{min*psi} \right]$
- K es la permeabilidad $[mD]$
- A es el área transversal $[cm^2]$
- μ es la viscosidad $[cp]$
- ΔX es la dimensión de la celda en dirección X $[cm]$
- Kr es la permeabilidad relativa

Debido a que la viscosidad no es función de la presión y a la homogeneidad de la muestra, Kr_1 es lo único que varía durante la simulación, mientras que el resto de la expresión es una constante para cada fase sin importar en que celda se evalúe (t_l). De manera que se puede definir la siguiente ecuación.

$$T_{l,i+\frac{1}{2}}^{n+1} = t_l * Kr_{l,i+\frac{1}{2}}^{n+1} \quad (10)$$

Es importante señalar que, la selección de la permeabilidad relativa en la frontera de dos celdas es tema de estudio de varios autores, ya que tiene efectos significativos sobre la estabilidad de la solución, para este caso se usa la ponderación aguas arriba que puede ser descrita de la siguiente manera.

$$Kr_{l,i+\frac{1}{2}}^{n+1} = \begin{cases} Kr_{l,i}^{n+1}, & \text{si el flujo es desde } i \text{ hacia } i + 1 \\ Kr_{l,i+1}^{n+1}, & \text{si el flujo es desde } i + 1 \text{ hacia } i \end{cases} \quad (11)$$

Por otro lado, para ligar la condición de las saturaciones a la presión se recurre a definir el siguiente coeficiente.

$$S'_l = \frac{S_l^{n+1} - S_l^n}{P_c^{n+1} - P_c^n} \quad (12)$$

Nótese que, este coeficiente es dependiente de las condiciones de la simulación, debido a que la saturación es función de la presión capilar, la cual es función de las presiones de las fases. Después de esto, la ecuación (8) se puede describir de la siguiente manera para cada una de las fases:

$$\begin{aligned} & T_{wi+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{wi+1}^{n+1} - P_{wi}^{n+1}) + T_{wi-\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{wi-1}^{n+1} - P_{wi}^{n+1}) \\ &= \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * (S'_w)(P_{cow,i}^{n+1} - P_{cow,i}^{n,i}) + Q_{wi}^{n+1} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} & T_{oi+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{oi+1}^{n+1} - P_{oi}^{n+1}) + T_{oi-\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{oi-1}^{n+1} - P_{oi}^{n+1}) \\ &= -\frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * [(S'_w)(P_{cow,i}^{n+1} - P_{cow,i}^{n,i}) + (S'_g)(P_{cog,i}^{n+1} - P_{cog,i}^{n,i})] + Q_{oi}^{n+1} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} & T_{gi+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{gi+1}^{n+1} - P_{gi}^{n+1}) + T_{gi-\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{gi-1}^{n+1} - P_{gi}^{n+1}) \\ &= \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * (S'_g)(P_{cog,i}^{n+1} - P_{cog,i}^{n,i}) + Q_{gi}^{n+1} \end{aligned} \quad (15)$$

Sabiendo que estas ecuaciones deben cumplirse para todos los bloques, el problema se puede presentar de la siguiente manera matricial.

$$TP = DdP + Q \quad (16)$$

Donde la estructura de las matrices es definida de la siguiente manera:

T es la matriz de transmisibilidades, la cual presenta una estructura de bloques como la mostrada en continuación y que se evalúa en el nivel de tiempo $n+1$.

$$\begin{matrix} Tw_{i-\frac{1}{2}} & 0 & 0 & -(Tw_{i+\frac{1}{2}} + Tw_{i-\frac{1}{2}}) & 0 & 0 & Tw_{i+\frac{1}{2}} & 0 & 0 \\ 0 & To_{i-\frac{1}{2}} & 0 & 0 & -(To_{i+\frac{1}{2}} + To_{i-\frac{1}{2}}) & 0 & 0 & To_{i+\frac{1}{2}} & 0 \\ 0 & 0 & Tg_{i-\frac{1}{2}} & 0 & 0 & -(Tg_{i+\frac{1}{2}} + Tg_{i-\frac{1}{2}}) & 0 & 0 & Tg_{i+\frac{1}{2}} \end{matrix} \quad (17)$$

P es el vector de presiones evaluado en el tiempo $n+1$.

$$\begin{matrix} Pw_i^{n+1} \\ Po_i^{n+1} \\ Pg_i^{n+1} \end{matrix} \quad (18)$$

D es la matriz de acumulación evaluada en el tiempo $n+1$.

$$\begin{matrix} -\frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'w & \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'w & 0 \\ \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'w & -\frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'w + \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'g & -\frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'g \\ 0 & -\frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'g & \frac{V_i * \phi_i}{\Delta t} * S'g \end{matrix} \quad (19)$$

dP es el vector de diferencias de presión en el tiempo.

$$\begin{aligned}
& Pw_i^{n+1} - Pw_i^n \\
& Po_i^{n+1} - Po_i^n \\
& Pg_i^{n+1} - Pg_i^n
\end{aligned}
\tag{20}$$

Y finalmente, el vector Q contiene las tasas de producción e inyección. Donde los valores positivos se refieren a la producción y los valores negativos a inyección. Obsérvese, que este vector para este caso debe ser cero para todos los valores de i, excepto cuando i es igual al número de bloques o i es igual a uno.

$$\begin{aligned}
& Q_w^{n+1} \\
& Q_o^{n+1} \\
& Q_g^{n+1}
\end{aligned}
\tag{21}$$

Es importante señalar que, debido a que se asume que el sistema es incompresible, la producción total debe ser igual a la inyección total, la cual es determinada por el usuario, es decir, se pueden representar experimentos de tasa de inyección constante. Para estimar la producción de cada fase se recurre a obtener la relación de su movilidad contra las otras fases.

$$Q_l^{n+1} = Q_{inyección} * \frac{\lambda_l}{\lambda_w + \lambda_o + \lambda_g}
\tag{22}$$

Cabe notar que, para este planteamiento, es necesario que la presión capilar no sea cero, lo que produciría que la matriz D se vuelva dominante y el sistema no tenga solución. Para el caso en dónde se quiera simular casos sin presión capilar, se debe agregar una “pequeña curva de presión capilar falsa”, esta curva no genera efectos en los resultados si la derivada de esta curva con respecto a la saturación es lo suficiente pequeña, para este caso, se sugiere que esta pendiente sea menor que uno y que P_c sea función lineal de la

saturación (ej. $P_{cow}=1$ a $Sw=0$; $P_{cow}=0$ a $Sw=1$). De igual manera, debido a las altas tasas a las que se plantea realizar los experimentos de permeabilidades relativas, las fuerzas capilares se hacen despreciables debido a que las fuerzas viscosas las superan altamente.

Por otro lado, nóteses que el sistema matricial que se propone en la ecuación (16) es altamente no lineal y que todas las matrices dependen del vector P, por lo que es necesario plantear un método para superar estas no linealidades. En este caso se usará el método de Newton-Raphson completo para problemas multi-variables. Para esto se debe plantear la ecuación de forma residual, tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$R = TP - DdP - Q = 0 \quad (23)$$

En esta ecuación se incluye el vector de Q dentro de R debido a que los caudales de producción también dependen del valor de P, de manera que el problema se puede sintetizar como encontrar un vector P que produzca que el vector R sea cero.

Las iteraciones de Newton para este caso se describen de acuerdo a la ecuación (24).

$$P^{(v+1)} = P^{(v)} - J^{-1} * R^{(v)} \quad (24)$$

Donde,

- El subíndice v indica el nivel de iteración
- J^{-1} es el inverso de la matriz Jacobiana
- $P^{(0)} = P^n$

Obsérvese que, la primera suposición para el vector P corresponde al vector P del tiempo inmediatamente anterior (P^n).

Por otro lado, la matriz jacobina debe ser encontrada para dar solución al problema. Esta matriz contiene las derivadas de R con respecto a P y su estructura será la misma que la de la matriz T , tal como lo señala Ertekin et al. (2001). Partiendo de esto, se puede demostrar que durante la simulación el Jacobiano puede ser obtenido de las matrices previamente estimadas ya que se cumple lo mostrado en la siguiente ecuación:

$$[T^{(v)} + T'^{(v)} - D'^{(v)}] * [P^{(v+1)} - P^{(v)}] = J * [P^{(v+1)} - P^{(v)}] = -R^{(v)} \quad (25)$$

Por lo tanto:

$$[T^{(v)} + T'^{(v)} - D'^{(v)}] = J \quad (26)$$

Donde la matriz $T^{(v)}$ ya fue estimada y donde, $D'^{(v)} = D^{(v)}$ en los casos donde la presión capilar se asuma como una función lineal de las saturaciones. La matriz $T'^{(v)}$ contiene las derivadas de la matriz $T^{(v)}$ respecto a P ; los valores de P , determinan la presión capilar en cada bloque y por lo tanto la saturación de fluidos, que a su vez determina la permeabilidad relativa, la cual altera la transmisibilidad de cada fluido.

Cabe resaltar que esta matriz tiene la misma estructura de $T^{(v)}$ pero con valor igual a cero en los bloques superiores al bloque diagonal (esto se cumple ya que el sentido del flujo está asegurado para los experimentos simulados), esto se da, debido a que al usar la ponderación aguas arriba, la transmisibilidad del bloque i no depende la presión (y por lo tanto saturaciones) de los bloques $i+1$.

La inversión del Jacobino se realiza con cualquiera de los métodos matemáticos establecidos, pero se debe tener cuidado que debido a la precisión numérica de algunos lenguajes de programación puede que se obtenga que la matriz J resulte singular, para evitar esto, se puede remplazar la inversa de J por la pseudo-inversa.

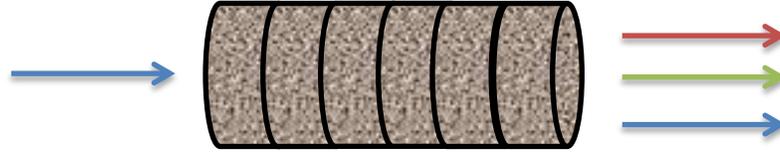
Partiendo de lo mencionado anteriormente, se realiza el proceso iterativo hasta obtener que el vector R sea lo suficiente cercano a cero. Para verificar esto, se realiza la sumatoria del valor absoluto de los elementos de R , para este caso se sugiere como criterio de parada, detener las iteraciones cuando esta sumatoria sea inferior a $5e-9$; el autor sugiere este criterio para cuando el tamaño de R ronda al alrededor de los 100 elementos, pero puede ser modificado de acuerdo al número de fases y celdas que se deseen simular.

Es importante señalar que el método de Newton puede fallar en converger debido a la alta no-linealidad del problema, por esto es necesario que, cuando se presente esta situación, se disminuya el tamaño del paso de tiempo para facilitar la convergencia, pasos de tiempo mayores pueden ser usados en tiempos avanzados de la simulación, es decir cuando se ha sobrepasado la ruptura y las saturaciones cambian poco en el tiempo.

Con el desarrollo descrito a lo largo de esta sección se pueden estimar la producción de las fases involucradas a lo largo del tiempo y la saturación de la muestra en diferentes puntos durante el experimento. Para la estimación del diferencial de presión se recurre a restar la presión de la fase “menos mojante”, gas o aceite según el caso, en el primer bloque (por donde entran los fluidos) menos la presión de la misma fase en el bloque final (por donde salen los fluidos).

la Figura muestra una representación de la malla que se tiene en este caso.

Figura 1. Representación de la malla de simulación



Finalmente, respecto al número de celdas a usar en cada caso, el autor sugiere que 30 celdas es suficiente para obtener los resultados más exactos en la simulación sin obtener tiempos de cómputo elevados.

Representación de la presión capilar y la permeabilidad relativa

Para representar la presión capilar se proponen dos opciones. La primera, es que esta sea una función lineal de la saturación, lo cual, como se mencionó anteriormente, facilita la convergencia. La segunda opción es utilizar la correlación de Skjæveland la cual se presenta a continuación.

$$P_c = \frac{C_w}{\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^{a_w}} - \frac{C_o}{\left(\frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^{a_o}} \quad (27)$$

En cuanto a la permeabilidad relativa, se propone que las curvas se representen por medio de la correlación de Corey, lo cual permite darles flexibilidad a las curvas por medio de los exponentes N_w y N_o definidos por este autor. La ecuación usada se muestra a continuación.

$$k_{rw} = k_{rwmax}(S_w^*)^{Nw} \quad (28)$$

$$k_{ro} = k_{romax}(1 - S_w^*)^{No} \quad (29)$$

Las ecuaciones mostradas para presión capilar y permeabilidades relativas, se utilizan para construir una tabla con valores discretos. Las condiciones a cada saturación se determinan por medio de interpolación lineal entre estos puntos de la tabla; se sugiere que la tabla tenga 50 nodos, lo que le da suficiente flexibilidad sin llegar a incrementar considerablemente el tiempo de simulación.

Finalmente, para el caso de tres fases se usa el enfoque común de la simulación de yacimientos, es decir, la permeabilidad relativa del agua se mide directamente en la curva de agua; la del gas también se mide directamente de la curva de gas; y por último la del aceite se obtiene por medio de un modelo de predicción partiendo de los valores obtenidos desde las curvas de aceite en el sistema agua-aceite y en el sistema gas-aceite.

Para este caso, el modelo elegido fue el de Stone II, el cual es ampliamente usados en la simulación de yacimientos y facilita la convergencia debido a su derivada sencilla, por ejemplo, es el modelo por defecto de IMEX.

Bibliografía

Ahmadloo, F., Asghari, K. & Jamaloei, Y., 2009. Experimental and Theoretical Studies of Three-Phase Relative Permeability. *SPE*, Issue 124538, pp. 1-17.

Akhlaghinia, M., Torabi, F. & Chan, C., 2014. Experimental investigation of temperature effect on three-phase relative permeability isoperms in heavy oil system. *Fuel*, Volumen 118, pp. 281-290.

Aziz, K. & Settari, A., 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. Michigan: Applied Science Publishers.

Baker, L., 1988. Three-Phase Relative Permeability Correlations. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*.

Brooks, R. & Corey, A., 1964. Hydraulic properties of porous media. *Hydrological Papers*, Volumen 3.

Buckley, S. & Leverett, M., 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Trans. AIME*, Volumen 146, pp. 107-106.

Carlson, F., 1981. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-Wetting Phase. *SPE*, Volumen 10157.

Chapra, S. & Canale, R., 2002. *Numerical Methods for Engineers with Software and Programming Applications*. Fourth ed. s.l.:McGraw-Hill.

Chavent, G., Jaffré, J. & Jan, S., 1998. Estimation of relative permeabilities in three-phase flow in porous media. *Inverse Problems*, 15(1).

Chen, A. & Wood, A., 2001. Rate effects on Water-Oil Relative Permeability. SCA, Volumen 19, pp. 1-12.

Corey, A., 1954. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. *Prod. Monthly*, 19(1), pp. 38-41.

Donaldson, E., 1966. *Two- and three-phase relative permeability studies*, s.l.: U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, Report 6826.

Ertekin, T., Abou-Kassem, J. & King, G., 2001. *Simulation, Basic Applied Reservoir*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Fassihi, M., 1989. Estimation of relative permeability from low rate, unsteady-state tests - a simulation approach. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 28(3), pp. 29-39.

Fassihi, M. & Potter, G., 2009. Analysis of transient data during relative permeability Measurement Using Steady State Technique. *SPE Technical conference and exhibition held in New Orleans*.

Grattoni, C. & Bidner, M., 1990. History Matching of Unsteady - State Corefloods for Determining Capillary Pressure and Relative Permeabilities. *SPE Latin American Petroleum Engineering Conference held In Rio de Janeiro*.

Green, D. & Willhite, G., 1998. *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Texas: U. of Kansas.

Helset, H., Norvdvedt, J., Skjæveland, S. & Virnovsky, G., 1998. Relative Permeabilities From Displacement Experiments With Full Displacement Experiments With Full. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, pp. 92-98.

Johnson, E., Bossler, D. & Naumann, V., 1959. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. *Petroleum Transactions*, Volumen 216, pp. 370-372.

Kianinejad, A., Aminzadeh, B., Chen, X. & DiCarlo, D., 2014. Three-Phase relative permeabilities as a function of flow history. *SPE*, Issue 169083, pp. 1-11.

Killough, J., 1976. Reservoir Simulation with History-dependent Saturation Functions. *Trans. AIME*, Volumen 261, pp. 37-48.

Kokal, S. & Maini, B., 1989. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas phase. *40th Annu. Cim. Petrol Soc. Tech. Mtg.*, pp. 1-12.

Kreig, P. & Watson, A., 1986. Relative-Permeability Estimation From Displacement Experiments: An Error Analysis. *SPE Reservoir Engineering*, 1(2), pp. 175-182.

Leverett, M. & Lewis, W., 1941. Steady Flow Gas- Oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands. *Trans. AIME*, Volumen 142, pp. 107-117.

Maini, B., Nicola, F., Goldman, J. & Sarma, H., 1990. Measurements and Estimation of Three-Phase Relative Permeability. *Petroleum Recovery Institute*.

Mejia, G., Watson, A. & Nordvedt, J., 1996. Estimation of Three-Phase Functions in Porous Media. *AIChE Journal*, 42(7).

Nordtvedt, J. y otros, 1997. Determination of Three-Phase Relative Permeabilities From Displacement Experiments. *SPE*, pp. 221-226.

- Oak, M., 1990. Three-phase Relative Permeability of Water-wet Berea. *SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa*, pp. 110-128.
- Pejic, D. & Maini, B., 2003. Three-Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Trinidad*.
- Pérez, E. R., 2008. *Diseño de una metodología experimental para la evaluación de permeabilidades relativas en tres fases*, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría (En Ingeniería de Hidrocarburos), Bucaramanga: s.n.
- Pérez, E. R., Santos, N. & Zapata, J., 2008. A new method for the experimental determination of three-phase relative permeabilities. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 3(4), pp. 23-43.
- Sandberg, C. R. & Gournay, L. S., 1956. The Effect of Fluid-Flow Rate and Viscosity on Laboratory Determinations of Oil-Water Relative Permeabilities. *Petroleum Transactions, AIME*, Volumen 213, pp. 36-43.
- Siddiqui, S. & Yang, J., 1998. Dynamic Displacement Measurement of Three Phase Relative Permeabilities in Berea Sandstone Core. *SPE*, Issue 49306.
- Sigmund, P. & McCaffery, F., 1979. An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative-Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, pp. 15-28.
- Stone, H., 1970. Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, Volumen 249, pp. 214-218.

Tarek, A., 2001. *Reservoir Engineering Handbook*. Second ed. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.

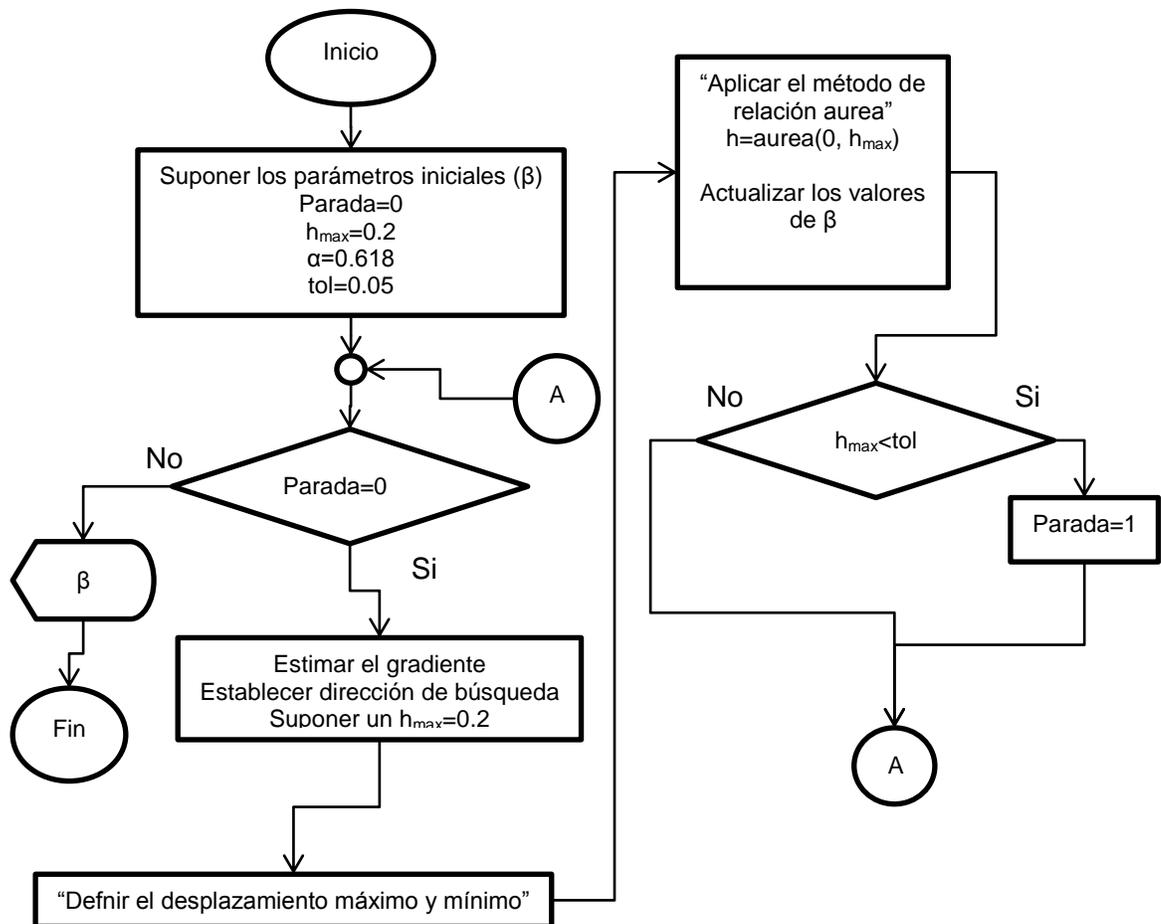
Urkedal, H., Langaas, K., Nordtvedt, J. E. & Watson, A. T., 1995. Design of Three-Phase Relative Permeability Experiments. *SCA Conference Paper 9501*, pp. 1-16.

Welge, H. J., 1952. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. *SPE Petroleum Transactions, AIME*, Volumen 195, pp. 91-98.

Anexo B. Algoritmo de optimización para el ajuste automático entre datos experimentales y simulados

El algoritmo propuesto para la optimización se muestra a continuación:

Figura 1. Algoritmo General para la determinación de las permeabilidades relativas



Donde, h_{\max} es el máximo desplazamiento entre el cual se realiza la optimización unidimensional (el método requiere acotar un intervalo) y el valor de α es una constante del método de sección aurea (0.618).

El esquema mostrado anteriormente aplica generalmente tanto para los casos de dos fases como los de tres fases y la única diferencia reside en cuales son los parámetros β a determinar.

A continuación, se describe más detalladamente los subprocesos que se realizan dentro de este algoritmo.

Estimación del gradiente y la dirección de búsqueda

Para el cálculo del gradiente se estima la derivada de *Obj* con respecto a cada uno de los componentes de β , lo cual se hace numéricamente por medio de diferencias finitas centrales, lo que asegura una estimación más exacta de dicha derivada. El paso usado es de 0.05 hacia arriba y hacia abajo.

La dirección de búsqueda debe ser contra-gradiente de acuerdo al método del descenso óptimo, para esto, los nuevos valores de cada elemento de β están siempre dados por la expresión (13):

$$\beta_i^{v+1} = \beta_i^v - h * \frac{G_i}{norm(G)} \quad (1)$$

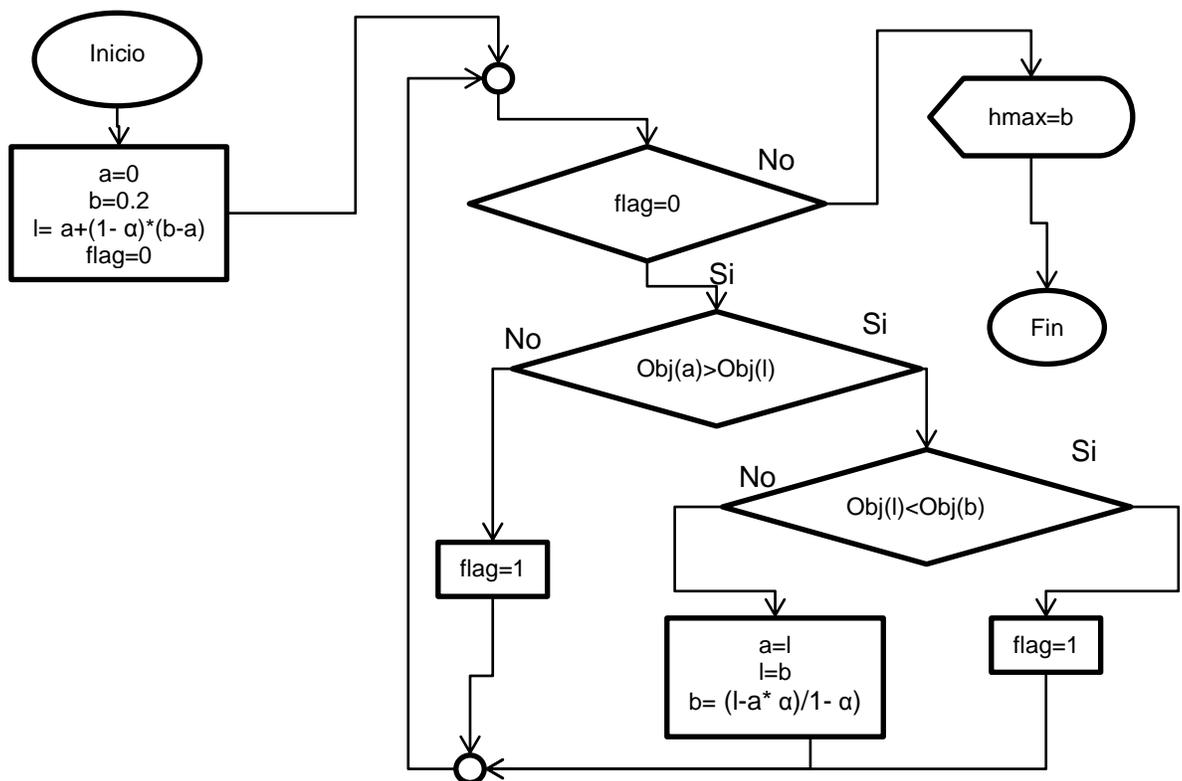
Donde, el superíndice v denota el nivel de iteración, h es el desplazamiento y G es el gradiente y $norm(G)$ hace referencia a la norma del gradiente.

Definición del desplazamiento máximo para acotamiento del mínimo

Después de establecer la dirección de búsqueda, el problema se reduce a una optimización unidimensional, donde la variable de diseño es h . Para dar solución a este problema se propone usar el método de la sección aurea o dorada. Es importante señalar

que este método requiere que se acote el mínimo entre dos puntos extremos, es decir, que se defina un h inferior (a) y uno superior (b) y que se asegure que existe un mínimo entre ellos. Para esto se hace uso del algoritmo mostrado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde el valor de la función objetivo depende del desplazamiento ($Obj(h)$). El cual se basa en la teoría de la sección aurea para establecer estos límites de búsqueda (a,b).

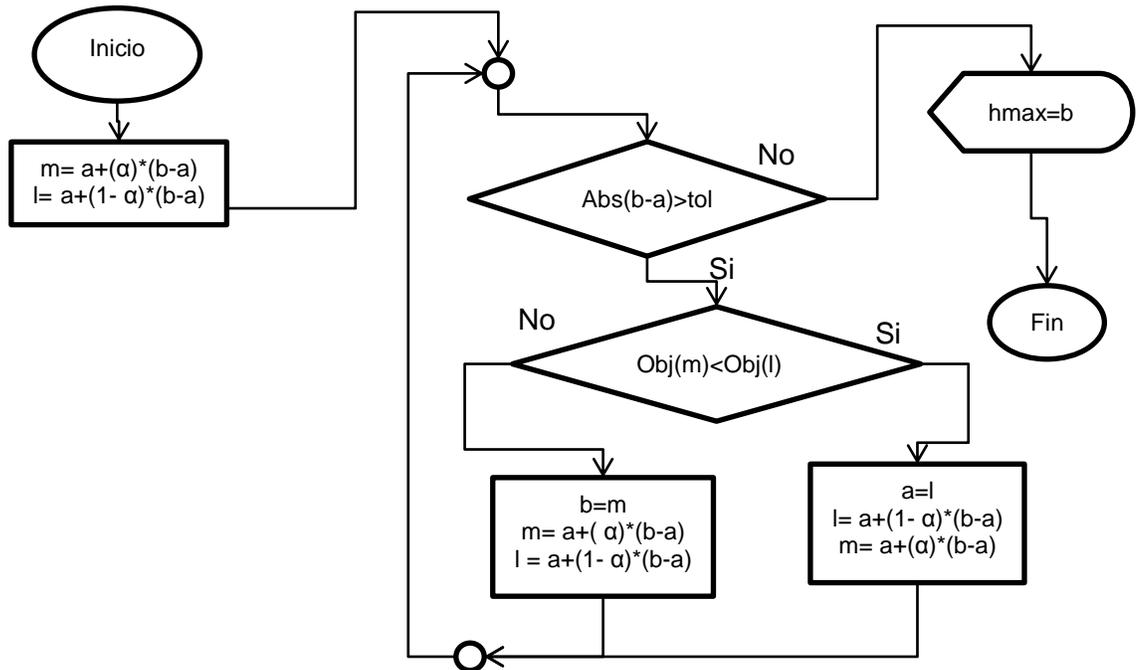
Figura 2. Algoritmo definición de h máximo



Algoritmo para la optimización por sección aurea

Después de definir los desplazamientos inferior y superior, que acotan el mínimo, se procede a realizar la optimización unidimensional, la cual se realiza usando el método de sección aurea (sección dorada). El algoritmo propuesto se muestra a continuación:

Figura 3. Algoritmo de sección aurea



Anexo C. Implementación del código de simulación de experimentos de inyección de fluidos en medios porosos

En este documento se presenta de manera general la implementación de un código de programación propuesto para la simulación de experimentos de inyección de fluidos en medios porosos y la estimación de permeabilidades relativas.

El modelo matemático y el fundamento técnico usados, fueron deducidos previamente en el Anexo 1. El presente informe se enfoca principalmente en brindar información

suficiente al usuario para que pueda operar la herramienta desarrollado y en exponer la validación de los resultados obtenidos por medio del algoritmo desarrollado, el cual fue implementado en una serie de scripts en Matlab, los cuales se adjuntan en un medio magnético.

ROCKFLOODING

El código implementado recibe el nombre de Rockflooding. Consiste en un simulador numérico de yacimientos, especializado en experimentos de inyección de fluidos en muestras tipo tapón.

Trabaja flujo de tres fases totalmente inmiscibles e incompresibles (el gas se puede trabajar como un fluido compresible); la compresibilidad de la roca también es despreciada. Se asume flujo unidimensional horizontal y la solución numérica que se propone es totalmente implícita con esquema de solución simultánea por medio de Newton-Raphson. El fundamento físico y matemático sobre el que se construye el simulador se muestra en otro documento entregado en el anterior informe parcial de avances.

Este código fue desarrollado en Matlab y por lo tanto es necesario que el computador donde se ejecute cuente con este software. la herramienta cuenta con una interfaz de usuario, más detalles se muestran posteriormente.

El programa permite la simulación de tres escenarios experimentales diferentes, el primero es el de experimentos de imbibición en sistemas agua-aceite, es decir, inyección de agua en una roca saturada de agua y aceite (la saturación inicial de agua puede ser diferente a la saturación irreducible). El segundo escenario contemplado, es el de

experimentos de inyección de gas en rocas saturadas de aceite y de agua irreducible (en este caso la saturación de agua debe ser necesariamente la irreducible para asegurar que sólo existen dos fases móviles). Finalmente, el tercer escenario consiste en un experimento dinámico de tres fases, en el cual el gas desplaza al aceite y al agua que fue previamente inyectada.

GUIA DE USUARIO

A continuación, se describe de forma general el código y se muestran los procedimientos de uso.

Presentación general del código

El código se implementa en una serie de Scripts de Matlab los cuales se agrupan en una misma carpeta de trabajo, la cual se nombra ROCKFLOODING, que es el nombre con el que se identificará de ahora en adelante el código desarrollado.

La Tabla muestra los archivos y scripts contenidos en esta carpeta, y da una breve descripción de la utilidad de cada uno. Los archivos más relevantes se describen de manera detallada posteriormente.

Tabla 1D. Archivos y Scripts Utilizados

Fichero	Función
deriK.m	Función que estima la derivada de la K_r a una saturación dada
deriS.m	Función que estima la derivada de la saturación a una presión capilar

Fichero	Función
DTP.txt	Contiene el diferencial de presión experimental leído a diferentes tiempos
DPTG.txt	Contiene el diferencial de presión leído a cierto tiempo en un experimento gas-líquido
Interp.m	Función que devuelve el valor Y correspondiente a X por medio de interpolación lineal sobre una tabla dada
Interp2.m	Función que realiza lo mismo que Interp.m pero realiza la búsqueda en x en dirección contraria
Optim2.m	Script que llama la función de simulación
OptimGas	Script que llama la función de simulación para el caso gas-líquido
QTO.txt	Contiene el Np experimental leído a diferentes tiempos
QTOG.txt	Contiene el Np experimental leído a diferentes tiempos en experimentos Gas-Líquido
QTG	Contiene el Gp experimental leído a diferentes tiempos en experimentos Gas-Líquido
QTW	Contiene el Wp experimental leído a diferentes tiempos

Fichero	Función
Sim2Gas.m	Función que simula el experimento en los casos gas-líquido. Recibe como entrada los exponentes para permeabilidad relativa, el S_{gcrit} y la K_{rgmax}
Sim2k.m	Función que simula el experimento. Recibe como entrada los exponentes para permeabilidad relativa, el S_{or} y la K_{rwmax}
TNE	Contiene los tiempos a los cuales se ingresa la información experimental
TNEG	Contiene los tiempos a los cuales se ingresa la información experimental para los casos gas-líquido.

Adicionalmente a las carpetas mostradas anteriormente, aparecen algunos archivos .asv agregados automáticamente por Matlab y que no se deben modificar.

Instalación de la herramienta

Para la instalación de la herramienta se debe copiar la carpeta de trabajo en el disco C:\ del ordenador, es necesario que el equipo donde este se vaya a utilizar, cuente con Matlab 2009 o superior.

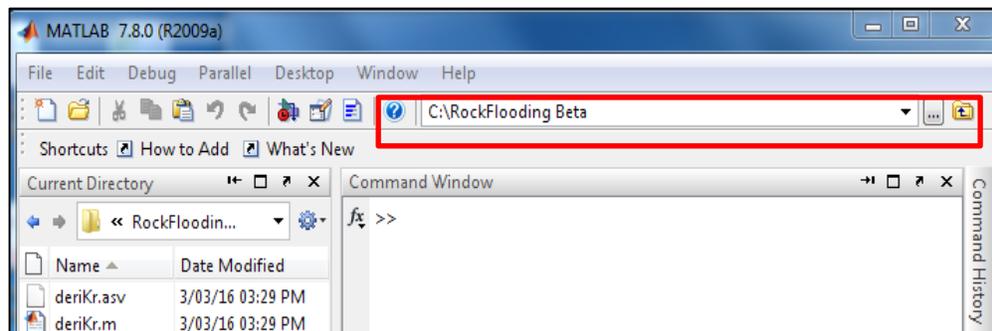
Algoritmo de simulación y estimación

A continuación, se presenta el procedimiento a seguir para realizar la simulación de un experimento de inyección de fluidos (imbibición) en un sistema agua-aceite, usando el

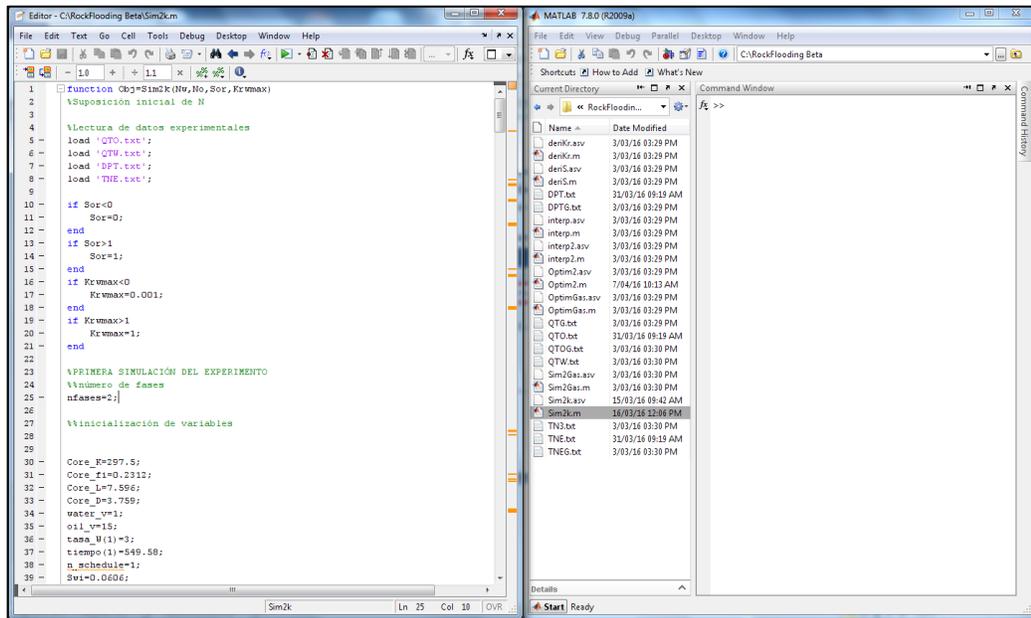
motor numérico implementado, usando directamente el código. Es importante señalar que, el software cuenta con una interfaz gráfica, la cual permite realizar la simulación de una manera más sencilla y amigables, el uso de esta interfaz se muestra en el siguiente capítulo, pos esto, la información expuesta en este capítulo no tiene como objetivo mostrar al usuario como realizar una simulación, sino documentar como se opera el algoritmo, con el fin de que futuros desarrolladores puedan reciclar los códigos implementados.

Los pasos a seguir se enumeran a continuación:

1. Ejecute **Matlab** y seleccione en carpeta de trabajo, carpeta RockFlooding



2. Abra el Script Sim2k.m. Presione doble click sobre el script, el cual se resalta en la figura.



3. Agregue la información correspondiente al experimento, para esto modifique las variables que se encuentran de la línea 30 a la 42, las cuales se muestran en la siguiente figura:

```

30 - Core_K=297.5;
31 - Core_fi=0.2312;
32 - Core_L=7.596;
33 - Core_D=3.759;
34 - water_v=1;
35 - oil_v=15;
36 - tasa_W(1)=3;
37 - tiempo(1)=549.58;
38
39 - Swi=0.0606;
40 - Swc=0.0606;
41
42 - Kromax=0.2352;

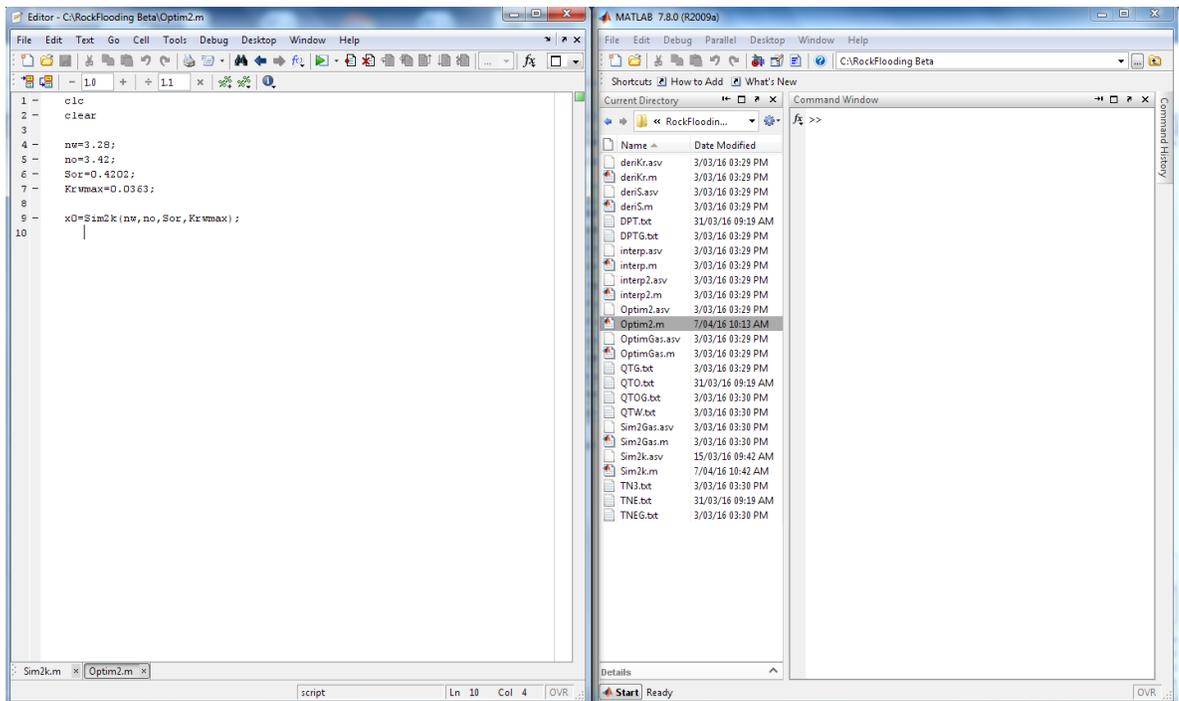
```

Estas variables contienen la información del experimento y la propiedad que representa cada una se puede encontrar en la siguiente tabla:

Variable	Función
Core_K	Contiene la permeabilidad base de la muestra, respecto a la cual se deducen las permeabilidades relativas [mD]
Core_fi	Contiene la porosidad del tapón [fracción]
Core_L	Contiene el largo del tapón en centímetros [cm]
Core_D	Contiene el diámetro del tapón en centímetros [cm]
water_v	Contiene la viscosidad del agua a condiciones del experimento [cp]
oil_v	Contiene la viscosidad del aceite a condiciones del experimento [cp]
tasa_W(1)	Contiene la tasa de inyección de agua en cc/min
tiempo(1)	Contiene el tiempo total del experimento y de la simulación [min]
Swi	Contiene la saturación de agua inicial del tapón [fracción]
Swc	Contiene la saturación irreducible de agua del tapón [fracción]
Kromax	Contiene la permeabilidad relativa máxima de aceite, medida a Swc.

Las variables mencionadas deben ser definidas para cada simulación, después de esto, guarde cambios en el Script.

4. Abra el script Optim2.m (presione doble click), como lo muestra la figura.



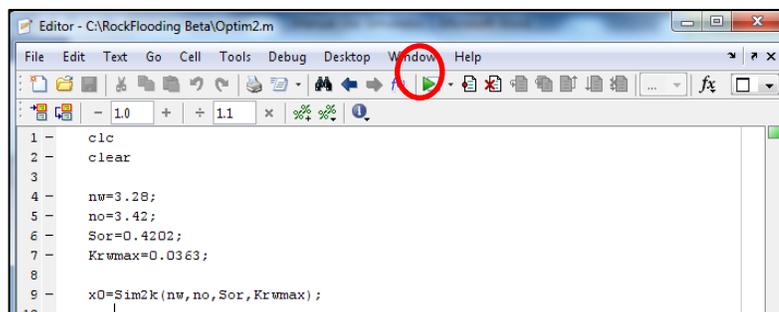
5. Termine de completar la información de la simulación, modificando el valor de las variables mostradas en las líneas de la 4 a la 7, como lo muestra la figura. El significado de cada variable se muestra en la siguiente tabla:

4 -	nw=3.28;
5 -	no=3.42;
6 -	Sor=0.4202;
7 -	Krwmax=0.0363;

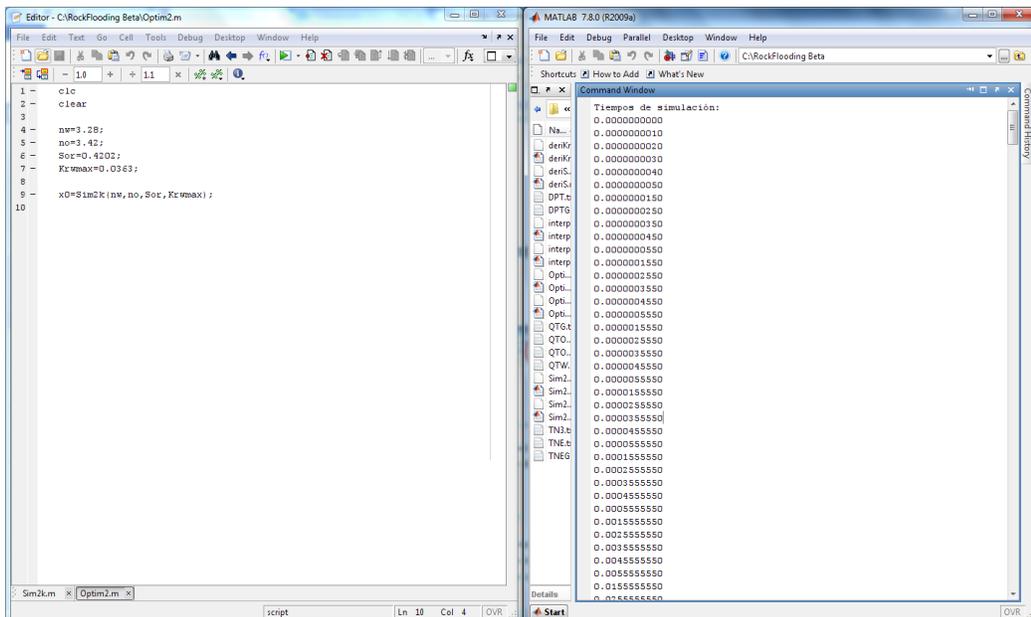
Variable	Función
nw	Exponente de curvatura para la permeabilidad relativa del agua según el modelo de Corey
no	Exponente de curvatura para la permeabilidad relativa del aceite según

Variable	Función
	el modelo de Corey
Sor	Saturación residual de aceite en el tapón [fracción]
Krwmax	Permeabilidad relativa del agua medida a Sor

6. En este mismo Script (Optim2.m), ejecute el código presionando el botón mostrado en la siguiente figura.



Después de esto se inicia la simulación. Al finalizar, los resultados obtenidos se muestran en la ventana de ejecución de Matlab, tal como lo muestra la figura:



Los resultados se escriben verticalmente. Primero se muestran, todos los tiempos de simulación y posteriormente se escriben las demás variables de salida correspondientes a cada tiempo; los datos mostrados son: Producción total de aceite, producción total de agua y diferencial de presión, estos datos pueden ser copiados a Excel con el fin de realizar gráficas u otros análisis.

Simulación de experimentos Gas-Líquido

La herramienta desarrollada también permite la simulación de experimentos en sistemas gas-líquido, específicamente, experimentos de inyección de gas en tapones saturados de aceite y agua connata. El principio de operación en este caso es el mismo que en el caso agua aceite que fue expuesto en el apartado anterior, excepto por algunas diferencias que de operación. El procedimiento para realizar una simulación de este tipo se muestra a continuación:

1. Abrir el script Sim2Gas.m.

2. Agregue las variables de simulación de manera similar a como lo hizo para el caso agua-aceite, las variables se encuentran en las líneas de la 30 a la 43, tal como se muestra en la figura:

3.

```

30 - Core_K=203;
31 - Core_fi=0.189;
32 - Core_L=5.77;
33 - Core_D=3.8;
34 - gas_v=0.03;
35 - oil_v=15;
36 - tasa_G(1)=1;
37 - tiempo(1)=60;
38 - %n_schedule=1;
39 - Swi=0.2;
40 - %Swc=0.2;
41 - Sgi=0;
42 - Sor=0.1;
43 - Kromax=0.9;

```

Se usa el mismo nombre de variables que para el caso agua-aceite, adicionalmente se agregan las variables mostradas en la siguiente tabla:

Variable	Función
tasa_G(1)	Contiene la tasa de inyección de gas en cc/min
Sgi	Contiene la saturación de gas inicial del tapón [fracción]

4. Abra el script OptimGas.m y cambie los valores de las variables que hacen falta para iniciar la simulación, igual que se hizo para el caso agua-aceite, la siguiente figura muestra la situación y la tabla contiene las nuevas variables a modificar.

4 -	Mg=2.0;
5 -	Mo=2.0;
6 -	Sgcrit=0.0;
7 -	Krgmax=0.6;

Variable	Función
Mg	Exponente de curvatura para la permeabilidad relativa del gas según el modelo de Corey
Mo	Exponente de curvatura para la permeabilidad relativa del aceite según el modelo de Corey
Sgcrit	Saturación crítica de gas (generalmente 0) [fracción]
Krgmax	Permeabilidad relativa del gas medida a Sor en el sistema Gas-líquido

- Ejecute el código y extraiga los datos, de la misma manera que se realizó para el caso agua-aceite.

SUGERENCIAS DE USO

Debido a que el código está implementado como una carpeta de Matlab, se puede copiar y transportar fácilmente, de manera que el trabajo realizado sobre una simulación en específico puede ser salvado, si se realiza una copia de la carpeta de trabajo a la cual se realizó la modificación de las variables; el nombre de la carpeta puede ser cambiado de cualquier forma para distinguirlo de la carpeta original, esto no afectará el desempeño del código.

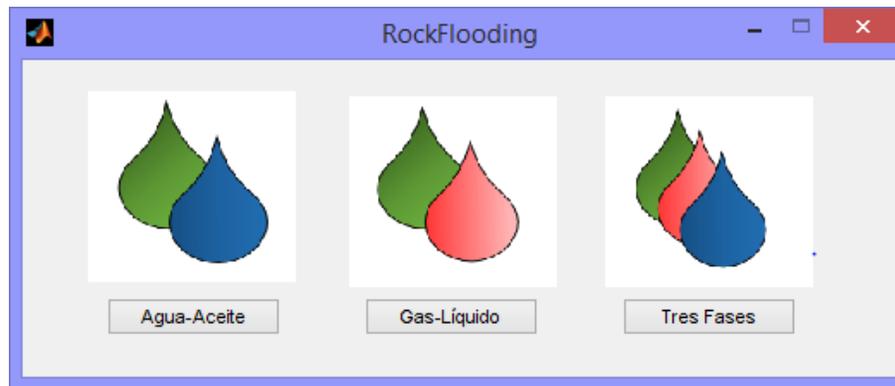
Puntos de interrupción pueden ser agregados al código para observar el desempeño del programa en diferentes tiempos de ejecución e iteraciones, esto es útil, por ejemplo, para ver como es el avance de los fluidos en el medio poroso a medida que transcurre el tiempo. Cabe resaltar que la matriz “sw” del código permite ver la saturación que se tiene a diferentes tiempos en las celdas que componen la malla.

Por defecto RockFlooding trabaja con una malla de 50 celdas que es suficiente para obtener un buen equilibrio entre exactitud y velocidad, sin embargo el usuario puede alterar este número de divisiones. No se recomienda agregar más de 99 divisiones a la malla pues puede generar elevados tiempos de computación.

INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO

Para facilitar el manejo del software, se agrega una interfaz gráfica de usuario implementada en Matlab, desde la cual el usuario puede realizar las simulaciones y las estimaciones para diferentes casos, sin necesidad de interactuar directamente con el código. En esta sección se describe de manera general la utilización de la herramienta por medio de esta interfaz.

Cuando se realiza la ejecución del programa, se abre la siguiente ventana la cual permite elegir cuál de los tres posibles casos de análisis se va a realizar.



Después de seleccionar una de las tres opciones, el programa despliega una nueva ventana desde la cual se opera todo lo referente a este caso de análisis, entrada de datos y la simulación, como la carga de la información experimental y la estimación de las permeabilidades relativas.

A continuación, se muestran las ventanas de operaciones para los tres diferentes casos.

Caso Agua-Aceite:

Entrada de datos Agua-Aceite

Guardar Entradas

Permeabilidad [mD]

Porosidad [frac]

Largo [cm]

Diámetro [cm]

Viscosidad Agua [cp]

Viscosidad Aceite [cp]

Tasa Inyección [cc/min]

Tiempo Inyección [min]

Cargar Entradas

Sw inicial [frac]

Sw irreducible [frac]

Kro @ Sw irreducible

So residual [frac] Ajustar

Krw @ So residual Ajustar

Exponente agua Nw Ajustar

Exponente aceite No Ajustar

Visualizar Curvas

Exportar Curvas

Simular

Exportar Resultados

Mostrar resultados

Cargar Información Experimental

Cargar tiempo

Cargar Np Utilizar

Cargar Dp Utilizar

Visualizar Info. Experimental

Estimar/Ajustar

Caso Gas-Líquido (gas-aceite y agua irreducible):

Entrada de datos Gas-Aceite

Guardar Entradas Cargar Entradas

Permeabilidad [mD] Compresibilidad gas [psi-1]

Porosidad [frac] Sw irreducible [frac]

Largo [cm] Kro @ Sw irreducible

Diámetro [cm] So residual [frac] Ajustar

Viscosidad Gas [cp] Krg @ So residual Ajustar

Viscosidad Aceite [cp] Exponente gas Ng Ajustar

Tasa Inyección [cc/min] Exponente aceite No Ajustar

Tiempo Inyección [min]

Visualizar Curvas

Exportar Curvas

Simular Exportar Resultados Mostrar resultados

Cargar Información Experimental

Cargar tiempo Utilizar Visualizar Info. Experimental

Cargar Np Utilizar

Cargar Dp Utilizar

Estimar/Ajustar

Caso tres fases:

Entrada de datos tres fases

Guardar Entradas Cargar Entradas

Permeabilidad [mD] Sw inicial [frac] Compresibilidad gas [psi-1]

Porosidad [frac] Sw irreducible [frac] Sw irreducible al gas [frac] Ajustar

Largo [cm] Kro @ Sw irreducible So residual al gas [frac] Ajustar

Diámetro [cm] So residual al agua [frac] Ajustar Kro @ So residual al gas Ajustar

Viscosidad Agua [cp] Krw @ So residual al agua Ajustar Exponente gas Ng Ajustar

Viscosidad Aceite [cp] Exponente agua Nw Ajustar Exponente aceite No Ajustar

Viscosidad Gas [cp] Exponente aceite No Ajustar Exponente t1 Ajustar

Tasa Inyección 1 [cc/min] Tasa Inyección 2 [cc/min] Exponente t2 Ajustar

Tiempo Inyección 1 [min] Tiempo Inyección 2 [min]

Visualizar Curvas

Exportar Curvas

Visualizar Isopermas Tres-fases

Visualizar Superficie Tres-fases

Simular Exportar Resultados Mostrar resultados

Cargar Información Experimental

Cargar tiempo Cargar Np Utilizar Visualizar Info. Experimental

Cargar Wp Utilizar

Cargar Dp Utilizar

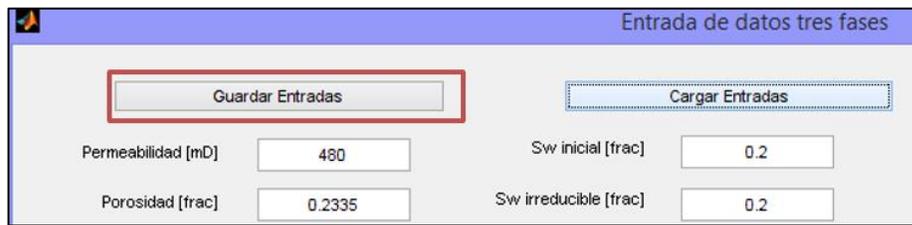
Estimar/Ajustar

La razón por la cual la última ventana es más grande, es porque en el caso de tres fases, la cantidad de información de entrada es mayor que en los otros dos casos de dos fases.

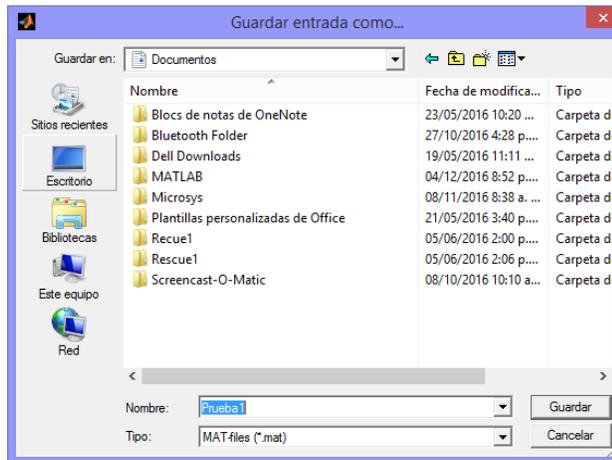
A continuación, se muestran los diferentes procedimientos que se pueden realizar en una ventana de operación. Para las ilustraciones se usa la ventana de tres fases, pero dichos procedimientos se aplican de la misma manera en las otras ventanas

Entrada de datos básicos y guardado

Los datos se ingresan por teclado en cada uno de los cuadros de texto marcados con sus respectivas etiquetas, la información que ha sido ingresada, puede salvarse si se presiona el botón “Guardar Entradas”, el cual se muestra resaltado en la siguiente imagen.

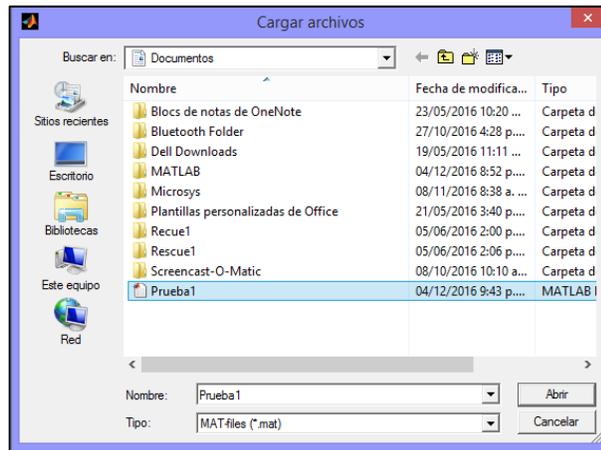


Al presionar el botón, la herramienta muestra una ventana del explorador de Windows, desde donde se puede buscar la ubicación y seleccionar el nombre de archivo a utilizar. El archivo generado tendrá una extensión binaria de Matlab (.mat). La siguiente figura ilustra la situación:



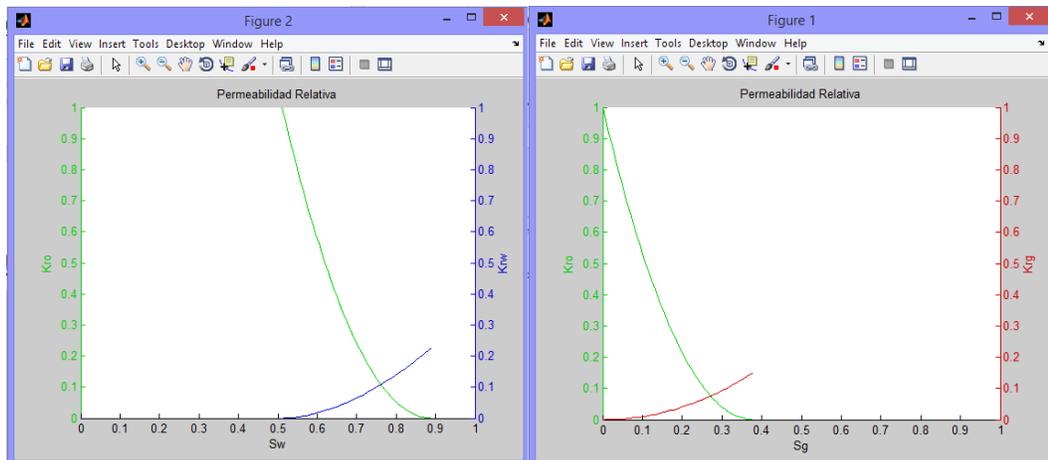
Cargar datos

Para la carga de datos, se presiona el botón “Cargar Entradas” y se procede a buscar el archivo donde se ha guardado la información.



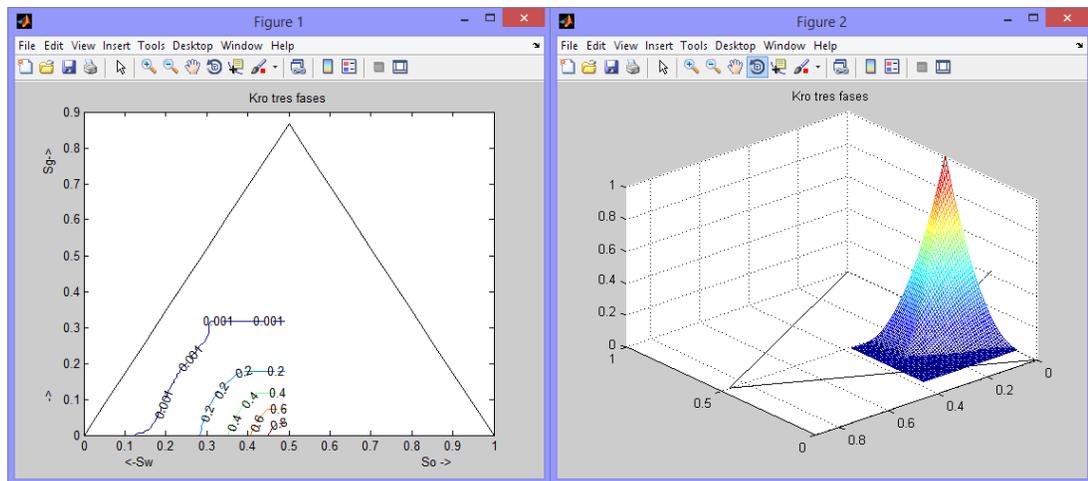
Visualizar Curvas

Opresionando el botón “Visualizar Curvas”, el software despliega gráficas de las curvas de permeabilidad relativa que se generan, de acuerdo a los parámetros ingresados, para el caso de tres fases, se muestran las curvas de agua aceite y de gas aceite. Los códigos de colores permiten identificar cada variable:



Visualizar Isopermas y superficies de permeabilidad relativa

Con los botones “Visualizar Isopermas Tres-fases” y “Visualizar Superficies Tres-Fases”, se pide al programa que genere las gráficas isopermas de tres fases para el aceite sobre la superficie en un diagrama ternario y que produzca la representación 3D de estas superficies, respectivamente. Esta función sólo está disponible para los casos de tres fases, debido a que esta propiedad sólo está definida para esto casos.



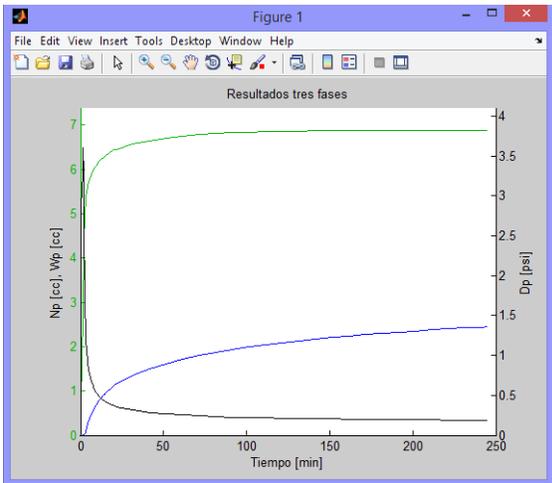
Exportar curvas de permeabilidad relativa

Las curvas obtenidas pueden exportarse oprimiendo el botón marcado como “Exportar curvas”. Al oprimirlo, se abre una ventana del explorador para seleccionar el nombre y la ubicación del archivo. Las curvas se exportan en un archivo plano de extensión “.txt” como se muestra a continuación:

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
Sw	Kro	Krw		
0.5110000000	1.0000000000	0.0000000000		
0.5187346939	0.9585243969	0.0002060481		
0.5264693878	0.9179499712	0.0007176504		
0.5342040816	0.8782756912	0.0014891212		
0.5419387755	0.8395005045	0.0024995237		
0.5496734694	0.8016233366	0.0037352902		
0.5574081633	0.7646430902	0.0051864996		
0.5651428571	0.7285586442	0.0068453972		
0.5728775510	0.6933688526	0.0087056571		
0.5806122449	0.6590725431	0.0107619617		
0.5883469388	0.6256685164	0.0130097411		
0.5960816327	0.5931555442	0.0154449997		
0.6038163265	0.5615323681	0.0180641965		
0.6115510204	0.5307976981	0.0208641583		
0.6192857143	0.5009502106	0.0238420149		
0.6270204082	0.4719885469	0.0269951501		
0.6347551020	0.4439113112	0.0303211631		
0.6424897959	0.4167170679	0.0338178385		

Simular, visualizar resultados y exportar resultados

Cuando la información mínima está completa, se puede llamar al algoritmo de optimización por medio del botón “Simular”, la herramienta tardará un tiempo corto en ejecutar el comando, durante el cual muestra el mensaje “Simulando, por favor espere”, cuando el proceso de simulación finaliza, se activan los botones “Mostrar Resultados” y “Exportar Resultados”. El primero, permite que se muestren de manera gráfica los resultados obtenidos, de manera que muestra una figura como la siguiente:



El botón de exportar resultados, al igual que para las curvas de permeabilidad relativa, permite exportar en formato “txt” la información de salida de la simulación, de manera que se genera un archivo como el siguiente:

tiempo[min]	Dp[cc]	Np[psi]	Wp[cc]	Gp[cc]
0.000000000	0.000000000	0.000000000	-0.000000000	0.000000000
0.000000010	2.7094978845	0.000000020	-0.000000000	0.000000000
0.000000020	2.7094976653	0.000000040	-0.000000000	0.000000000
0.000000030	2.7094976668	0.000000060	-0.000000000	0.000000000
0.000000040	2.7094976683	0.000000080	-0.000000000	0.000000000
0.000000050	2.7094976698	0.000000100	-0.000000000	0.000000000
0.000000150	2.7094976847	0.000000300	-0.000000000	0.000000000
0.000000250	2.7094976996	0.000000500	-0.000000000	0.000000000
0.000000350	2.7094977144	0.000000700	-0.000000000	0.000000000
0.000000450	2.7094977293	0.000000900	-0.000000000	0.000000000
0.000000550	2.7094977442	0.000001100	-0.000000000	0.000000000
0.000001550	2.7094978929	0.000003100	-0.000000000	0.000000000
0.000002550	2.7094980416	0.000005100	-0.000000000	0.000000000
0.000003550	2.7094981903	0.000007100	-0.000000000	0.000000000
0.000004550	2.7094983390	0.000009100	-0.000000000	0.000000000
0.000005550	2.7094984877	0.000011100	-0.000000000	0.000000000
0.000015550	2.7094999749	0.000031100	-0.000000000	0.000000000
0.000025550	2.7095014621	0.000051100	-0.000000000	0.000000000
0.000035550	2.7095029493	0.000071100	-0.000000000	0.000000000
0.000045550	2.7095044366	0.000091100	-0.000000000	0.000000000
0.000055550	2.7095059239	0.000111100	-0.000000000	0.000000000
0.000155550	2.7095207973	0.000311100	-0.000000000	0.000000000
0.000255550	2.7095356758	0.000511100	-0.000000000	0.000000000
0.000355550	2.7095505577	0.000711100	-0.000000000	0.000000000
0.000455550	2.7095654432	0.000911100	-0.000000000	0.000000000

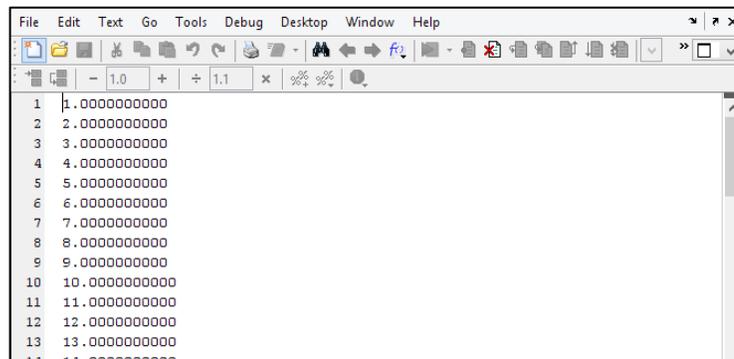
Cargar información experimental y visualizarla

La información experimental se carga a manera de vectores, el primer vector contiene los tiempos en minutos, y los siguientes las diferentes variables experimentales, medidas para cada uno de los tiempos. Por esto es necesario que todos los vectores tengan la misma cantidad de información.

Para cargar cada vector, se deben usar los siguientes botones según el caso:



Al presionar cada uno de estos botones, el programa abre una ventana en la cual se puede pegar la información de cada vector como en un archivo plano, un ejemplo del ingreso de los tiempos se muestra a continuación:

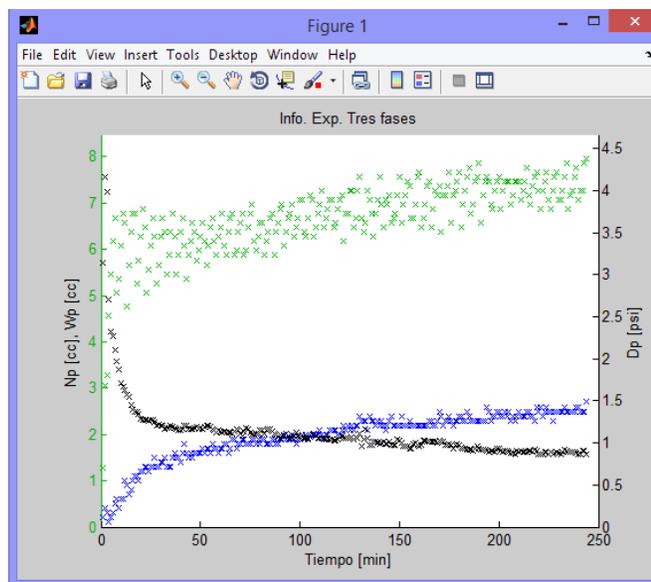


Es importante recordar que, los tiempos se ingresan en minutos, la producción de las fases en centímetros cúbicos, y los diferenciales de presión en psi.

Por otro lado, nótese que, las casillas de verificación marcadas como “Utilizar”, permiten decidir al usuario si desea que esa información experimental sea usada en el ajuste, o no (Si desea que el algoritmo se ajuste a esos datos).

La información experimental cargada, también es guardada cuando se utiliza el comando de guardar datos.

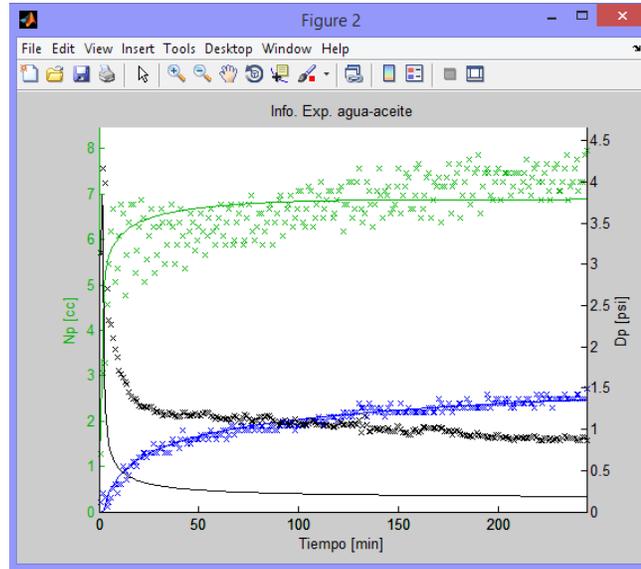
Si se desea visualizar la información ingresada, se debe presionar el botón “Visualizar Información Experimental”, el programa muestra entonces, una ventana como la siguiente:



Optimizar y Estimar

Cuando toda la información mínima necesaria y la información experimental ha sido cargada, se puede proceder a realizar la estimación de permeabilidades relativas por medio de la solución del problema de optimización, presionando el botón “Estimar/Ajustar”. La herramienta comienza la estimación y periódicamente muestra o

actualiza una gráfica del ajuste de lo simulado con respecto a lo experimental, como la mostrada a continuación:



Es importante señalar que herramienta necesitará varios minutos para terminar la estimación y que, en el transcurso de este tiempo no podrá ser utilizada.

Por otro lado, las casillas de verificación ubicadas al lado de distintos parámetros de las permeabilidades relativas, y marcadas con la etiqueta “Ajustar”, permite al usuario definir, que parámetros serán usados para el ajuste y cuales deben permanecer fijo, de manera que cuando la casilla aparece marcada indica un parámetro de ajuste, mientras que cuando aparece desmarcada, indica un parámetro fijo. Tenga en cuenta que, a la herramienta se le debe asignar por lo menos un parámetro de ajuste y un vector a ajustar para que se pueda realizar la estimación correctamente.