

Determinación de permeabilidades relativas en estado no estacionario teniendo en cuenta la heterogeneidad de propiedades por medio del uso de tomografía y de un simulador de yacimientos comercial

Daniela Barrera Berbesi

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Andrés Felipe Ortiz Meneses

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A todos los colombianos que sueñan y luchan en busca de un país sin corrupción, violencia y desigualdad, a aquellos que han desvanecido a manos de la injusticia y el abuso del poder en tiempos de crisis.

A Paquita mi fiel compañera felina que me regaló 16 años de apoyo incondicional.

Agradecimientos

A Dios que me ha ayudado a sobrevivir hasta el presente día y me ha brindado experiencias y rodeado de personas que me llenan de enseñanzas y plenitud.

A aquellas personas que me han salvado la vida de muchas maneras.

A mi familia y amigos que me han brindado su apoyo y sus buenos deseos.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción.....	13
1 Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos	15
2 Determinación experimental de las permeabilidades relativas.....	16
2.1 Pruebas de estado estacionario.....	16
2.2 Pruebas de estado no-estacionario	16
2.3 Tomografía computarizada para la determinación de permeabilidades relativas	18
2.3.1 Caracterización de flujo por medio de tomografía de rayos X	20
2.4 Descripción de la información experimental disponible	22
2.4.1 Mapa de porosidad	23
2.4.2 Propiedades del fluido	25
2.4.3 Permeabilidad absoluta.....	25
2.4.4 Desplazamiento tipo drenaje.....	26
2.4.5 Permeabilidad efectiva al aceite.....	27
2.4.6 Desplazamiento tipo imbibición	28
2.4.7 Permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite	29

PERMEABILIDAD RELATIVA INCLUYENDO HETEROGENEIDAD	5
2.4.8 Resultados	30
3 Modelo base de simulación.....	35
3.1 Geometría de la malla.....	35
3.2 Propiedades del arreglo	37
3.3 Integración del mapa de porosidad.....	37
3.4 Componentes.....	39
3.5 Modelo roca fluido	40
3.6 Modificador saturación residual variable	42
3.7 Condiciones iniciales y control numérico	43
3.8 Pozos y fechas.....	44
3.9 Salida de resultados	45
3.9.1 Multiplicador Sorw.....	46
3.10 Generación de archivos históricos.....	47
3.11 Generación archivo .ses	51
3.12 Construcción del perfil de saturaciones de la simulación.....	55
4 Ajuste histórico haciendo uso de CMOST y determinación de permeabilidades relativas.....	57
5 Resultados y discusión	62
5.1 Herramienta computacional desarrollada para automatización del proceso	73
5.1.1 Generador automático de archivos históricos	73

PERMEABILIDAD RELATIVA INCLUYENDO HETEROGENEIDAD	6
5.1.2 Generador automático de modelo de simulación base	76
6 Conclusiones	79
7 Recomendaciones	80
Bibliografía	81

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Características de roca, fluidos y condiciones de operación.....	22
Tabla 2. Propiedades obtenidas de los fluidos usados en los desplazamientos.....	25
Tabla 3. Estimación de permeabilidad absoluta	26
Tabla 4. Caudales utilizados con el diferencial medido respectivo.	27
Tabla 5. Obtención de la saturación residual de aceite	29
Tabla 6. Determinación permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite.....	30
Tabla 7. Medidas geométricas del plug y del modelo.....	36
Tabla 8. Modelo roca fluido para el campo CL y el campo CM.....	41
Tabla 9. Condiciones iniciales del modelo.....	43
Tabla 10. Wells and recurrents de los modelos de crudo liviano y mediano	44
Tabla 11. Valores máximos y mínimos de variación de simulación para ajuste histórico	60
Tabla 12. Parámetros obtenidos en las soluciones óptimas.....	68
Tabla 13. Datos de las curvas permeabilidad relativa para los campos CL y CM.	72

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Mapa de porosidad campo CL	24
Figura 2. Mapa de porosidad campo CM	24
Figura 3. Presión diferencial a lo largo del waterflooding del campo CL	31
Figura 4. Producción de aceite acumulada a lo largo del waterflooding del campo CL.....	31
Figura 5. Perfil de saturaciones del campo CL	32
Figura 6. Producción de aceite acumulada y diferencial de presión a lo largo del tiempo del campo CM	33
Figura 7. Perfil de saturación campo CM.....	34
Figura 8. Círculo y cuadrado de área π^2	36
Figura 10. Archivo de texto del modelo con el mapa de porosidad agregado	38
Figura 11. Modelo de celdas con porosidad variable.....	39
Figura 12. Valores de viscosidad para la fase líquida.....	40
Figura 13. Saturación residual de aceite en el archivo de texto.....	43
Figura 14. Modificación para agregar la saturación de agua en la salida del simulador.	45
Figura 15. Keywords de generación de perfiles de saturación en el archivo de resultados	46
Figura 16. Multiplicador saturación residual.....	47
Figura 17. Archivo .fhf regular	48
Figura 18. Histórico de producción acumulada.....	49

Figura 19. Histórico de diferencial de presión.....	50
Figura 20. Histórico de perfil de saturación	51
Figura 21. Comparación de producción acumulada de crudo histórica y simulada	52
Figura 22. Procedimiento para crear el diferencial de presión	53
Figura 23. Comparación inicial del diferencial de presión	54
Figura 24. Comparación inicial de las saturaciones de agua (perfil de saturaciones)	55
Figura 25. Perfil de saturaciones simulado caso 1	56
Figura 26. Perfil de saturaciones simulado caso 2	56
Figura 27. Archivos requeridos por el simulador	57
Figura 28. Información fundamental de tipo series de tiempo originales	58
Figura 29. Información fundamental de tipo series de tiempo definidas por el usuario	59
Figura 30. Progreso de los experimentos para el campo CL	62
Figura 31. Progreso de los experimentos para el campo CM	63
Figura 32. Ajuste histórico de crudo acumulado campo CL	64
Figura 33. Ajuste histórico de crudo acumulado campo CM	65
Figura 34. Ajuste histórico de diferencial de presión campo CL	66
Figura 35. Ajuste histórico de diferencial de presión campo CM	66
Figura 36. Análisis proxy del error de saturación del campo CL	67
Figura 37. Análisis proxy del error de saturación del campo CM	68

Figura 38. Curvas de permeabilidad relativa metodología propuesta vs metodología convencional del campo CL.....	70
Figura 39. Curvas de permeabilidad relativa metodología propuesta vs metodología convencional del campo CM.....	71
Figura 40. Interfaz de programa “HistóricoKr” módulo de saturaciones	74
Figura 41. Interfaz de programa “HistóricoKr” módulo de diferencial de presión	75
Figura 42. Interfaz de programa “HistóricoKr” módulo de producción acumulada de crudo	75
Figura 43. Captura del módulo generador automático del modelo base de simulación representativo del experimento.....	78

Resumen

Título: Determinación de permeabilidades relativas en estado no estacionario teniendo en cuenta la heterogeneidad de propiedades por medio del uso de tomografía y de un simulador de yacimientos comercial*

Autor: Daniela Barrera Berbesi**

Palabras clave: Permeabilidad, relativa, Tomografía, Ajuste, histórico

Descripción: La eficiencia de la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos de petróleo y predicciones operacionales se controlan principalmente por nuestra capacidad para comprender y definir las propiedades de transporte de fluidos, como la permeabilidad relativa y la presión capilar. Este estudio se centra en la implementación de datos de heterogeneidad obtenidos por imágenes de tomografía en la determinación de permeabilidades relativas por medio de ajuste histórico automatizado usando un simulador comercial y en el desarrollo de la metodología para realizar esta tarea. Como parámetros de ajuste se usaron la saturación residual de aceite, la permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual y los coeficientes de la correlación usada por el simulador. Como funciones objetivo se seleccionan la producción de aceite acumulada, el diferencial de presión y el perfil de saturación de agua. Los resultados indican que el enfoque propuesto predice con éxito la permeabilidad relativa y proporciona unas curvas de permeabilidad mucho más acertadas que las obtenidas por métodos convencionales lo que proporciona una oportunidad para realizar estudios y predicciones más precisos.

* Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Determination of relative permeabilities in non-steady state incorporating the heterogeneity of properties using tomography and a commercial reservoir simulator*

Author: Daniela Barrera Berbesi^{***}

Keywords: Relative, Permeability, Tomography, History, Match

Description: The efficiency of oil recovery from oil reservoirs and operational predictions are mainly controlled by our ability to understand and define fluid transport properties such as relative permeability and capillary pressure. This study focuses on the implementation of heterogeneity data obtained by computed tomography images in the determination of relative permeabilities using automated historical adjustment from a commercial simulator and in the development of the methodology to perform this analysis. The residual oil saturation, the relative permeability of water at residual oil saturation and the coefficients of the correlation used by the simulator were used as adjustment parameters. The accumulated oil production, the pressure differential and the water saturation profile are selected as objective functions. The results indicate that the proposed approach successfully predicts relative permeability and provides permeability curves accurate than those obtained by conventional methods, providing an opportunity for more precisely studies and predictions.

* Degree work

*** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses. M.Sc. in Hydrocarbon Engineering.

Introducción

La permeabilidad es una propiedad de gran relevancia en la caracterización de yacimientos, debido a que describe el movimiento y la tasa del flujo de los fluidos presentes en la formación (Ahmed, 2010). Este valor es de gran importancia en cálculos como estimados de productividad, inyectividad y recobro final para fines de evaluación y planeación de operaciones de producción (Honarpour & Mahmood, 1988).

La gran mayoría de procedimientos o softwares de análisis actuales plantean modelos de inyección de agua en los que se asume homogeneidad en la porosidad de la roca y una distribución de saturaciones uniforme, lo cual puede llevar a estimaciones erradas de permeabilidades relativas. Lo anterior puede afectar la predicción del comportamiento del flujo haciendo que tareas como la planeación y la evaluación de condiciones operacionales del yacimiento tengan resultados desfavorables.

En 1959 Johnson, Bossler y Naumann plantearon el método JBN, una manera popular de determinar la permeabilidad de manera explícita. Sin embargo, autores como Sigmund y McCaffery (1979), Kreig y Watson (1986), señalaron las debilidades del método JBN y propusieron el enfoque de ajuste histórico de simulación para determinar permeabilidades relativas. Fassihi (1989) y Grattoni y Bidner (1990) incluyeron las fuerzas capilares y diferentes formas de curvas de permeabilidad relativa. Urkedal, et al. (1995) utilizaron este enfoque cambiando la forma de las curvas, usaron B-splines para representarlas. Nordtvedt *et al.* (1997) utilizó este mismo enfoque para casos de tres fases. Akhlaghinia et al. (2014) utilizó ajuste histórico para determinar permeabilidades relativas de sistemas de tres fases y estudiar el efecto de la temperatura sobre estas curvas. Ortiz et al. (2019) Determinaron la permeabilidad relativa

integrando la tomografía de rayos X para ajustar en la simulación también perfiles de saturación. Algunos trabajos, por medio de observaciones de tomografía, han mostrado que tener en cuenta que las heterogeneidades presentadas pueden mostrar resultados con diferencias significativas.

El presente proyecto apunta a realizar la interpretación de algunos experimentos previamente realizados, en los cuales se utilizó tomografía para identificar la heterogeneidad en la porosidad y la distribución de saturaciones. Se hará una representación de estas propiedades en la simulación para verificar el efecto que puede tener el simular esta heterogeneidad sobre la interpretación y los resultados obtenidos.

Adicionalmente para propósitos de la investigación, se desarrollará una metodología que permita la interpretación de experimentos de estado no estacionario utilizando software de simulación de yacimientos comercial que permitirá simular fenómenos como la heterogeneidad, lo cual no es posible con el software de simulación diseñado específicamente para interpretación de experimentos (que asume muestras homogéneas). Se establecerá el procedimiento o los algoritmos necesarios para lograr el ajuste automático por medio de un software de simulación de yacimientos.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Determinar permeabilidades relativas en estado no estacionario teniendo en cuenta la heterogeneidad de propiedades por medio del uso tomografía y de un simulador de yacimientos comercial.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar el diagnóstico de la información disponible de los experimentos de inyección de fluidos realizados interpretando la información de tomografía para estimar perfiles de porosidad y saturaciones.

Construir los modelos de simulación representativos de los experimentos realizados teniendo en cuenta la heterogeneidad del medio poroso.

Determinar permeabilidades relativas por medio del ajuste histórico de la simulación teniendo en cuenta las heterogeneidades presentes en porosidad y saturaciones.

Analizar el efecto de las heterogeneidades sobre las permeabilidades relativas obtenidas.

2 Determinación experimental de las permeabilidades relativas

Para estimar las permeabilidades relativas de manera experimental se cuenta con dos métodos de medición:

- Las pruebas en estado estacionario (Steady State).
- Las pruebas de estado no estacionario (Unsteady State).

A continuación, se describe brevemente el procedimiento experimental:

2.1 Pruebas de estado estacionario

En este caso se inyectan simultáneamente dos o tres fluidos en el medio poroso a una tasa o presión constantes por largos periodos de tiempo, hasta alcanzar condiciones estables (Honarpour & Mahmood, 1988). Este tipo de experimentos son interpretados de forma directa aplicando ley de Darcy y su análisis es sencillo. Los experimentos de estado estacionario resultan costosos y demandan gran cantidad de tiempo debido a que adicionalmente se debe hacer un montaje para cada rango y combinación de saturaciones (Ortíz, 2017).

2.2 Pruebas de estado no-estacionario

Consiste en hacer fluir un núcleo en estado restaurado o a condiciones iniciales, a condiciones de saturación de yacimiento, inyectando la fase desplazante. La interpretación de un proceso de desplazamiento inmisible fue propuesto por Buckley y Leverett (1942) y reformulado por Welge (1952).

A diferencia del método estacionario este método es menos preciso y su interpretación es mucho más compleja debido a que hay que procesar datos implícitos. Sin embargo, un aspecto de gran importancia es que no se consume mucho tiempo durante su ejecución (Ortíz, 2017).

En general, existen dos tipos de métodos para la interpretación de flujo dinámico, los primeros son los métodos directos que consisten en la determinación de valores basados en análisis de mediciones hechas directamente en experimentos de inyección de fluidos en la roca. El segundo tipo son los métodos indirectos que permiten estimar de manera indirecta las permeabilidades relativas por medio de la simulación numérica en un software recreando el comportamiento y propiedades del medio poroso (Sigmund & McCaffery, 1979). Algunos métodos para la determinación de permeabilidades relativas se describen a continuación:

- Método JBN: En un sistema bifásico (agua y aceite) consiste en la cuantificación del flujo fraccional de la fase desplazada en la cara de salida de la muestra para relacionarla con las condiciones de saturación del agua y del aceite.

Convierte datos de desplazamiento en valores de permeabilidad relativa usando una combinación de ecuaciones entre las que se encuentran la ecuación de balance de masa, la ley de Darcy y la teoría de desplazamiento de Buckley-Leverett.

El modelo JBN desprecia los efectos de presión capilar y asume propiedades de medio homogéneas, asumir esto puede llegar a errores significativos en cuando se determina la permeabilidad relativa y la presión capilar. (T. Mannseth, et. Al).

- Método gráfico: Se adquieren los valores puntuales de saturaciones respecto a la posición y el valor puntual del gradiente de presión por unidad de inyección. La ventaja de este método es que se puede aplicar a desplazamientos de tasa y/o presión constante o

desplazamiento y tasa variables, es de mayor precisión y fácil aplicación. (Grisales & Pérez, 2016).

- Ajuste histórico: Desde la década de 1960 se implementó una técnica novedosa que usa un simulador para determinar los valores de porosidad, presión capilar y/o las permeabilidades relativas. Lo hace adaptando esas propiedades para hacer coincidir el comportamiento de un yacimiento real con el modelo simulado. El primer estudio de ajuste histórico fue hecho por Kruger (1961). Calculó la distribución areal de permeabilidad usando ajuste histórico por aproximación. Archer y Wong (1973) aplicaron una aproximación similar en caracterización y descripción de yacimientos para obtener las permeabilidades relativas por medio de experimentos de desplazamiento. Chavent et al. Determinó permeabilidades relativas y presión capilar con ajuste histórico automatizado. En años posteriores con la optimización de la tecnología computacional se usó ajuste histórico ampliamente en trabajos de simulación de desplazamiento en núcleos (Kerig y Watson, 1987; Akin y Demiral, 1997; Akin Kavscek, 1999). Al Wadahi et al. (2000) y Li (2003) estudiaron la aplicación de esta técnica en experimento de flujo contracorriente conjunto a imágenes de tomografía computarizada.

2.3 Tomografía computarizada para la determinación de permeabilidades relativas

La obtención de imágenes con Tomografía Computarizada tiene la ventaja de ser un método no intrusivo con el núcleo además de permitir la construcción de imágenes tridimensionales interpolando las imágenes por sección.

El escáner de tomografía computarizada consiste en unos detectores en posición opuesta a un emisor de rayos x, tanto los detectores como la fuente rotan alrededor del objeto. Los rayos x

penetran una delgada sección transversal de la muestra a diferentes ángulos y los detectores toman una serie de medidas de la atenuación de los rayos x que posteriormente, se reconstruyen numéricamente.

Teóricamente hablando, el valor numérico medio es un coeficiente de atenuación lineal definido por la ecuación (1). la cual es:

$$\frac{I}{I_o} = \exp^{-\mu h} \quad (1)$$

Donde I_o es la intensidad de los rayos incidente, I es la intensidad remanente después de que los rayos X pasan a través de un espesor h de una muestra homogénea. Para medios heterogéneos, la energía transmitida a través de la trayectoria de un rayo es:

$$\ln\left(\frac{I}{I_o}\right) = \int_0^L \mu(h(x, y)) dh \quad (2)$$

Donde $h(x, y)$ son las coordenadas de los coeficientes de atenuación en dos direcciones, L es la longitud de la trayectoria desde la fuente hasta el detector y dh es la distancia a través de la longitud de la trayectoria. Los detectores también están asociados a una eficiencia dependiente de la energía, que, para efectos de simplificación, se le asigna un valor de energía efectiva característico del equipo y así poder usar la ecuación (2).

La ecuación se discretiza en diferentes unidades de volúmenes y se resuelven las ecuaciones con diferentes valores de atenuación obtenidos, obteniendo un valor uniforme

proporcional a la atenuación medida. Las imágenes obtenidas se deben mejorar por medio de funciones filtro ya que la atenuación se asume uniforme a lo largo de la trayectoria de luz. (Akin & Kovsky, 2016).

La computadora transforma los coeficientes de atenuación en números CT, normalizándolos con el coeficiente de atenuación del agua, μ_w , mediante la fórmula (3).

$$CT = 1000 \frac{\mu - \mu_w}{\mu_w} \quad (3)$$

Donde el número CT está en unidades Hounsfield. Cada Hounsfield representa un cambio de 0.1% en la densidad respecto a la escala de densidad calibrada. El coeficiente de atenuación lineal es una función de la densidad bulk (densidad del electrón), ρ , y el número atómico. La función se muestra en la ecuación (4).

$$\mu = \rho \left(a + \frac{bZ^{3.8}}{E^{3.2}} \right) \quad (4)$$

2.3.1 Caracterización de flujo por medio de tomografía de rayos X

La tomografía computarizada permite detectar fenómenos que son indetectables por medio de otras prácticas, en experimentos de desplazamiento miscible e inmisible (Wellington & Vinegar, 1987; Wang & otros, 1984). Tiene la ventaja de determinar las saturaciones in-situ y eliminando o complementando la necesidad del balance de masa (Withjack, 1988). También es posible hacer el reporte de carácter cuantitativo de saturaciones de aceite (Wang, Huang, Pereira, & Gryte, 1985) y tres fases (Wellington & Vinegar, 1987). El uso de los datos de saturación resulta

útil para la estimación de permeabilidades relativas en un sistema estado estacionario de dos fases, la determinación de porosidad durante el escaneo provee una medición de la heterogeneidad de la muestra, en general, la tomografía computarizada permite un entendimiento mejorado de la saturación miscible de núcleos (Withjack, 1988).

Los experimentos de estado no estacionario para la determinación de permeabilidad relativa siguen la evolución de la distribución de las fases como una función de la posición y el tiempo. Los de datos de saturación multifásica derivados de tomografía se usan para la determinación de permeabilidad relativa de pruebas de estado estacionario y no estacionario.

Los datos de producción sirven para calibrar el cambio en la atenuación con el correspondiente cambio de saturación a lo largo de un procedimiento de waterflooding. Las permeabilidades relativas se obtienen a prueba y error y permiten la simulación del perfil de saturación a lo largo del núcleo (Fresnsan & Jelen, 1986). Los perfiles de porosidad y saturación se pueden obtener en pruebas de estado estacionario (Mohanty & Miller, 1988), calculando las curvas de permeabilidad relativas para núcleos de *mojabilidad mixta* usando el método de estado no estacionario JBN (Honarpour, Koederitz, & Harvey, Relative Permeability of petroleum reservoirs, 1986) a tres tasas diferentes de saturación. En los tres casos (tasa baja, media, alta) se observó en las imágenes de tomografía, que el frente de flujo no era tipo pistón. Un simulador comercial en conjunto con una técnica de ajuste histórico automatizado se usa para construir las curvas de permeabilidad relativa. Parámetros que describen la permeabilidad relativa son determinados por medio de un método de optimización para identificar los rasgos básicos de flujo en el medio poroso (Basbug & Karpyn, 2008).

2.4 Descripción de la información experimental disponible

El experimento ejecutado es un experimento de estado no estacionario involucrando imágenes de tomografía usando dos muestras: una de un campo de crudo liviano y otra de un campo de crudo medio. Para efectos de simpleza, en este trabajo, el campo de crudo liviano se identifica como campo CL y el campo de crudo medio tiene como nombre campo CM. En la Tabla 1 se muestran las características del medio poroso, los fluidos y las condiciones de operación.

Tabla 1.

Características de roca, fluidos y condiciones de operación

	Campo CL	Campo CM
Diámetro (in)	1.5	1.5
Longitud total aproximada (cm)	12.863	18.15
Permeabilidad al aire (promedio armónico) (mD)	192.5	170
Crudo	Liviano	Medio
Salmuera	6%KCl y 40000 ppm KI	6%KCl y 40000 ppm KI
Presión de confinamiento (PSI)	1100	1500
BPR (PSI)	600	1000
Temperatura de operación (°F)	145	147

Inicialmente se deben escanear los fluidos con el fin de conocer sus atenuaciones, también se escanea la muestra limpia. Después la roca es roca saturada al vacío con salmuera dopada la

cual contiene sal de yodo (representativa del yacimiento) cuando alcanza la condición de aceite residual y nuevamente se escanea. Esta información será útil posteriormente para realizar el perfil de saturaciones de la muestra.

2.4.1 *Mapa de porosidad*

Con los datos obtenidos al escanear la muestra en estado seco y saturado se hace el cálculo del perfil de porosidad mediante la ecuación (5) expresada por Coles, M. (1995) la cual se aplica a cada una de las imágenes a lo largo de la muestra.

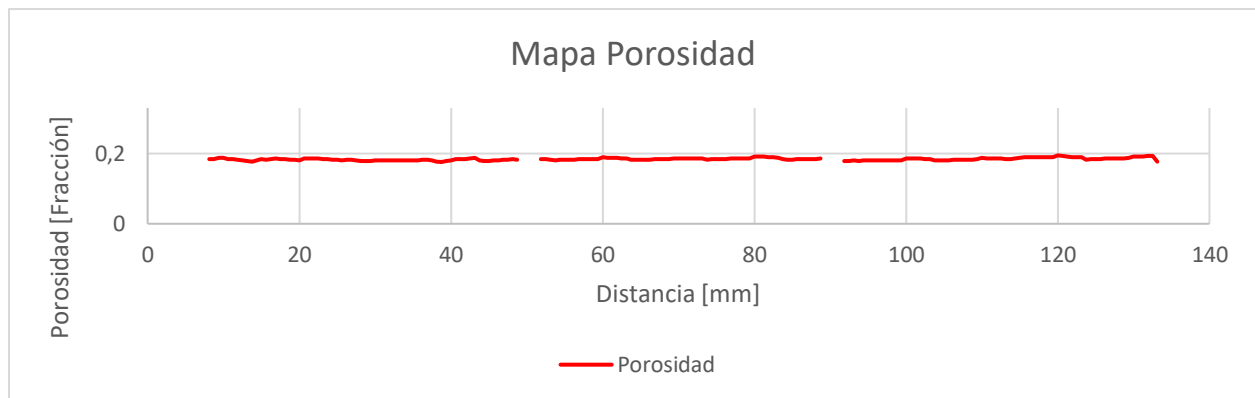
$$\phi = \frac{CTN_{seco} - CTN_{saturado}}{CTN_{aire} - CTN_{fluido}} \quad (5)$$

El valor de CTN_{aire} es de -1000 CT el cual es un valor estándar y el valor de CTN_{fluido} es de 810 CT el cual fue obtenido al escanear un recipiente lleno de la salmuera usada en la saturación. Para ajustar el perfil de porosidad al valor de porosidad obtenido mediante saturación de fluidos, el cual es tomado como valor de referencia, el valor del denominador de la ecuación varia levemente hasta que el valor obtenido de tomografía coincida con el valor de referencia.

El perfil de porosidad de la muestra del campo CL se muestra en la Figura 1 y se observa un comportamiento homogéneo a lo largo de las tres muestras.

Figura 1.

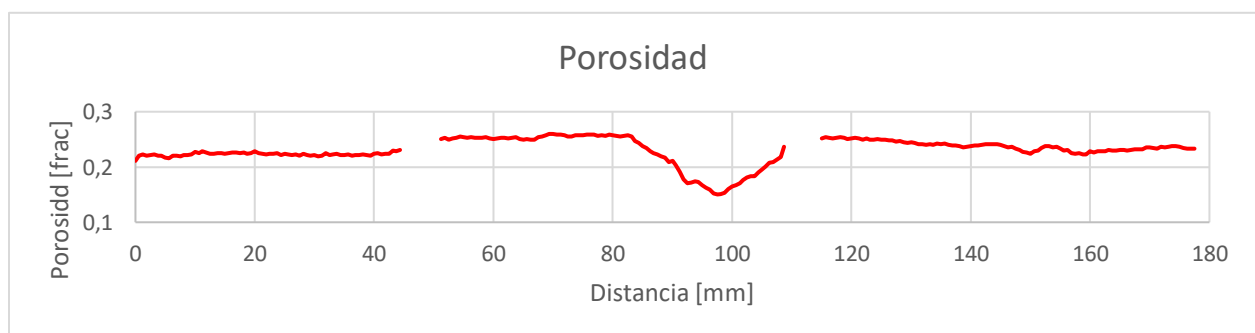
Mapa de porosidad campo CL



El perfil de porosidad del campo CM obtenido se muestra en la Figura 2, se observa un comportamiento homogéneo a lo largo de las tres muestras, excepto en la sección final de la segunda muestra donde tiene un valor de porosidad menor, es decir, un material menos poroso.

Figura 2.

Mapa de porosidad campo CM



2.4.2 *Propiedades del fluido*

La densidad fue obtenida haciendo las medidas mediante el método del picnómetro y para obtener la viscosidad se usó el viscosímetro Brookfield. La Tabla 2 muestra los valores obtenidos de viscosidad y densidad de los fluidos.

Tabla 2

Propiedades obtenidas de los fluidos usados en los desplazamientos

Propiedad	Campo CL	Campo CM
Densidad del agua [g/cm ³]	1.070	1.040
Viscosidad del Agua [cP]	0.447	0.440
Densidad del aceite [g/cm ³]	0.861	0.927
Viscosidad del aceite [cP]	8.36	61.32

2.4.3 *Permeabilidad absoluta*

Se inyecta agua a tres tasas diferentes, se mide el diferencial y se hace una estimación de la permeabilidad absoluta por medio de ley de Darcy. La permeabilidad absoluta obtenida para el campo de crudo liviano fue de 145.96 mD, para el campo de crudo medio se obtuvo una permeabilidad absoluta de 40.47 mD. En la Tabla 3 se muestra el diferencial de presión obtenido a diferentes tasas.

Tabla 3

Estimación de permeabilidad absoluta

Caudal [cc/min]	Diferencial de presión [psi]	
	Campo crudo liviano	Campo crudo medio
1	2.41	9.140
1.5	3.4	13.995
2	4.43	19.180

Se escanea el plug ya saturado y se monta en el equipo. Como condiciones de operación se usa una contrapresión (BPR) similar a la presión promedio del yacimiento, una presión de confinamiento 500 psi por encima de esta y la temperatura de yacimiento.

2.4.4 Desplazamiento tipo drenaje

A continuación, se realiza la etapa de drenaje, en la cual a la muestra se le inyecta la fase aceite para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wirr}), se toman las medidas de recuperación de agua y diferencial de presión.

La muestra se escanea en tiempo real mientras se satura, lo que permite obtener números CT a diferentes tiempos los que posteriormente son convertidos a un perfil de saturaciones.

En ambas muestras se puede ver como se forma un frente de desplazamiento de forma regular y no exhibe efectos de segregación o canales preferenciales de flujo. También se observa que los perfiles de saturación son homogéneos a lo largo de todo el composite plug, no se muestran cambios en el perfil al pasar de una muestra a la otra.

2.4.5 Permeabilidad efectiva al aceite

Cuando se alcanza el Sw_{irr} , se cambia la tasa de flujo; se usan diferentes tasas y se mide el diferencial de presión para determinar matemáticamente la permeabilidad efectiva del aceite a Sw_{irr} ($K_{coeff}@Sw_{irr}$).

La permeabilidad efectiva al aceite a saturación de agua irreducible estimada para el campo de crudo liviano es de 99.78 mD, para el campo de crudo medio es de 40.844 mD.

La Tabla 4 muestra las tasas usadas y los diferenciales de presión obtenidos.

Tabla 4

Caudales utilizados con el diferencial medido respectivo

Campo CL		Campo CM	
Caudal [cc/min]	Diferencial de presión [psi]	Caudal [cc/min]	Diferencial de presión [psi]
1	26.24	0.02	14.49
1.5	37.89	0.25	144.1
2	50.92	0.5	307

Una observación que se puede hacer es que el valor es casi igual al de la permeabilidad absoluta ($K_w=40.47$) lo cual teóricamente no tiene coherencia. Teniendo en cuenta que los diferenciales medidos muestran un buen comportamiento y que el R^2 obtenido de las regresiones realizadas, es posible que el error este en la medida de viscosidad realizada en el crudo debido a que la medición es abierta. Lo mencionado anteriormente sugiere que la permeabilidad estimada es una propiedad muy sensible a viscosidad medida.

Es usual que la viscosidad real este por debajo de la viscosidad medida en campos de crudo medio.

Aunque no es usual en este procedimiento experimental, se realiza la restauración del núcleo durante 10 días. Durante esta etapa se reporta la saturación inicial de agua y la permeabilidad al aceite a esta saturación. La saturación de agua irreducible obtenida para el campo de crudo liviano fue de 29.55% mientras que la de crudo medio fue de 25.31%.

2.4.6 Desplazamiento tipo imbibición

Para la etapa de imbibición, se realiza waterflooding a una tasa constante, esto con el fin de obtener la saturación residual de aceite. Durante esta etapa se registra la producción de aceite y el diferencial de presión contra tiempo además se obtienen números CT a diferentes tiempos de inyección los cuales se convierten a perfiles de saturación. Esta etapa finaliza cuando se produzca aceite y el diferencial de presión se equilibre. La muestra saturada a S_{orw} debe ser escaneada.

Cuando se alcanza el equilibrio se cambia la tasa de inyección para estimar permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite ($K_{weff}@S_{or}$). Se usan tres tasas de inyección distintas, para asegurar que se produzca la mejor tasa de recuperación de aceite posible. En la

Tabla 5 se muestran las tasas utilizadas y la saturación de aceite residual obtenida.

Tabla 5

Obtención de la saturación residual de aceite

	Campo crudo liviano	Campo crudo medio
Primera tasa [cc/min]	0.25	0.25
Segunda tasa [cc/min]	0.5	0.5
Tercera tasa[cc/min]	1	0.75
Saturación de aceite residual [Fracción]	40.32%	44.63%

2.4.7 Permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite

Se usan las tres tasas de inyección utilizadas y el diferencial de presión medido para aplicar la ley de Darcy. El valor estimado mediante regresión lineal de permeabilidad efectiva al agua a saturación de aceite residual para el campo de crudo liviano fue de 4.04 mD y para el campo de crudo medio fue de 3.94 mD. La Tabla 6 muestra los caudales de inyección utilizados y el valor de permeabilidad estimado.

Tabla 6.

Determinación permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite

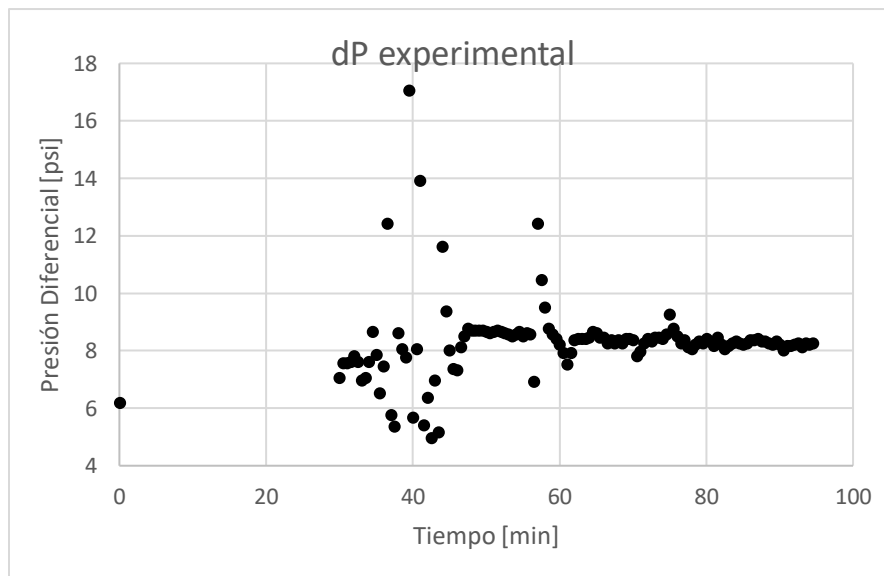
Campo crudo liviano		Campo crudo medio	
Q[cc/min]	dP [psi]	Q[cc/min]	dP [psi]
0.25	8.25	0.25	12.61
0.5	17.45	0.5	23.39
1	32.87	0.75	35.24

2.4.8 Resultados

La presión diferencial obtenida para el campo CL del waterflooding se muestra en la Figura 3 y la Figura 4 muestra la producción acumulada del campo CL. En la Figura 5 se puede observar que la saturación residual del campo CL no es homogénea, por lo que en el simulador se plantea estudiar este comportamiento agregando esta última distribución de saturaciones al modelo.

Figura 3

Presión diferencial a lo largo del waterflooding del campo CL

**Figura 4**

Producción de aceite acumulada a lo largo del waterflooding del campo CL

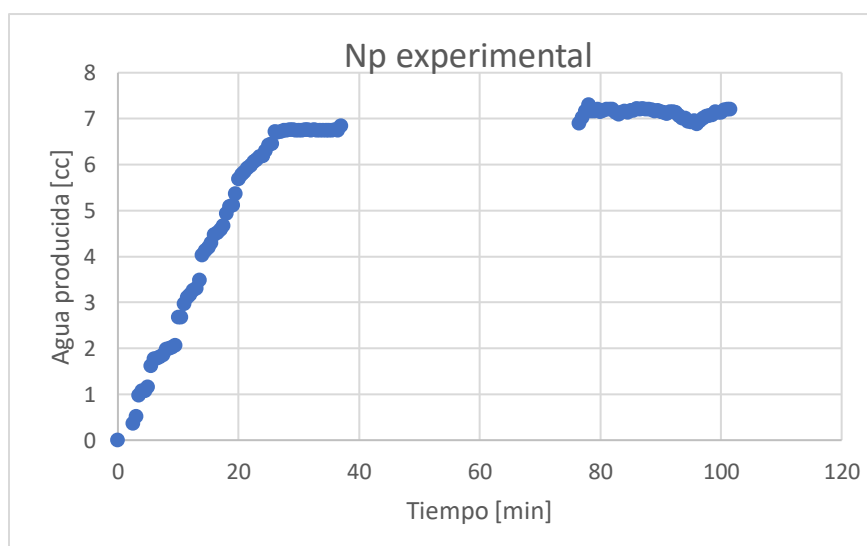
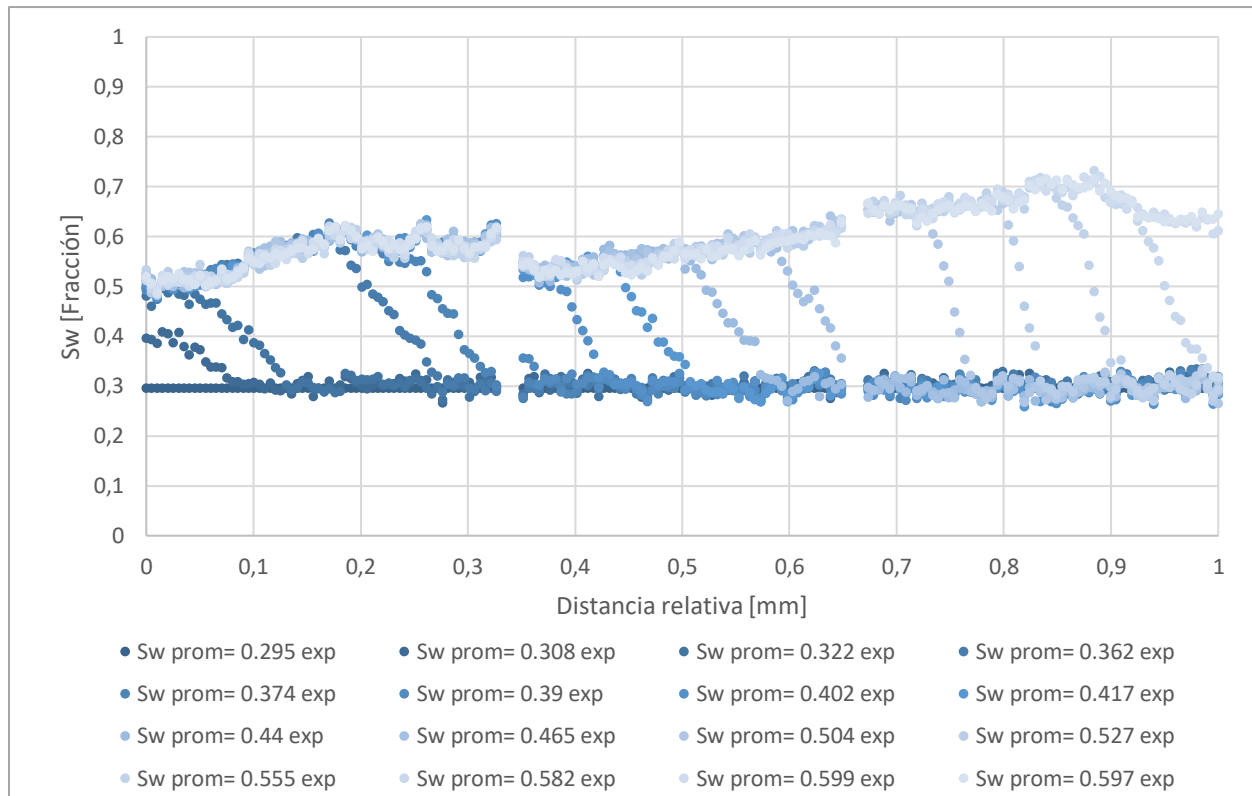


Figura 5*Perfil de saturaciones del campo CL*

La Figura 6 muestra los resultados de producción acumulada de aceite y de presión diferencial para el campo CM. Finalmente se puede observar en la Figura 7 el perfil de saturaciones obtenido para el campo CM.

Figura 6

Resultados experimentales de producción y diferencial de presión del campo CM

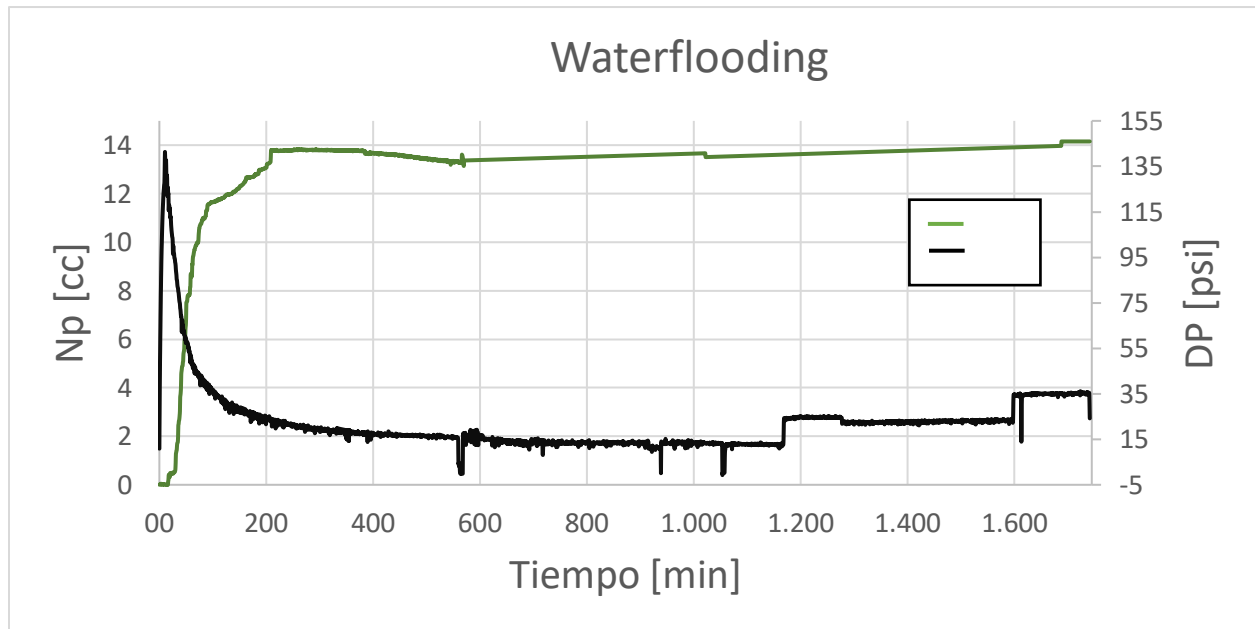
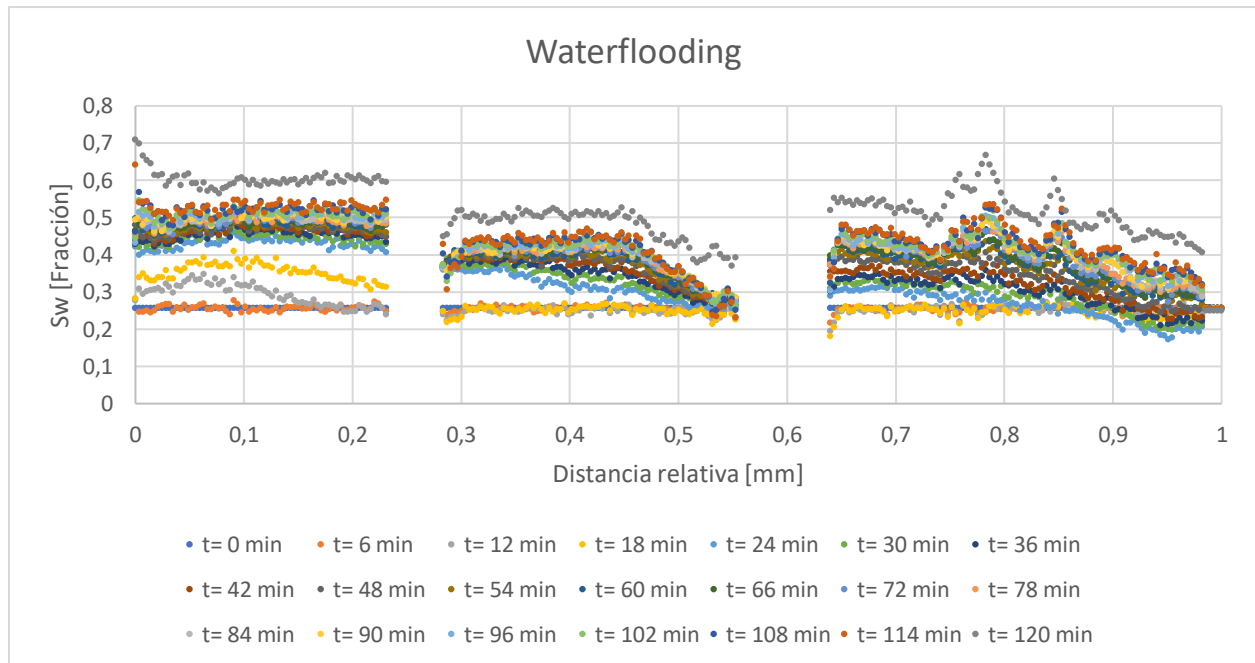


Figura 7*Perfil de saturación campo CM*

3 Modelo base de simulación

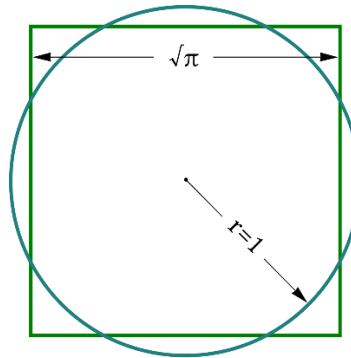
Se genera un modelo en STARS para garantizar un modelado que concuerde adecuadamente con las condiciones de crudo muerto deseadas para ambas muestras y que posteriormente le proporcione a CMOST valores precisos para el ajuste histórico.

3.1 Geometría de la malla

Se genera un modelo cartesiano unidimensional, para esto, se debe hacer homologar el volumen cilíndrico del plug a un volumen prismático. La misma longitud de la muestra no varía. Para convertir el área circular a cuadrada se usa la fórmula(6):

$$h = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 * \pi} \quad (6)$$

Donde D es el diámetro del plug y h es a su vez el ancho de celda y el espesor de la capa. En la Figura 8 se muestra un cuadrado y un círculo de igual área como ejemplo para mayor entendimiento.

Figura 8. Círculo y cuadrado de área π^2 

Para ambos modelos se establecen 30 celdas del mismo ancho lo cual permite a la simulación una buena caracterización del yacimiento. Las medidas reales y las establecidas para el modelo se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7

Medidas geométricas del plug y del modelo

	Campo crudo liviano	Campo crudo medio
Espesor muestra [cm]	3.6870	3.7310
Longitud muestra [cm]	12.87	18.156
Espesor de bloque [cm]	3.2675	3.3065
Longitud de celda [cm]	0.429	0.6052

3.2 Propiedades del arreglo

Se establece el tope de la malla como 0, el modelo generado es de una única capa de espesor h (el obtenido anteriormente). La porosidad tendrá un valor estándar el cual será modificado posteriormente con el mapa de porosidad. Se usa la permeabilidad efectiva del crudo en todas las direcciones.

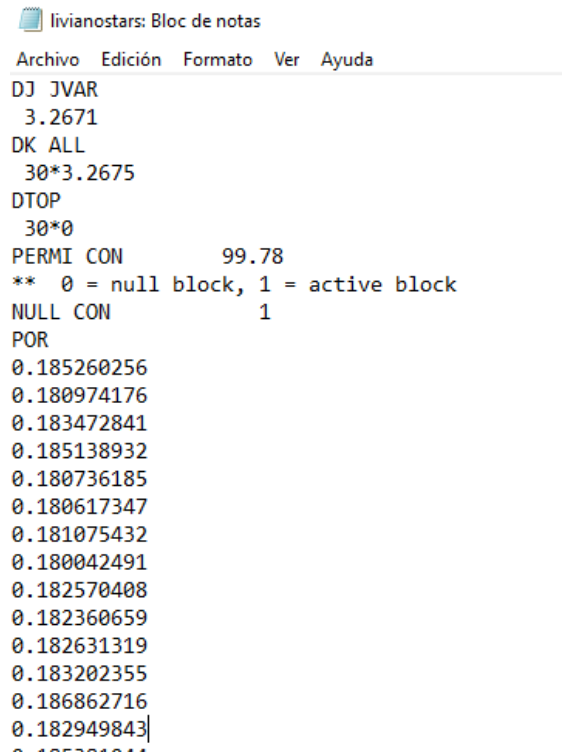
Para ambos modelos la compresibilidad de la roca tiene un valor muy pequeño ($1 \cdot 10^{-6}$ 1/psi) y la presión de referencia es la estándar (14.7 psi).

3.3 Integración del mapa de porosidad

Se toman los valores de porosidad por sección obtenidos por el tomógrafo. Y teniendo en cuenta que la cantidad de celdas en el modelo de simulación es 30, se forman 30 grupos representativos de valores experimentales de modo que las distancias experimentales concuerdan con la distancia de las celdas del modelo. Posteriormente se promedian los valores que pertenecen al mismo grupo de datos. Finalmente, estos valores son agregados al archivo .dat del modelo dentro del archivo de texto continuo a la keyword de porosidad POR como se muestra en la Figura 9.

Figura 9

Archivo de texto del modelo con el mapa de porosidad agregado



```

livianostars: Bloc de notas
Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
DJ  JVAR
  3.2671
DK  ALL
  30*3.2675
DTOP
  30*0
PERMI  CON          99.78
**  0 = null block, 1 = active block
NULL  CON          1
POR
0.185260256
0.180974176
0.183472841
0.185138932
0.180736185
0.180617347
0.181075432
0.180042491
0.182570408
0.182360659
0.182631319
0.183202355
0.186862716
0.182949843
0.185260256

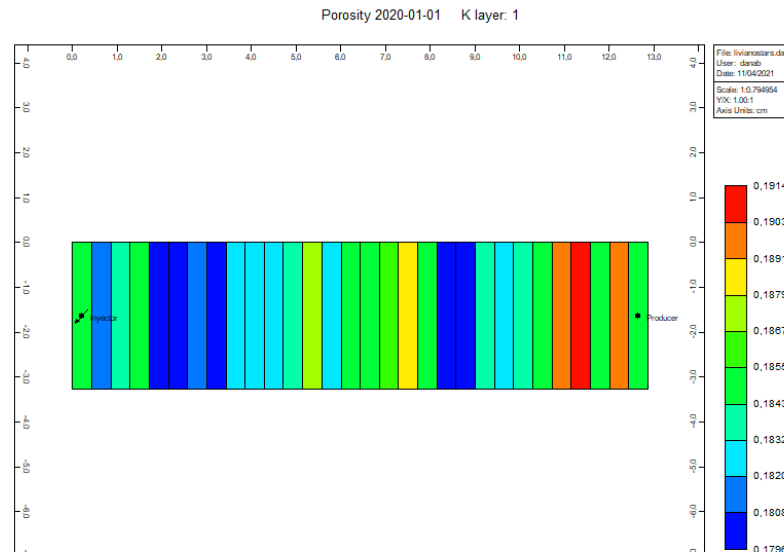
```

Como la porosidad varía para cada celda, se debe borrar la keyword CON de constante.

En la Figura 10 se muestra la heterogeneidad generada en la porosidad del modelo para el campo CL.

Figura 10

Modelo de celdas con porosidad variable



3.4 Componentes

Se genera una tabla PVT y se programan los valores de operación y las de propiedades de los fluidos, verificando que el factor volumétrico, sea igual a uno y la compresibilidad tenga un valor muy pequeño para asegurar que la tasa de inyección sea igual a la de producción.

Se debe revisar que los valores de viscosidad, factor volumétrico y viscosidad sean correctos dentro de la tabla PVT. Para continuar hay que especificar una presión y temperatura de burbuja, ya que el simulador lo requiere. En la parte de composición es importante especificar que no hay gas (crudo muerto).

Finalmente, el simulador va a solicitar los valores de viscosidad como se muestra en la Figura 11.

Figura 11

Valores de viscosidad para la fase líquida

Component and Phase Properties

Component definition K values Densities Liquid phase viscosities Ga

Viscosity type: 1

☐ Use viscosity correlations
☒ Use viscosity table
 ☒ Single Table
 ☐ Multiple Tables

At Pressure: 0 kPa 1

#	Tempera...	Water	Dead_Oil	Comment
		Aqueous	Oleic	
	C	cp	cp	
1	62.4	0.45	8.36	

3.5 Modelo roca fluido

Solo se genera un tipo de roca y se generan las tablas usando correlaciones. Como no hay presión capilar, la saturación connata e irreducible de agua se hacen las mismas. Igualmente, para la saturación irreducible de aceite y la residual.

Para obtener la permeabilidad relativa a Saturación de aceite residual ($K_{rw@Sor}$), se utiliza la ecuación (7).

$$K_{rw@Sor} = \frac{K_{effw}}{K_{ref}} \quad (7)$$

La permeabilidad relativa a saturación connata de agua es igual a 1 debido a que anteriormente se estableció como la permeabilidad absoluta. A los exponentes para el cálculo de las curvas de permeabilidad se les da un valor base de 2.

El procedimiento para obtener la permeabilidad relativa a saturación de aceite residual para el campo CL se muestra en la ecuación (8).

$$K_{rw@Sor} = \frac{4.04}{99.78} = 0.04$$

El valor obtenido para el campo CL es de 0.04 y para el campo CM es de 0.0967. Los valores ingresados al simulador se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8

Modelo roca fluido para el campo CL y el campo CM

Propiedad	Campo CL	Campo CM
Saturación connata, Saturación crítica de agua	0.2955	0.2531
Saturación irreducible, Saturación residual de aceite	0.4032	0.4463
Permeabilidad relativa al aceite a saturación connata de agua	1	1
Permeabilidad relativa al agua a saturación irreducible de aceite	0.04	0.1
Valor de partida de los exponentes	2	2

3.6 Modificador saturación residual variable

Para recrear el comportamiento heterogéneo de la saturación residual de aceite. Se toman los 30 valores de saturación de agua a tiempos tardíos que corresponden al centro de cada celda del modelo obtenidos en el waterflooding. Se obtiene la saturación residual de aceite por medio de la ecuación (2).

$$S_{or} = 1 - S_w \quad (8)$$

Donde S_{or} es la saturación residual de aceite de la celda, S_w es la saturación de agua de la celda en el último tiempo registrado.

La keyword que usa STARS para la saturación residual de aceite para el modelo es BSORW. Para expresar que la saturación varía para cada celda se agrega IVAR.

En el archivo de texto se agrega la keyword BSORW IVAR continuo al modelo roca fluido generado por el simulador y continuo se deben agregar los 30 valores de saturación residual obtenidos como se muestra en la Figura 12.

Figura 12

Saturación residual de aceite en el archivo de texto

```
SLT
  0.6987      0.04      0
  0.717531    0.0351562  0.00390625
  0.736363    0.030625   0.015625
  0.755194    0.0264062  0.0351563
  0.774025    0.0225     0.0625
  0.792856    0.0189062  0.0976563
  0.811688    0.015625   0.140625
  0.830519    0.0126563  0.191406
  0.84935     0.01      0.25
  0.868181    0.00765625 0.316406
  0.887012    0.005625   0.390625
  0.905844    0.00390625 0.472656
  0.924675    0.0025     0.5625
  0.943506    0.00140625 0.660156
  0.962337    0.000625   0.765625
  0.981169    0.00015625 0.878906
      1      0      1
BSORW IVAR
0.481604    0.474649    0.49055 0.464577    0.428847    0.407239    0.42981 0.42351
*MOD
```

3.7 Condiciones iniciales y control numérico

Como condiciones iniciales, se establece el espesor del plug como el contacto agua aceite. Como presión de referencia se usa la BPR. Los valores proporcionados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9

Condiciones iniciales del modelo

Condiciones iniciales	Campo CL	Campo CT
Contacto agua-aceite [cm]	3.267	3.30649
Presión de referencia [psi]	600	1000
Profundidad de referencia [cm]	0	0

En control numérico, se establece un paso de 0.1 minutos en ambos modelos para que el simulador proporcione una caracterización más detallada.

3.8 Pozos y fechas

El paso se ajusta a minutos y se ingresa la duración de la simulación. Teniendo en cuenta la tasa manejada antes de ruptura, se debe ingresar como tasa máxima de agua del waterflooding. Adicionalmente, se debe poner un STOP en la fecha en la que finaliza esta primera tasa. Los valores utilizados en el modelo se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10

Wells and recurrents de los modelos de crudo liviano y mediano

	Campo CL	Campo CM
Duración del experimento	362 min	1167 minutos
Tiempo simulación	6 h, 2 min	7 h, 27 min
Stop	Min 99	Min 1167
Fluido inyectado	Agua@145°F	Agua@147°F
Restricción pozo inyector	Tasa máx. agua: 0.25 cc/min	Tasa máx. agua: 0.25 cc/min
Restricción pozo productor	Tasa máx. líquido: 0.25 cc/min	Tasa máx. líquido: 0.25 cc/min
Radio de pozo	0.001 cm	0.001 cm

3.9 Salida de resultados

Una parte importante para la generación del .ses es decirle al simulador que escriba en los resultados la saturación por bloque del modelo. Para esto hay que dirigirse a la sección de “I/O Controls” y agregar un ítem de origen “specials”. Se debe seleccionar BLOCKVAR en la sección del nombre de la variable y en variable SRF seleccionar la keyword SW. Por último, se debe ingresar la dirección de celda. El procedimiento mencionado se muestra en Figura 13.

Figura 13

Modificación para agregar la saturación de agua en la salida del simulador.

Special Variable Name	Unit	SRF Variable	Block Address	Component
☒ BLOCKVAR		SW	1,1,1	
☐ MAXVAR				
☐ MINVAR				
☐ AVGVAR				

Special Variable Name	Well 1	Component	Phase Indicator/stat

Se debe hacer este procedimiento por cada celda que se vaya a analizar, se puede verificar que el archivo .Dat tenga la apariencia mostrada en la Figura 14.

Figura 14

Keywords de generación de perfiles de saturación en el archivo de resultados

```

INUNIT LAB
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF GRID PRES SG SO SW TEMP
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 1,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 3,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 6,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 9,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 12,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 15,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 18,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 21,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 24,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 27,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR SW 30,1,1
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE
<

```

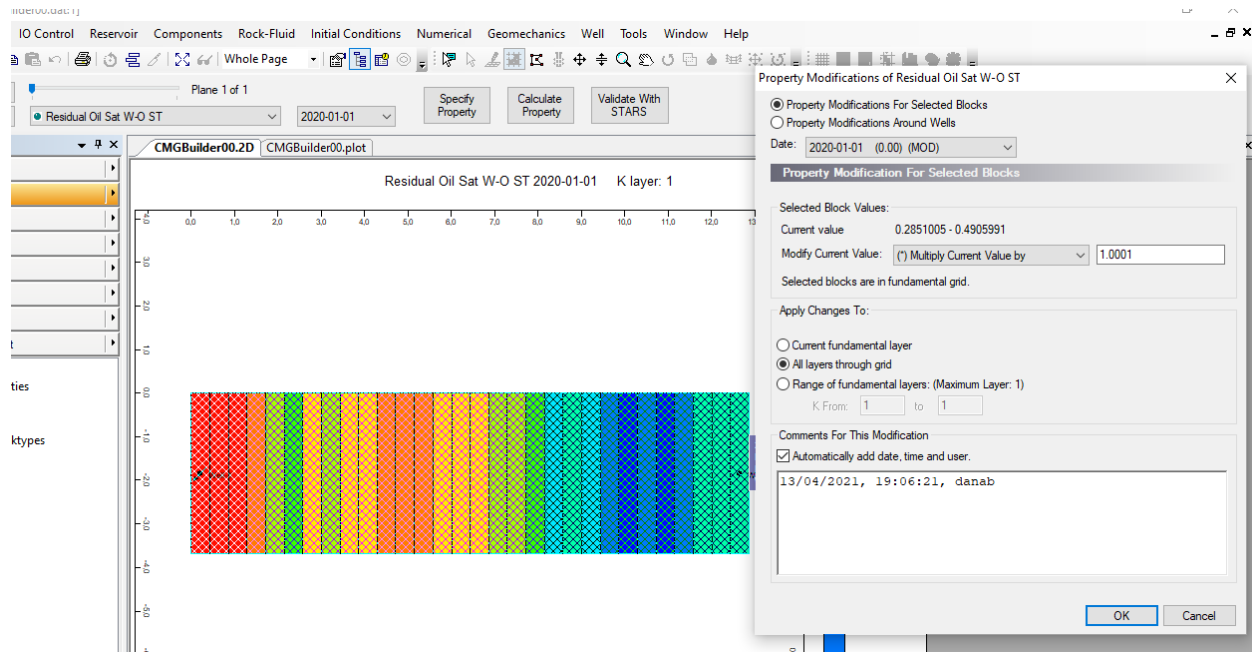
3.9.1 Multiplicador Sorw

Para posteriormente hacer el ajuste histórico, se necesita colocar el multiplicador de Saturación residual. Se hace de la siguiente manera:

Se selecciona la propiedad: Residual Oil Sat W-O ST. Después se selecciona la opción “editar propiedad del yacimiento” y se seleccionan todas las celdas. Después se ingresa multiplicar el valor actual por 1.0001 para todas las celdas a través de la malla y selecciona la opción agregar automáticamente fecha, tiempo y usuario como se muestra en la Figura 15.

Figura 15

Multiplicador saturación residual



3.10 Generación de archivos históricos

Para crear el histórico se toma de base un archivo .fhf antiguo, el objetivo es adaptar el archivo de texto a los datos que se desea agregar. En general, un archivo .fhf tiene la forma mostrada en la Figura 16.

Para iniciar, se debe modificar la fecha de inicio de simulación del experimento en la línea 4. En la línea 6 se debe poner la cantidad de columnas que son los valores de propiedades ligadas a la fecha. En la línea 7 del archivo se escribe el nombre de la propiedad y sus unidades la línea 8, se debe tener en cuenta el nombre que maneja el simulador.

Según el tipo de origen de la información ya sean los pozos, las celdas, etcétera. La cantidad de orígenes se escribe en la línea 9.

A partir de la línea 10 se ingresan los paquetes de datos. El paquete de datos consiste en el nombre de su origen, seguido de los datos organizados en columnas. Las fechas de deben estar en el formato mostrado en la Figura 16 y forman la primera columna. Frente a cada fecha deben estar los valores de las propiedades asociadas a esta, de manera que se forma una nueva columna.

Figura 16

Archivo .fhf regular

```

Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
|** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period.  Non-Rate values (e.g. pressure) are instantaneous.
2020-01-01
'Production Data Field History File'
2020 1 1      Fecha de inicio de la información
'ISO_DATE_FORMAT'
1  Cantidad de columnas de información
'Water Saturation' Nombre de la propiedad
'' Unidades de la propiedad
11 Cantidad de grupos de datos de origen
'SW 1,1,1' SPECIAL Nombre del origen
2020-01-01T00:00:00  0.2955
2020-01-01T00:02:00  0.408697
2020-01-01T00:04:00  0.495878
2020-01-01T00:11:00  0.508854
2020-01-01T00:15:00  0.500556
2020-01-01T00:19:00  0.500654
2020-01-01T00:21:00  0.505162
2020-01-01T00:23:00  0.503128
2020-01-01T00:25:00  0.505162
2020-01-01T00:27:00  0.498871
2020-01-01T00:29:00  0.503208
2020-01-01T00:31:00  0.50665
2020-01-01T00:33:00  0.511776
2020-01-01T00:35:00  0.513317
2020-01-01T00:37:00  0.520397
2020-01-01T00:39:00  0.511256
2020-01-01T00:41:00  0.488744

```

Para crear el histórico de producción acumulada de petróleo, se toman los datos obtenidos de producción experimental y las fechas y se modifica el formato de la fecha. Después se toma el archivo base y se llenan los campos respectivos con la información adecuada como se hace en la

Figura 17. Igualmente, para el archivo de diferencial de presión. Un ejemplo se muestra en la Figura 18.

Figura 17

Histórico de producción acumulada

```
Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
|** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period.  Non-Rate va
2020-01-01
'Production Data Field History File'
2020 1 1
'ISO_DATE_FORMAT'
1
'Cumulative Oil SC'
'cm3'
1
'Producer'
2020-01-01T00:00:00      0
2020-01-01T00:02:30     0.36
2020-01-01T00:03:00     0.52
2020-01-01T00:03:30     0.97
2020-01-01T00:04:00     1.07
2020-01-01T00:04:30     1.08
2020-01-01T00:05:00     1.16
2020-01-01T00:05:30     1.62
2020-01-01T00:06:00     1.77
2020-01-01T00:06:30     1.78
2020-01-01T00:07:00     1.81
2020-01-01T00:07:30     1.86
```

Figura 18*Histórico de diferencial de presión*

```

Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
|** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period.  Non-Rate val
2020-01-01
'Production Data Field History File'
2020 1 1
'ISO_DATE_FORMAT'
1
'Formula: dp'
'psi'
1
'Well-1'
2020-01-01T00:00:06      6.18
2020-01-01T00:30:01      7.05
2020-01-01T00:30:31      7.55
2020-01-01T00:31:01      7.55
2020-01-01T00:31:31      7.6
2020-01-01T00:32:01      7.8
2020-01-01T00:32:31      7.6
2020-01-01T00:33:01      6.95
2020-01-01T00:33:31      7.05
2020-01-01T00:34:01      7.6
2020-01-01T00:34:31      8.65
2020-01-01T00:35:01      7.85
2020-01-01T00:35:31      6.5
2020-01-01T00:36:01      7.45
2020-01-01T00:36:31     12.4
2020-01-01T00:37:01      5.75

```

Para construir el archivo histórico del perfil de saturación se eligen alrededor de 10 celdas distribuidas de manera equidistante, en el estudio actual se tomó una celda adicional la cual es la celda inicial (para un total de 11). De los perfiles de saturación provenientes de las imágenes de tomografía, se deben obtener la saturación de agua para los tiempos tomados en el waterflooding, para las posiciones correspondientes a cada centro de celda de simulación. Para la construcción de este archivo histórico se hace un paquete de datos por celda, es decir, que la fila 9 del archivo se debe escribir como valor 11. Adicionalmente cada grupo de datos tendrá como nombre 'SW m, n, o' SPECIALS, donde SW es el nombre de la propiedad, seguido por la ubicación de la celda "m, n, o" y especificar que es una propiedad. Un ejemplo de archivo de datos de histórico de saturaciones se muestra en la Figura 19.

Figura 19.*Histórico de perfil de saturación*

```

Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
2020-01-01
'Production Data Field History File'
2020 1 1
'ISO_DATE_FORMAT'
1
'Water Saturation'
..
11
'SW 1,1,1' SPECIAL
2020-01-01T00:02:00 0.397010571428571
2020-01-01T00:03:00 0.482505714285714
2020-01-01T00:06:00 0.498025714285714
2020-01-01T00:07:00 0.497957714285714
2020-01-01T00:10:00 0.496862857142857
2020-01-01T00:12:00 0.500517857142857
2020-01-01T00:14:00 0.500986571428572
2020-01-01T00:16:00 0.506484
2020-01-01T00:18:00 0.504465142857143
2020-01-01T00:20:00 0.509192714285714
2020-01-01T00:22:00 0.505128857142857
2020-01-01T00:25:00 0.511942285714286
2020-01-01T00:26:00 0.503789
2020-01-01T00:37:00 0.508698285714286
2020-01-01T00:39:00 0.511270571428571

'SW 3,1,1' SPECIAL
2020-01-01T00:02:00 0.312267666666667
2020-01-01T00:03:00 0.4197525
2020-01-01T00:06:00 0.5432665
2020-01-01T00:07:00 0.540912166666667
2020-01-01T00:10:00 0.536504833333333
2020-01-01T00:12:00 0.539174166666667
2020-01-01T00:14:00 0.5358115

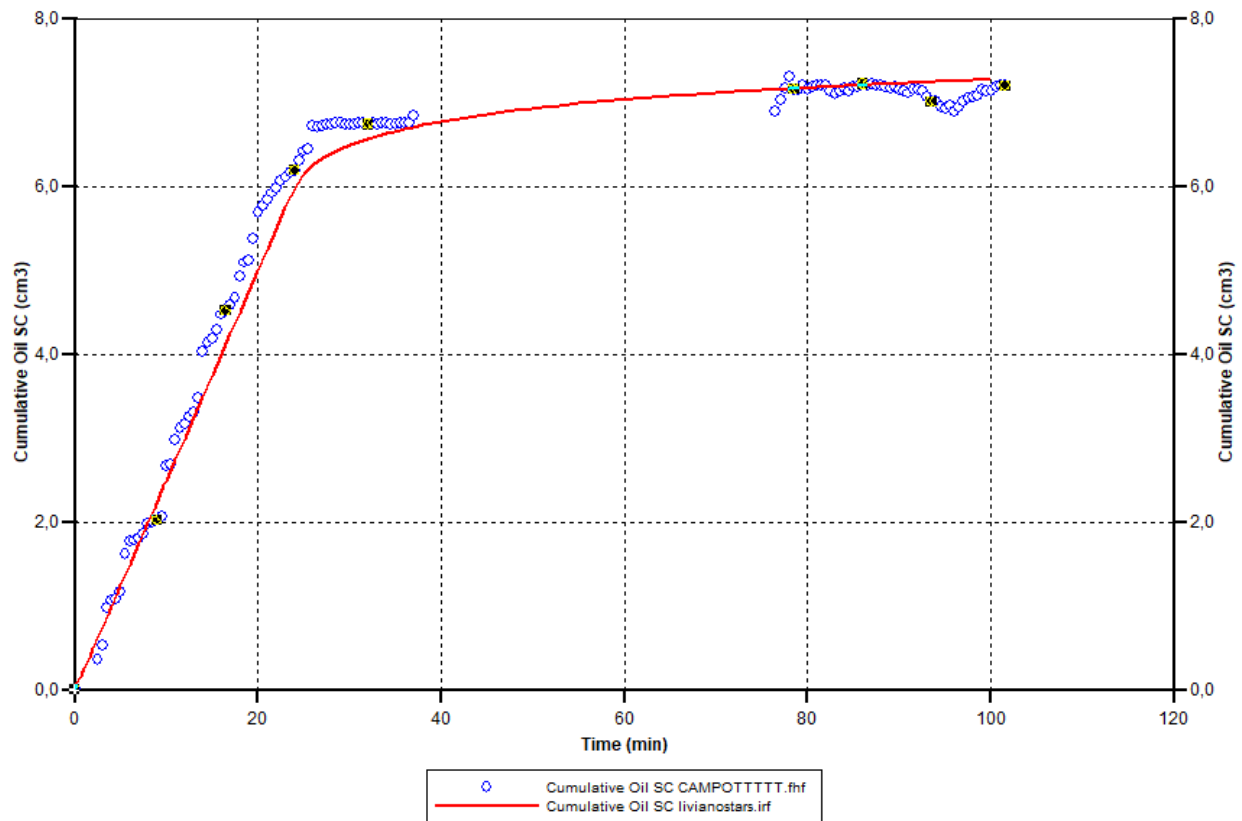
```

3.11 Generación archivo .ses

Se procede a abrir el .irf generado por el simulador y los archivos históricos creados. Se agrega la gráfica de producción de crudo acumulada tanto simulada como histórica en el mismo plot el resultado se observa en la Figura 21.

Figura 20.

Comparación de producción acumulada de crudo histórica y simulada



Para crear la variable de diferencial de presión a través del tiempo se debe hacer uso de la herramienta “formula manager” y siguiendo el procedimiento mostrado en la Figura 21.

Figura 21.*Procedimiento para crear el diferencial de presión*

Tools> Formula manager > new> nombre: dp> add independient variables> well> inject>
Well block pressure> add> producer> well block pressure> add> OK.

Formula: $(X_0 - x_1) * 0.145$

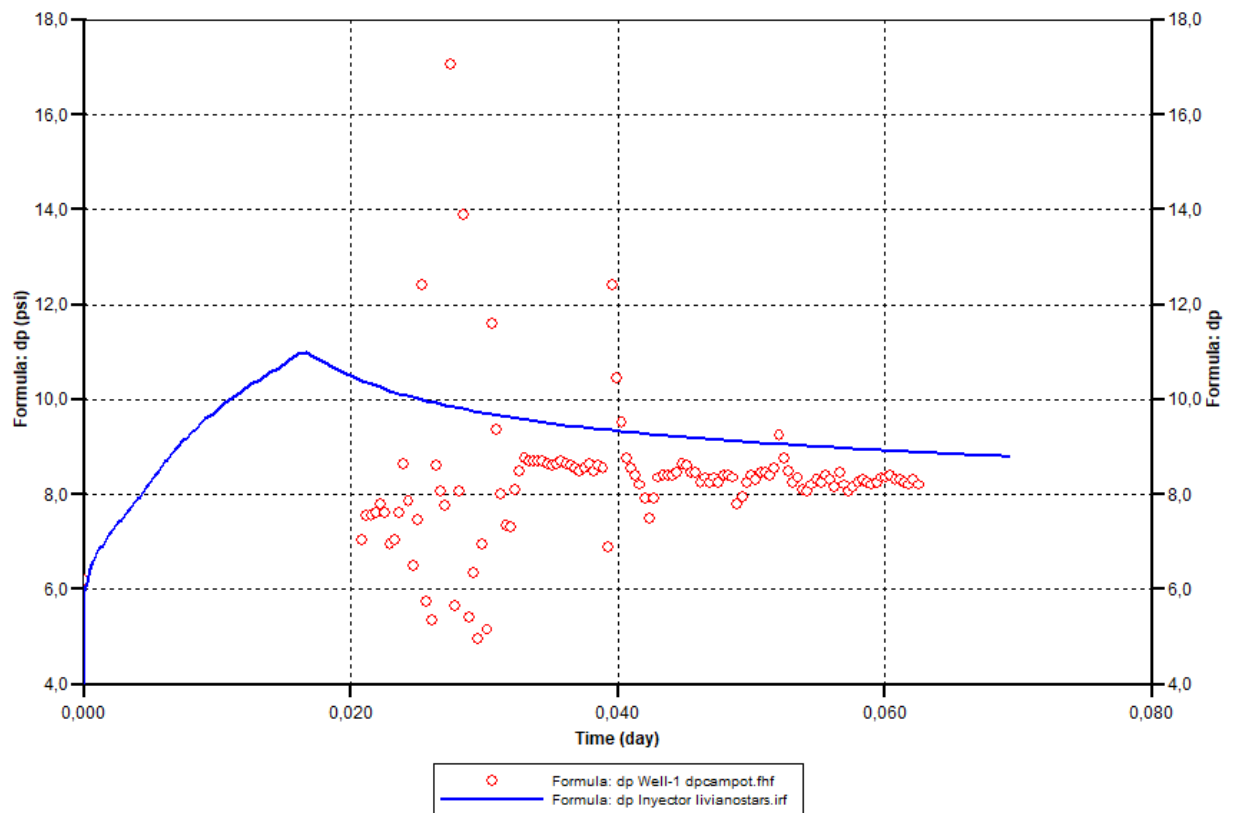
X0: Presión en la cara de inyección

X1: presión en la cara de producción

Se agrega la gráfica de la fórmula generada y el histórico de diferencial de presión, asegurándose de que los ejes concuerden en rango, el resultado se observa en la Figura 23.

Figura 22.

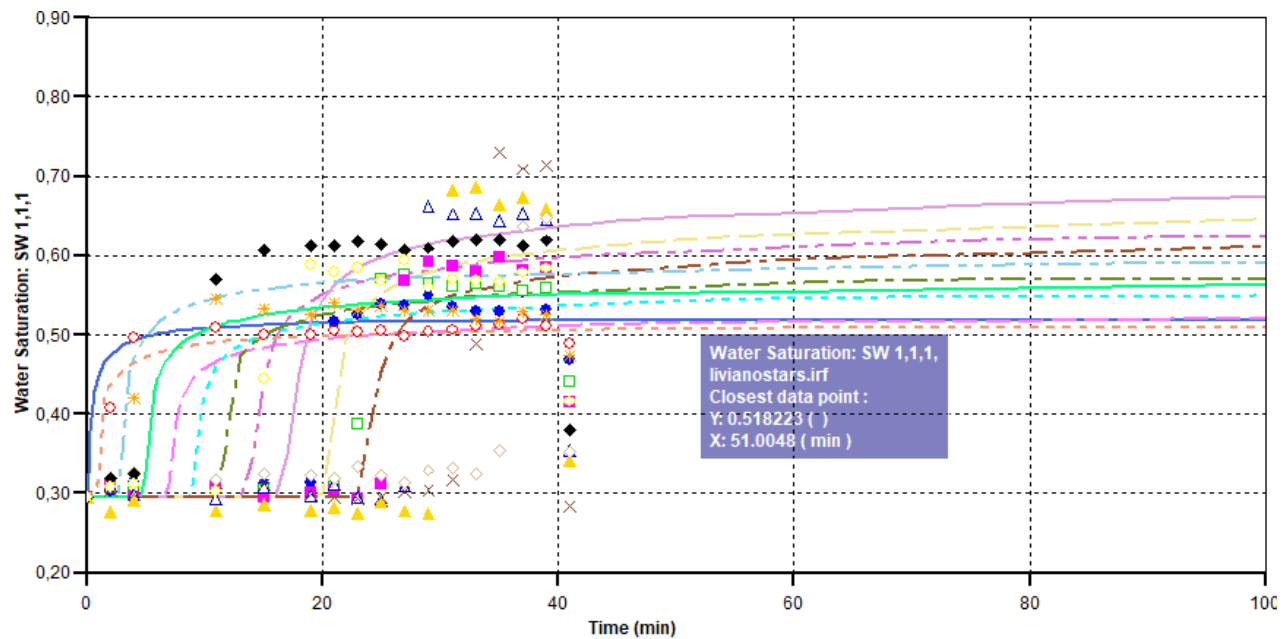
Comparación inicial del diferencial de presión



Finalmente se crea la gráfica de perfil de saturaciones la cual es de origen special history, para ello se agrega la saturación de agua de cada bloque. En la misma gráfica se debe insertar también el perfil de saturaciones histórico asociado como se muestra en la Figura 23.

Figura 23.

Comparación inicial de las saturaciones de agua (perfil de saturaciones)

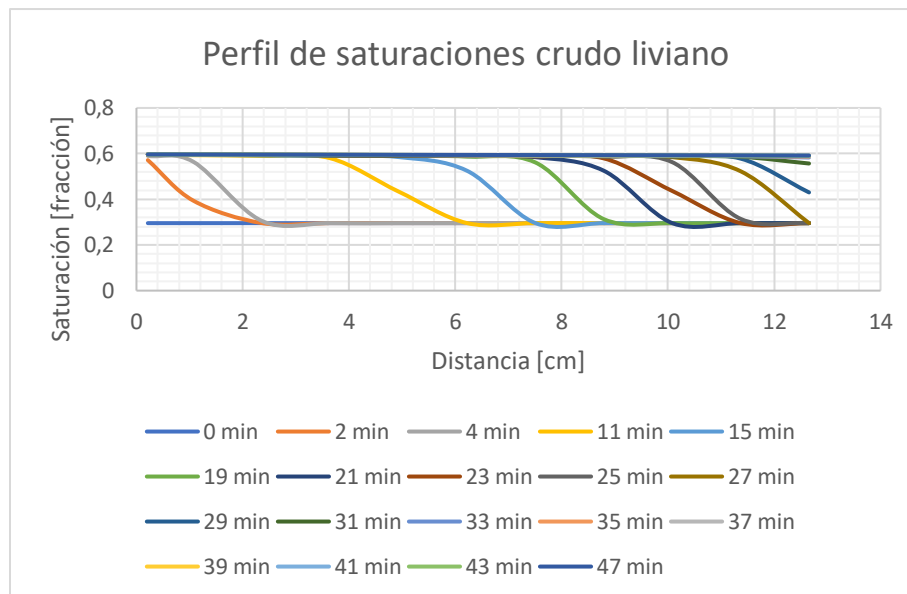


3.12 Construcción del perfil de saturaciones de la simulación

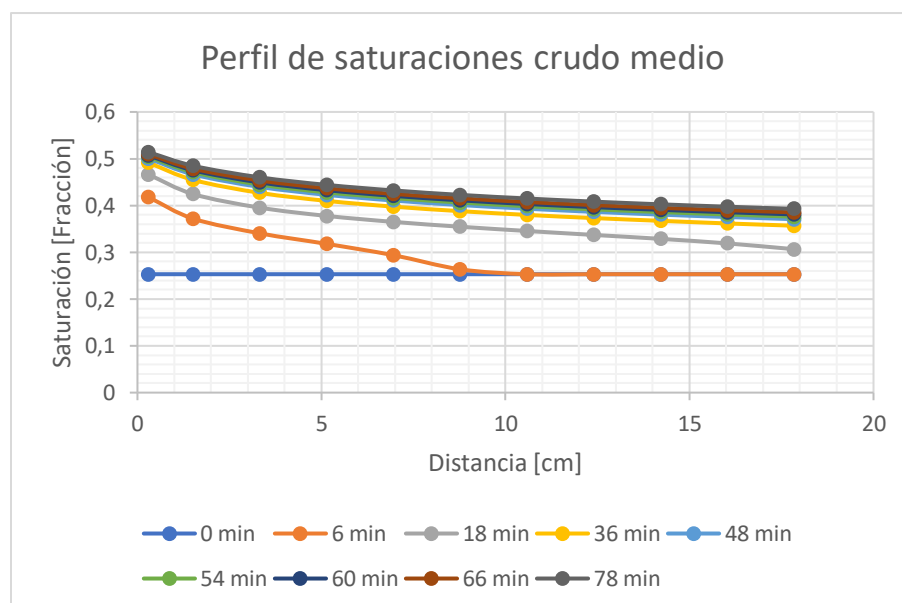
Para lograr estos perfiles, con el fin de tener una comparación previa del comportamiento del flujo, en relación con los resultados experimentales, se exporta la data de las gráficas realizadas en CMG a Excel y se toman las saturaciones que concuerdan con los tiempos de experimentación para cada una de las celdas. Se transforma la nomenclatura de celda a distancia en centímetros y se construye la gráfica de saturación contra distancia para diferentes tiempos. Los perfiles obtenidos se muestran en la Figura 24 y Figura 25.

Figura 24.

Perfil de saturaciones simulado caso 1

**Figura 25.**

Perfil de saturaciones simulado caso 2



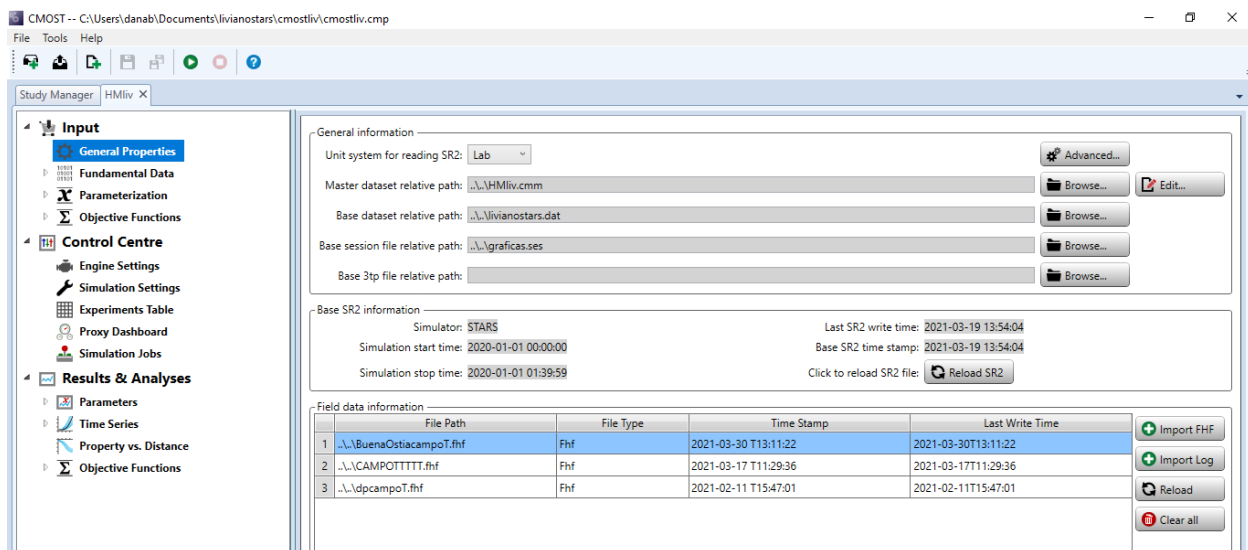
4 Ajuste histórico haciendo uso de CMOST y determinación de permeabilidades relativas

Se hace uso del programa CMOST debido a su capacidad para hacer parametrización y generar ajustes histórico. En CMOST se crea un nuevo proyecto de ajuste histórico, se le proporciona al programa el archivo .dat y éste creará un archivo maestro para trabajar.

El proyecto requiere el archivo .ses generado anteriormente como guía y los históricos creados con anterioridad para realizar el ajuste, estos archivos se deben subir en la sección “General properties” un ejemplo del resultado se muestra en la Figura 26.

Figura 26.

Archivos requeridos por el simulador

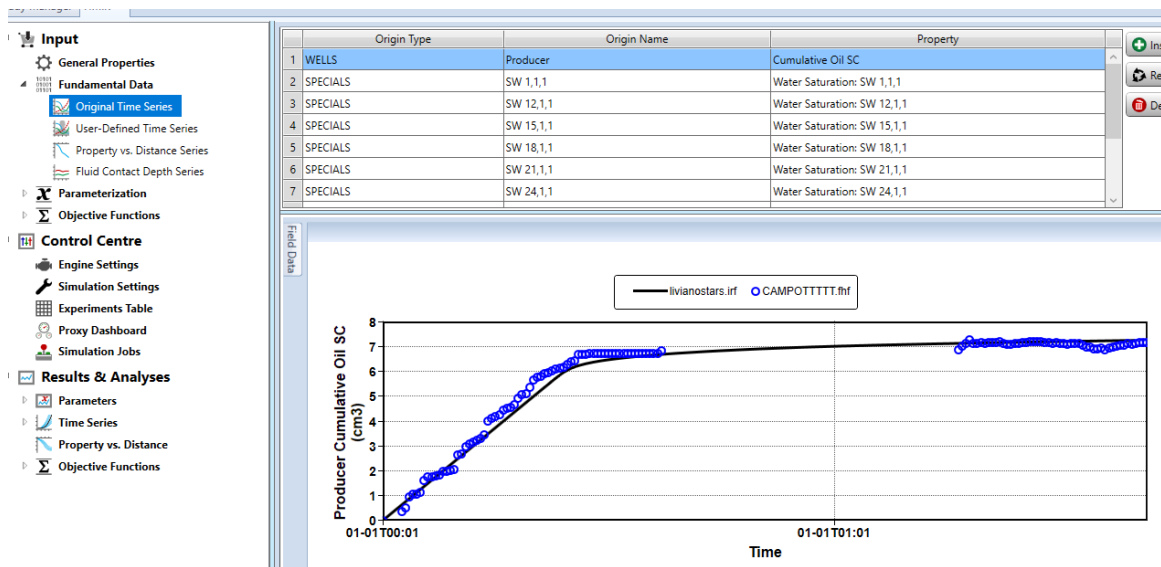


En la sección de “Fundamental data” se deben agregar los archivos históricos (.fhf) de la producción acumulada de aceite, la saturación de celda a través del tiempo y el diferencial de presión, las cuales son las propiedades que se desea ajustar.

El acumulado y la saturación se pueden insertar fácilmente en la sección de “Original time series”. En la Figura 27 se observan las propiedades de producción acumulada y las saturaciones ya insertadas y muestra como CMOST relaciona los archivos históricos con el modelo simulado de acumulado de petróleo.

Figura 27.

Información fundamental de tipo series de tiempo originales

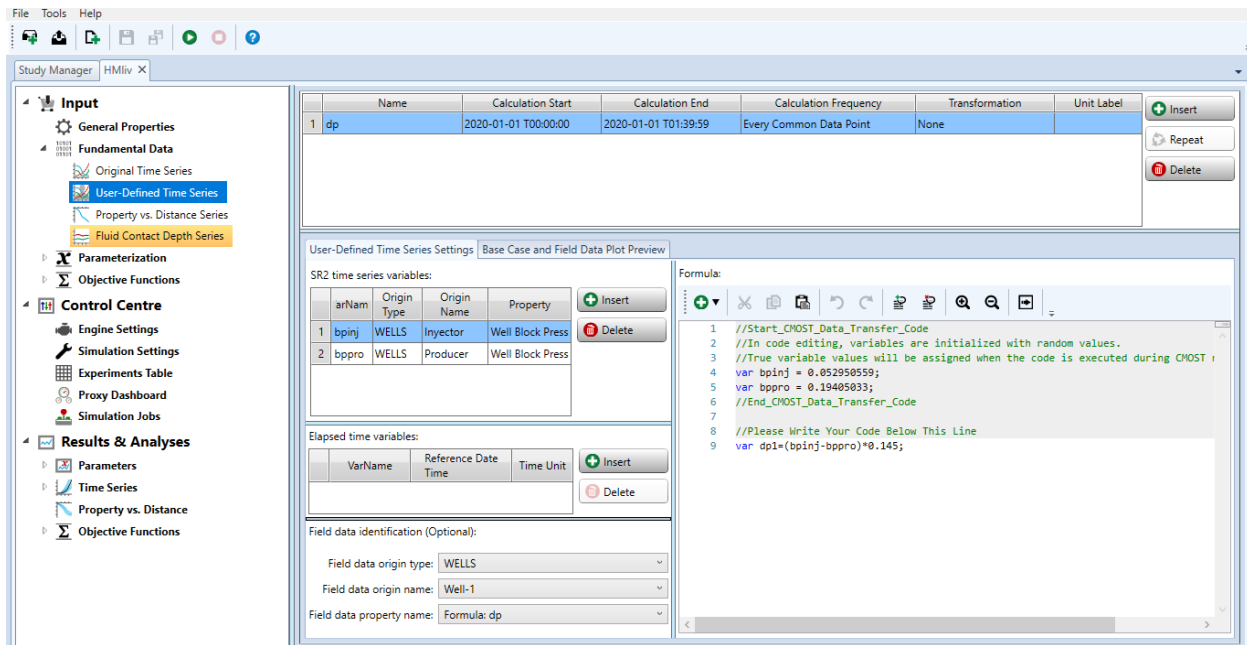


Para agregar la información de diferencial de presión se debe agregar una serie de datos en la sección de series de tiempo definidas por el usuario. Posteriormente, se agrega la presión de bloque para los pozos inyector y productor como serie de variables y programar la función de diferencial de presión en la ventana de “Formula”. Finalmente se debe identificar el archivo

histórico de diferencial de presión para que CMOST lo asocie a la variable creada, se puede ver un ejemplo en la Figura 28.

Figura 28

Información fundamental de tipo series de tiempo definidas por el usuario



El siguiente paso es seleccionar los parámetros de saturación residual de crudo al agua (Sorw), permeabilidad relativa al agua medida a Sorw, y los exponentes de aceite y agua de la correlación; los cuales son los parámetros que el programa va a modelar para realizar el ajuste. Es importante señalar que, a pesar que se permite que la saturación residual cambie, la recuperación final de crudo no se ve alterada debido a que se incluye el Np dentro de la información de ajuste e incluir el Sorw permite obtener mayor flexibilidad en las curvas de permeabilidad relativa.

En la sección parameters se agrega un modificador que multiplique el valor de la saturación residual por medio del botón “edit” agregando el modificador en la keyword BSORW. La permeabilidad relativa al agua y los exponentes se agregan mediante builder.

Seguidamente se establecen los valores mínimos y máximos entre los cuales van a variar el multiplicador de saturación residual y el valor de los otros parámetros. Los valores que se usan se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11.

Valores máximos y mínimos de variación de simulación para ajuste histórico

Propiedad	Valor mínimo	Valor máximo
Multiplicador BSORW	0.75	1.25
Permeabilidad relativa al agua a saturación residual de aceite	0.01	0.2
Nw	1	5
No	1	5

Terminado el paso de la parametrización se deben programar los comandos de presimulación para que corra builder silenciosamente.

El siguiente paso que se debe realizar es definir una función objetivo que cuantifique la diferencia que existe entre la información histórica y la información simulada. El objetivo del proceso de ajuste automático realizado por CMOST es lograr que esta función objetivo sea lo más cercana a cero posible. En este trabajo se propone que la función objetivo esté compuesta por tres

términos uno para cuantificar el ajuste en producción acumulada de crudo, uno para el diferencial de presión y otro para el ajuste en las saturaciones de agua (ajuste del perfil de saturación obtenido por tomografía).

Antes de iniciar el ajuste histórico, hay que establecer el engine a utilizar en la sección “Engine settings”. El engine o motor que se elige es “Latin hipercube Plus Proxy Optimization”. La cantidad de experimentos a realizar es 500 para asegurar que se encuentre la mejor solución y como modelo proxy se usa una regresión polinomial. Finalmente se corren las simulaciones en “Start Engine”, se puede observar que los modelos se aproximan a la solución óptima a medida que crece el número de simulaciones. Con toda la información ya configurados se pone a correr el programa.

5 Resultados y discusión

Mientras el programa corre los 500 experimentos, se puede observar como los experimentos generados se aproximan a la función objetivo. Sin embargo, los experimentos posteriores al 100 no muestran gran variación en sus resultados. La Figura 29 muestra el progreso del experimento para el campo CL y la Figura 30 muestra el progreso del experimento para el campo CM.

Figura 29

Progreso de los experimentos para el campo CL

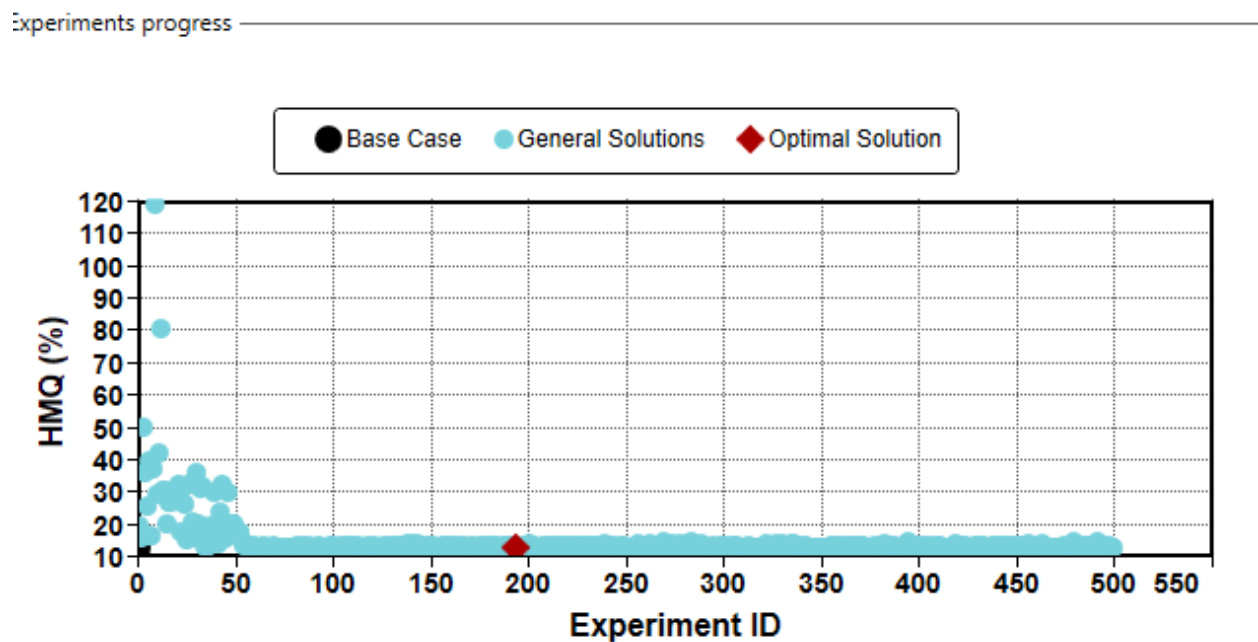
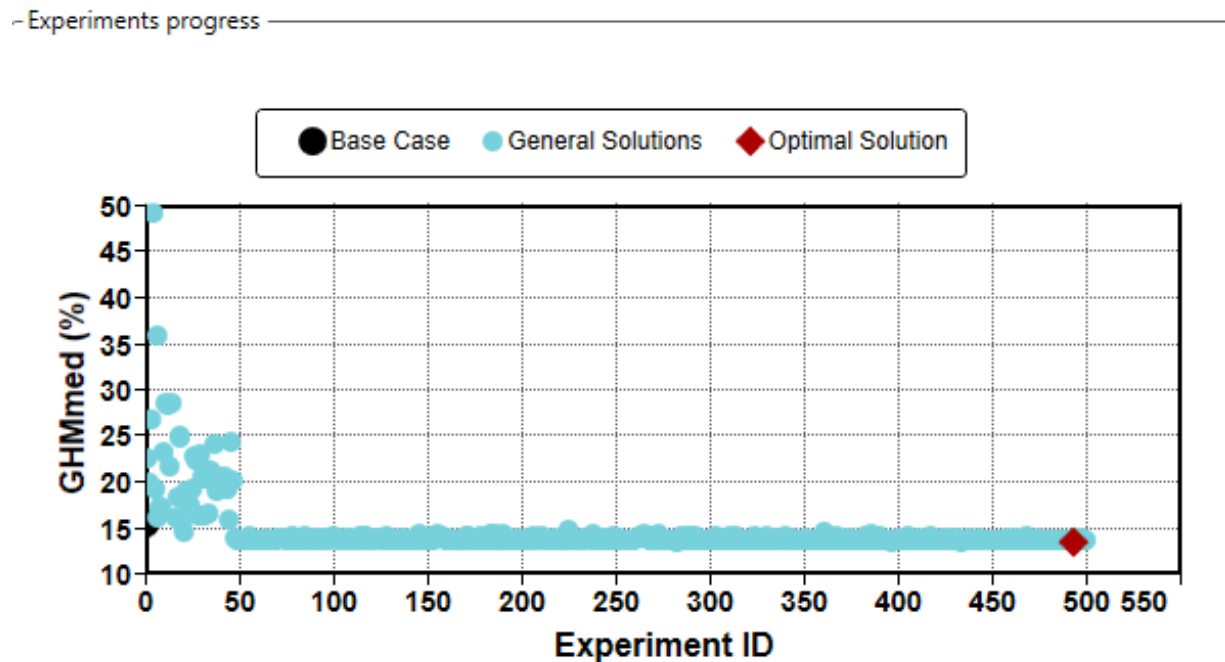


Figura 30

Progreso de los experimentos para el campo CM



Las gráficas de crudo acumulado para el campo CL y el campo CM se pueden observar en las Figura 31 y

Figura 32, donde se pueden observar el caso base, los datos históricos, los resultados de todos los experimentos y el resultado de la solución óptima, el cual se nota muy cercano a los datos históricos. En estos casos, la solución óptima corresponde al caso de simulación que presenta un menor valor de la función objetivo establecida, y, por lo tanto, el caso en el que los resultados de la simulación se ajustan de la mejor manera a los datos experimentales, indicando que las permeabilidades relativas utilizadas en dicha simulación corresponden a las que representan de mejor manera el flujo multifásico obtenido en el desplazamiento.

Figura 31

Ajuste histórico de crudo acumulado campo CL

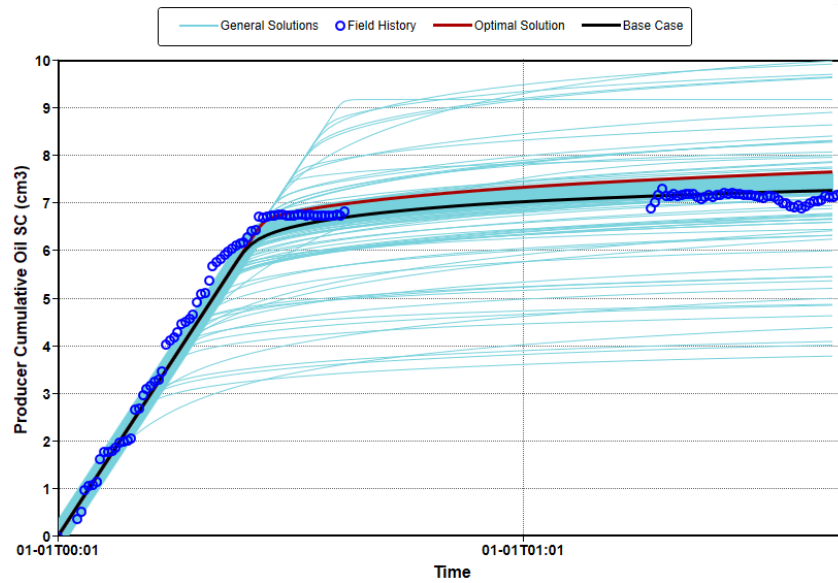
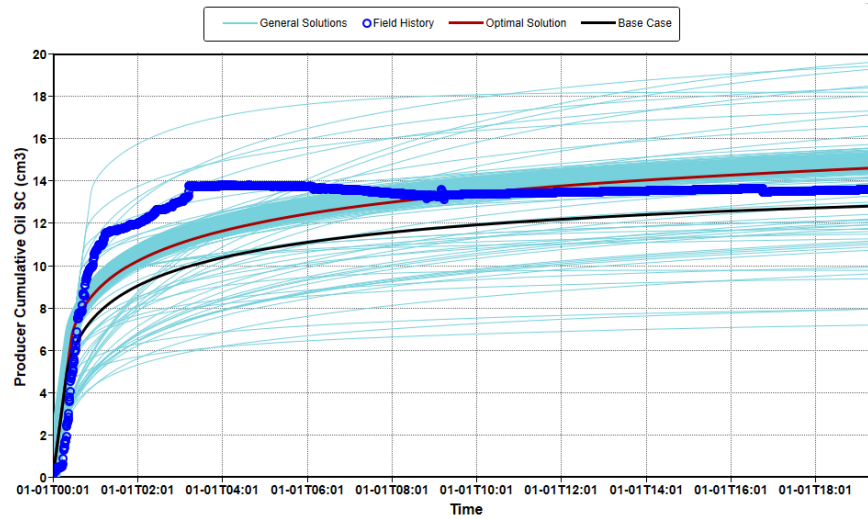


Figura 32

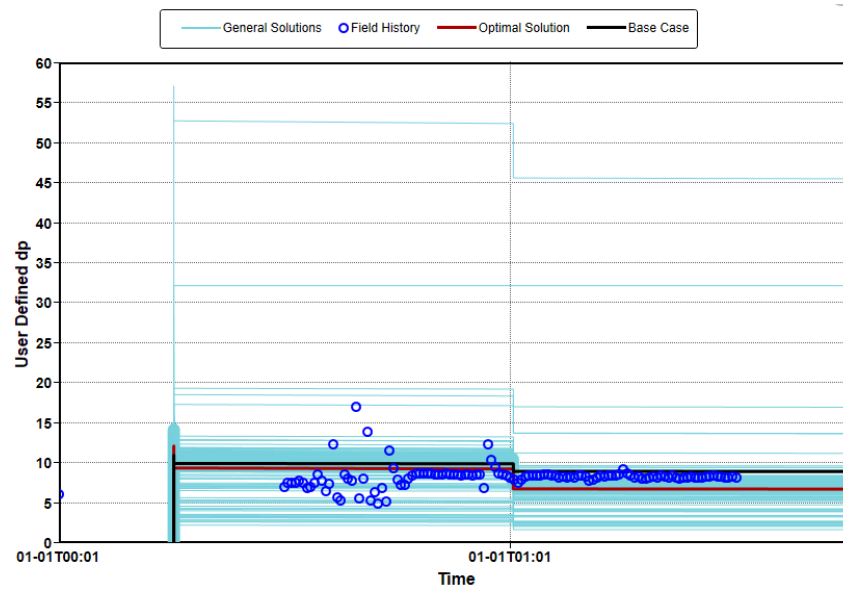
Ajuste histórico de crudo acumulado campo CM



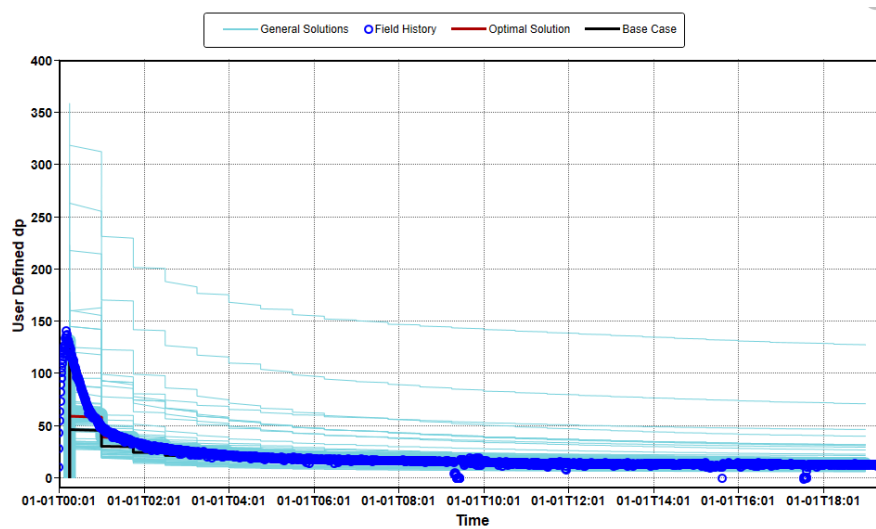
En las Figura 33 y Figura 39 muestran los resultados de los experimentos generados del diferencial de presión y se puede observar que el programa propone una función a trazos como solución, el resultado de la solución óptima es bastante cercana a los puntos del histórico del campo.

Figura 33

Ajuste histórico de diferencial de presión campo CL

**Figura 34**

Ajuste histórico de diferencial de presión campo CM



Finalmente, con la intención de mostrar los resultados para las saturaciones se encuentra en las el ajuste del modelo proxy generado por cmost. Donde se puede observar que el ajuste para la mayoría de experimentos coincide con la línea de 45 grados, lo que indica una buena confiabilidad del modelo. Dentro de los valores de R cuadrado de ajuste se encuentra que el valor para el campo CL es de 0.9511 y para el campo CM es de 0.9856.

En general se obtuvo un ajuste bastante satisfactorio, cabe señalar que el ajuste de individual de las propiedades no es exacto principalmente porque el programa hace el mejor ajuste para varias propiedades simultaneamente y también debido a imprecisiones cometidas en laboratorio.

Figura 35

Análisis proxy del error de saturación del campo CL

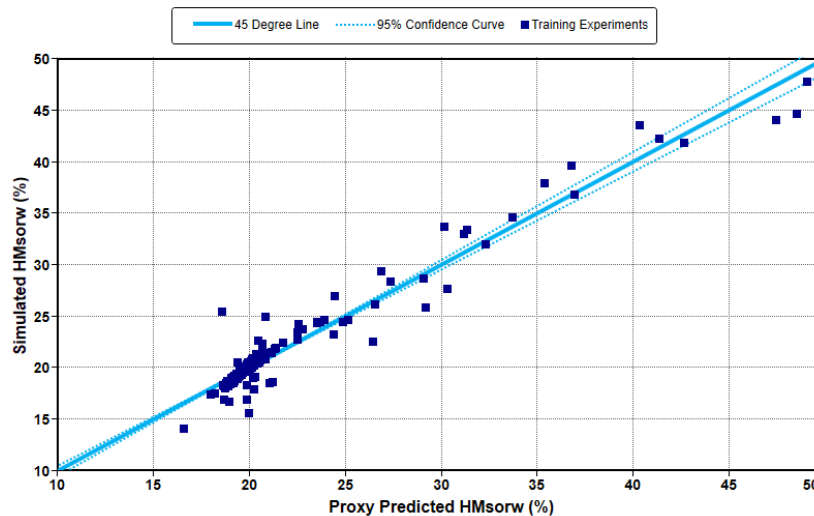
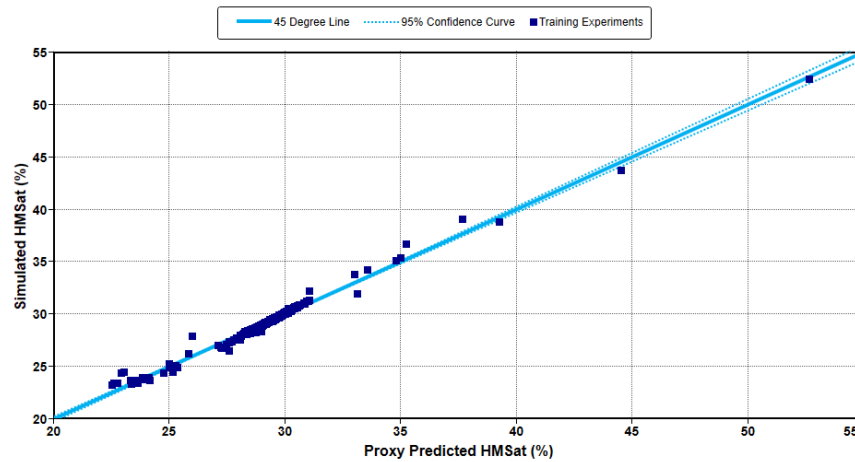


Figura 36

Análisis proxy del error de saturación del campo CM



Como resultado se obtiene la solución óptima para los experimentos de los campo. El número del experimento y los parámetros obtenidos para cada campo se muestran en la Tabla 12. Los exponentes obtenidos al ser mayores, generan gráficas de mayor curvatura.

Tabla 12

Parámetros obtenidos en las soluciones óptimas

campo	Número de experimento	Multiplicador BSORW	Krwsor	No	Nw
CL	194	0.750075	0.184	3.426	4.555
CM	494	0.760	0.152	3.020	2.333

Se obtienen las curvas de permabilidad de los modelos generados en los experimentos donde se obtuvo la solución óptima. Las curvas generadas para el campo CL y el campo CT se observan en las Figura 37 y Figura 38 en paralelo a las curvas generadas por un programa de análisis experimental comercial. Aunque presentan resultados similares, se aprecian diferencias en la interpretación y las curvas tienen mayor curvatura y suavidad.

Adicionalmente la

Tabla 13 muestra los valores numéricos obtenidos de saturación y permeabilidad relativa para ambos campos. Como se puede observar las curvas son mucho más suavizadas, lo que puede permitir un mejor análisis.

Figura 37

Curvas de permeabilidad relativa obtenidas vs curvas Sendra del campo CL

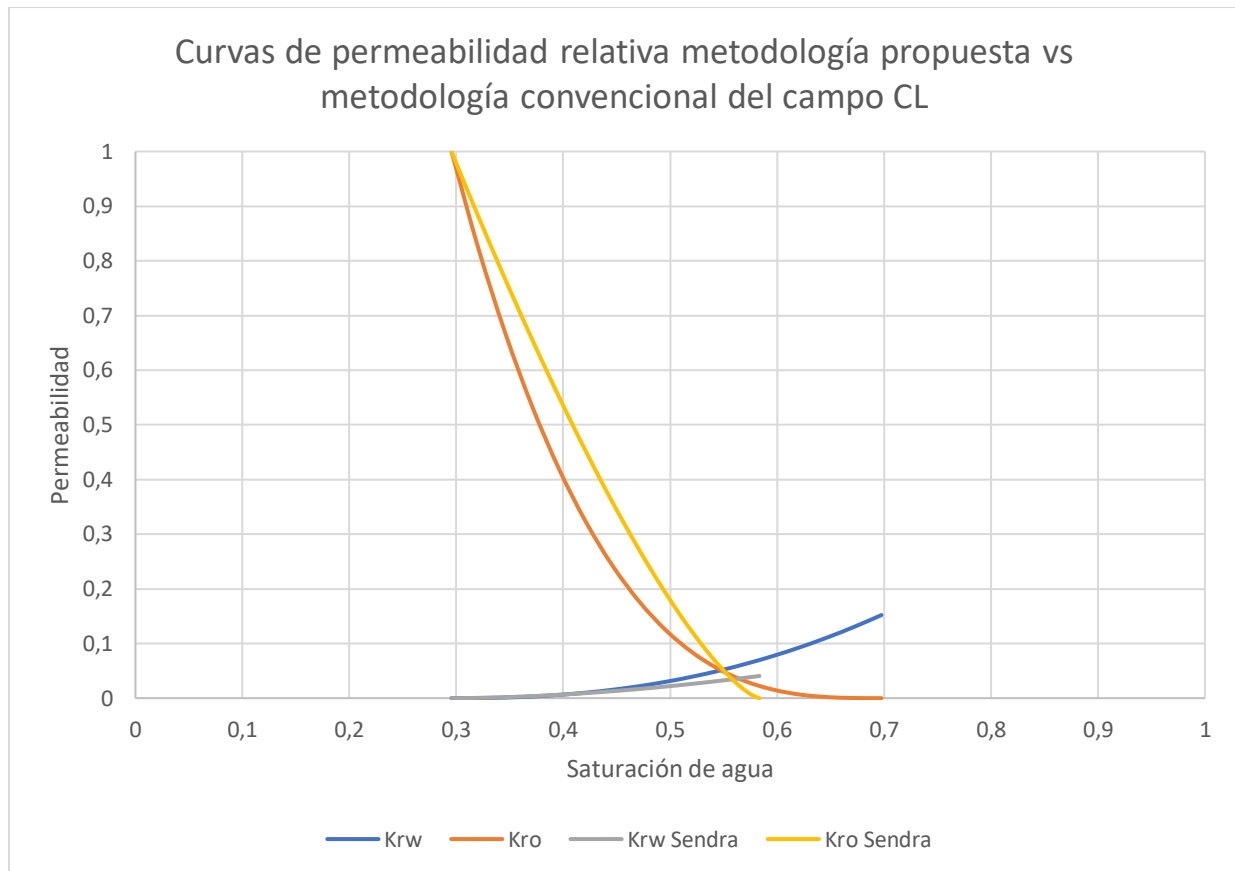


Figura 38

Curvas de permeabilidad relativa obtenidas vs curvas Sendra del campo CM

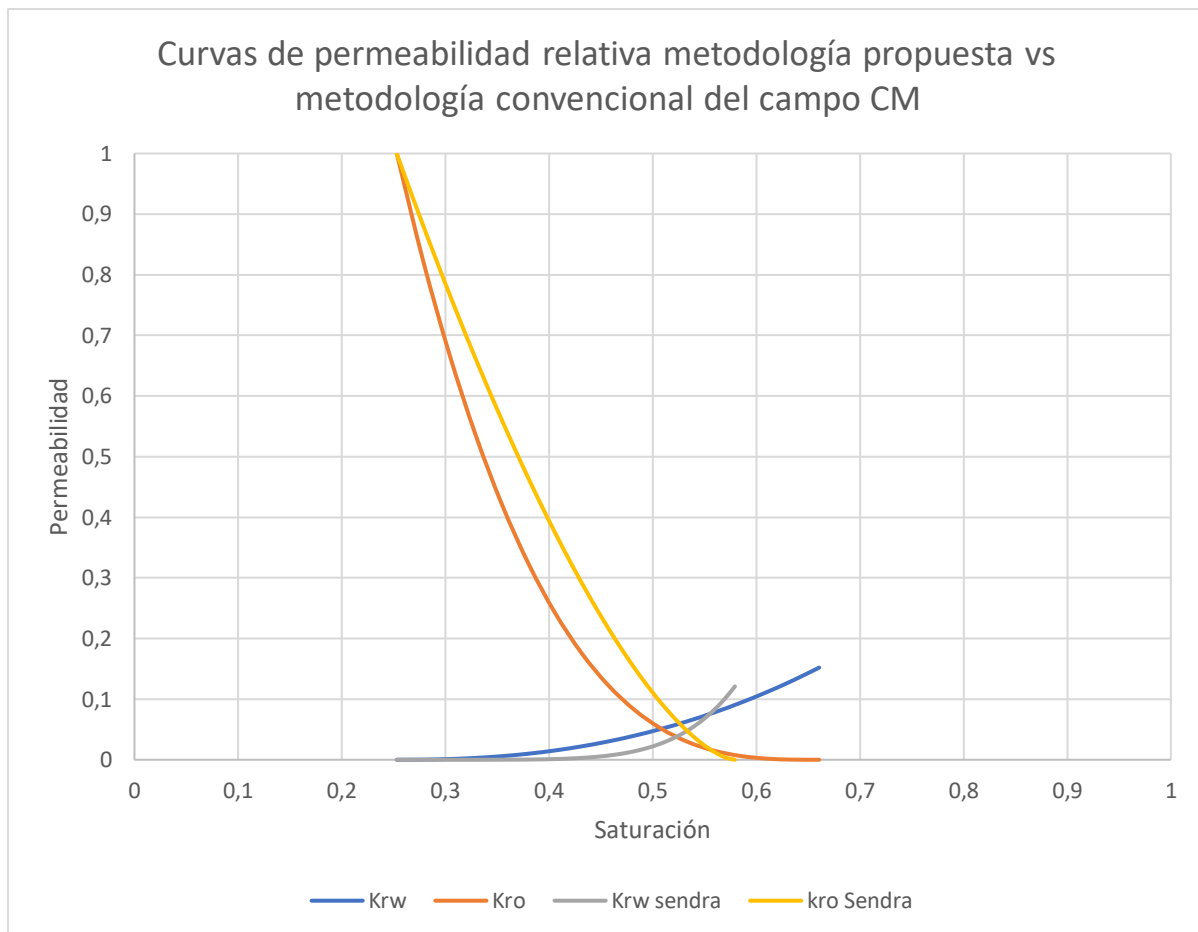


Tabla 13*Datos de las curvas permeabilidad relativa para los campos CL y CM*

Campo CL			Campo CM		
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0.2531	0	1	0.2955	0	1
0.271888	0.00023566	0.822901	0.314331	6.04E-07	0.801616
0.290675	0.00118766	0.668117	0.333162	1.42E-05	0.632855
0.309463	0.00305894	0.534132	0.351994	9.00E-05	0.490943
0.32825	0.00598542	0.41943	0.370825	0.00033391	0.373187
0.347038	0.0100744	0.322501	0.389656	0.00092279	0.276983
0.365825	0.0154161	0.241833	0.408488	0.00211747	0.199816
0.384613	0.0220894	0.175922	0.427319	0.00427363	0.139269
0.4034	0.0301646	0.123262	0.44615	0.00785203	0.0930234
0.422188	0.0397058	0.0823533	0.464981	0.013428	0.0588703
0.440975	0.0507717	0.0516997	0.483812	0.0217001	0.0347152
0.459763	0.0634168	0.0298088	0.502644	0.0334987	0.0185876
0.47855	0.0776922	0.0151935	0.521475	0.0497938	0.00865335
0.497338	0.093646	0.0063726	0.540306	0.0717028	0.00322932
0.516125	0.111323	0.00187278	0.559138	0.100498	0.00080496
0.534913	0.130768	0.00023084	0.577969	0.137611	7.49E-05
0.5537	0.15202	0	0.5968	0.184646	0

5.1 Herramienta computacional desarrollada para automatización del proceso

Como parte de esta investigación, se diseña y desarrolla una herramienta computacional que facilita la aplicación del flujo de trabajo propuesto. Esta herramienta se programa utilizando el módulo de Visual Basic, por medio de diferentes subrutinas las cuales se encuentran contenidas en dos libros de Excel. A continuación, se presentan las funcionalidades de cada uno de estos archivos.

5.1.1 *Generador automático de archivos históricos*

El primer libro de Excel desarrollado permite que el usuario genere los archivos históricos necesarios de una manera rápida y práctica. Como se explicó anteriormente, para aplicar el flujo de trabajo propuesto, es necesaria la creación de diversos archivos históricos de extensión “fhf”, los cuales, además de tener que estar en un formato adecuado, para que la herramienta de CMG los pueda interpretar, deben pasar también antes por diversos procesos de interpolación, cambio de unidades y ajuste, para que la información experimental pueda ser interpretada y relacionada con la información a simular, todo esto representa una extensa carga de trabajo, que consume un tiempo considerable y durante la cual se pueden cometer múltiples errores. Lo anterior se puede evitar por medio de la aplicación del primer libro desarrollado, el cual se designa “HistóricoKr”.

Este archivo en Excel recibe la información experimental sin procesar, la cual puede ser ingresada de una manera sencilla en tablas, como se muestra en la Figura 39, donde se muestra una captura del módulo diseñado para generar el archivo histórico de saturaciones (el que representa la información experimental obtenida por tomografía). En esta ventana, el usuario ingresa el nombre que desea para el archivo histórico y la dirección donde desea almacenarlo,

después, ingresa los valores de saturación en la distancia a diferente tiempo, simplemente pegando la tabla en el espacio designado. Al hacer clic en el botón “Generar”, el software procede a realizar todas las interpolaciones y cálculos necesarios y seguir todos los procedimientos indicados en el capítulo 3 para generar un archivo de extensión fhf en un formato que puede ser interpretado por CMG.

De manera similar, se cuenta con dos módulos más, para generar los archivos históricos de diferencial de presión y producción de crudo acumulada, los cuales son mostrados en la Figura 40 y la Figura 41, respectivamente. Nótese en estas figuras, que nuevamente los datos experimentales son pegados como una tabla en el espacio designado sin necesidad de un procesamiento previo y el software se encarga de transformarlos al formato adecuado.

Figura 39.

Interfaz de programa “HistóricoKr” módulo de saturaciones

Nombre de archivo:

Ubicación del proyecto:

Longitud cm número de celdas

t (min) →	Longitud relativa ↓	1	3	5	10	15	20	25	30	35	40	45
0	0.2955	0.395813	0.480439	0.49602	0.497282	0.49157	0.502684	0.510814	0.523068	0.516683	0.526076	
0.00502513	0.2955	0.392544	0.459167	0.496389	0.496345	0.485199	0.493827	0.494279	0.515035	0.506399	0.504857	
0.0100503	0.2955	0.384743	0.473591	0.485673	0.485136	0.476009	0.489229	0.479305	0.481849	0.485682	0.489337	
0.0150754	0.2955	0.408697	0.495878	0.508854	0.500556	0.500654	0.505162	0.503128	0.505162	0.498871	0.503208	
0.0201005	0.2955	0.404649	0.486073	0.495492	0.505534	0.504961	0.512713	0.500175	0.502927	0.502586	0.514525	
0.0251256	0.2955	0.386396	0.498062	0.497158	0.496432	0.510971	0.493424	0.504248	0.505358	0.499494	0.507292	
0.0301508	0.2955	0.406232	0.48433	0.506594	0.504419	0.508676	0.506586	0.514957	0.511989	0.521541	0.519054	
0.0351759	0.2955	0.377994	0.481285	0.501709	0.498788	0.502057	0.504597	0.518074	0.496215	0.521241	0.528978	
0.040201	0.2955	0.361507	0.463432	0.504614	0.508973	0.492469	0.505296	0.495654	0.517795	0.503431	0.527626	
0.0452261	0.2955	0.376912	0.484327	0.512062	0.509291	0.509273	0.499815	0.510824	0.526398	0.50645	0.525878	
0.0502513	0.2955	0.372257	0.474107	0.515162	0.51331	0.520919	0.504163	0.502353	0.526229	0.518239	0.52409	

Figura 40.

Interfaz de programa “HistóricoKr” módulo de diferencial de presión

Nombre de archivo:

Ubicación del proyecto:

t (min)	Np (cc)
0	0
0.5	0.14
1	0.21
1.5	0.4
2	0.4
2.5	0.42
3	0.35
3.5	0.32
4	0.43
4.5	0.49
5	0.44

Figura 41.

Interfaz de programa “HistóricoKr” módulo de producción acumulada de crudo

Nombre de archivo:

Ubicación del proyecto:

t (min)	Dp (psi)
0	0
0.5	0.14
1	0.21
1.5	0.4
2	0.4
2.5	0.42
3	0.35
3.5	0.32
4	0.43
4.5	0.49
5	0.44

5.1.2 *Generador automático de modelo de simulación base*

La segunda herramienta computacional desarrollada sirve para generar de manera rápida, eficiente y sin errores, el modelo base representativo del experimento que se desea analizar.

Como se presentó anteriormente, CMG es un software especializado en la simulación de yacimientos, y para construir modelos de laboratorio se deben tener ciertas consideraciones para asegurar que estos modelos sean realmente representativos del experimento (mismas condiciones y propiedades) y por lo tanto puedan ser utilizados para la interpretación. La construcción del modelo base es un proceso extenso y durante el cual el intérprete puede cometer diversos errores, muchos de ellos conceptuales. Lo anterior se puede evitar por medio del uso de la segunda herramienta desarrollada “BaseKr”.

Esta herramienta recibe por parte del usuario la información básica del experimento realizado y los “end points” y exponentes de las curvas de permeabilidad relativa con las cuales se desea iniciar el ajuste automático en CMOST; también recibe los perfiles de porosidad y de saturación residual de aceite estimados por medio de tomografía, los cuales son los que permiten capturar la heterogeneidad estimada. A continuación, se muestra el listado de propiedades que deben ser ingresadas por el usuario:

- Permeabilidad
- Longitud
- Diámetro
- Viscosidad del agua
- Viscosidad del crudo

- Tasa de Inyección
- Tiempo de Inyección
- Saturación de agua crítica - S_w crit
- Saturación de crudo residual
- K relativa del crudo @ S_{wcrit}
- K relativa del agua @ S_{orw}
- Exponente del agua inicial
- Exponente del crudo inicial
- Perfil de porosidad versus distancia
- Perfil de saturación residual de aceite versus distancia

Por otro lado, la Figura 42 muestra una captura de este módulo de generación del modelo base, nótese que los perfiles de porosidad y saturación residual de aceite se agregan sencillamente como una lista, en las unidades que se obtienen de la interpretación de la tomografía, el software se encarga de realizar todas las interpolaciones y cálculos necesarios para la construcción de un modelo que represente esta heterogeneidad.

Figura 42

Captura del módulo generador automático del modelo base de simulación

Nombre:

Ubicación:

Examinar...

*No olvidar remover espacios en blanco

Datos de porosidad		Datos de Sor	
Distancia [mm]	Porosidad [frac]	Distancia [mm]	Sorw [frac]
8.125	0.185063187	0	0.481604
8.75	0.183400549	0.646382472	0.494966
9.375	0.187994505	1.292770089	0.515097
10	0.187326374	1.939148702	0.488744
10.625	0.183804396	2.585527315	0.481449
11.25	0.183972527	3.231905928	0.484597
11.875	0.182441209	3.878297404	0.474649
12.5	0.180220879	4.524676017	0.486979
13.125	0.179398901	5.17105463	0.487807
13.75	0.176796703	5.817433243	0.496825
14.375	0.181158242	6.463824719	0.47903
15	0.183985165	7.110203332	0.499446
15.625	0.182818132	7.756581945	0.49055
16.25	0.184524176	8.402960558	0.489208
16.875	0.185241209	9.049352034	0.46555
17.5	0.184937912	9.695730647	0.485433
18.125	0.183915934	10.34210926	0.483003
18.75	0.182162637	10.98848787	0.47412
19.375	0.182671429	11.63487935	0.464577
20	0.180856593	12.28125796	0.444545

Permeabilidad [mD]

Longitud [cm]

Diámetro [cm]

Número de celdas

Viscosidad del agua [cp]

Viscosidad del crudo [cp]

Tasa de Inyección de agua [cc/min]

Tiempo de Inyección [min]

End Points de Permeabilidades relativas

Saturación de agua crítica -Sw crit

Es importante señalar que, el código programado en Visual Basic se encuentra debidamente comentado para que pueda ser interpretado y se entrega adjunto con este proyecto dentro de los dos libros de Excel desarrollados.

El correcto funcionamiento de estas herramientas computacionales se comprueba cargando y simulando los archivos generados en las aplicaciones de CMG (Builder, Results, Stars), las cuales ejecutan sin ningún problema.

6 Conclusiones

La información experimental de tomografía permitió utilizar el perfil de porosidad de manera satisfactoria dentro del modelo reflejando la heterogeneidad a lo largo de la roca, también, se incluyó la distribución no uniforme de la saturación residual de aceite al final del experimento; la implementación de estos datos permitió un modelado más representativo del experimento estudiado.

Se lograron determinar permeabilidades relativas por medio del enfoque de ajuste histórico satisfactoriamente, incluyendo en la interpretación las heterogeneidades en porosidad y saturaciones residuales encontrada por medio de tomografía. Los resultados muestran que, aunque los resultados son similares al análisis realizado asumiendo un modelo homogéneo, la inclusión de la heterogeneidad facilitó la interpretación.

La metodología planteada proporciona un ajuste histórico efectivo con un error global mínimo y como se pudo observar se ajusta muy bien a las propiedades objetivo, proporcionando unos valores de permeabilidad muy acertados.

Al ser un proceso extenso, la herramienta software desarrollada facilita gran parte del trabajo ya que agiliza el análisis y selección de datos experimentales y agiliza la creación de los archivos de datos históricos para su inmediata introducción al programa de ajuste.

La implementación de propiedades de heterogeneidad presentes en la roca tiene un efecto leve sobre las curvas de permeabilidad relativa haciéndolas más suaves, sus exponentes son más alejados de uno y tienen un comportamiento más teórico.

7 Recomendaciones

Se recomienda la elaboración de una herramienta computacional adicional que permita agilizar también el proceso de ajuste.

Se recomienda que futuras investigaciones desarrollen un método para incluir la presión capilar en el cálculo para que pueda ser estimada por medio del ajuste histórico.

Se recomienda que futuros estudios experimentales busquen explicar el fenómeno de la distribución no uniforme de las saturaciones residuales observado en los experimentos realizados.

Bibliografía

Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier Gezondheidszorg.

Akin, S., & Kovsky, A. (2016). Computed tomography in Petroleum engineering research. Pennsylvania: Pennsylvania State University.

Bartels, W. B., Rücker, M., Berg, S., Mahani, H., Georgiadis, A., Brussee, N., . . . Hassanizadeh, S. M. (2016). Micro-CT Study of the Impact of Low Salinity Waterflooding on the Pore-Scale Fluid Distribution During Flow. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Snowmass, Colorado*.

Basbug, B., & Karpyn, Z. (2008). Determination of relative permeability and capillary pressure curves using an automated history matching approach. *Society of petroleum engineers*.

Batycky, J., McCaffery, F., Hodgins, P., & Fisher, D. (1961). Interpreting Relative permeability and wettability from unsteady-state displacement measurements. *Society of petroleum engineering*.

Boyano, F., & Urueña, R. (2004). Análisis comparativo de modelos empleados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa en yacimientos naturalmente fracturados. *Universidad Industrial de Santander*.
esnshan, P., & Jelen, J. (1986). Displacement of heavy oil visualized by CAT scan. *Proceedings*.

Grattoni, C., & Bidner, M. (1990). History matching methods for determining capillary pressure and relative permeabilities. *Society of petroleum engineers*.

- Grisales, D. A., & Pérez, J. P. (2016). *Evaluación del desempeño de métodos experimentales para la determinación de permeabilidades relativas en estado no estacionario comparados con resultados experimentales de estado estacionario en sistemas agua-aceite.*
- Honarpour, M., & Mahmood, S. M. (1988). Relative-Permeability Measurements: An Overview. *Society of Petroleum Engineers.*
- Honarpour, M., Cullick, A., Saad, N., & Humphreys, N. (1995). Effect of rock heterogeneity on relative permeability: implications for scaleup. *Society of petroleum engineering.*
- Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, A. (1986). Relative Permeability of petroleum reservoirs.
- Meneses, A. F., Carrillo M., L. F., Otero, H., E. H., & Santos, N. S. (2019). Experimental Estimation of Relative Permeabilities Through Computed Tomography. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.*
- Mohanty, K., & Miller, A. (1988). Factors influencing unsteady relative permeability of a mixed-wer reservoir rock. *Proceedings of the 63rt Annual Technical COnference and exhibition of SPE.*
- Ortíz, A. F. (2017). Metodología experimental para la estimación de permeabilidades relativas en tres fases por medio de ajuste histórico. *Universidad Industrial de Santander, Colombia.*
- Ortiz, F., Herrera, E., & Santos, N. (2017). Estimación de saturaciones insitu durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos x. *Revista fuentes.*

- 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*.
- Wang, S., & otros. (1984). Computer Assisted Tomography for the Observation of Oil Displacement in Porous media. *SPE*.
- Wang, S., Huang, Y., Pereira, V., & Gryte, C. (1985). Application of computerized tomography to oil recovery from porous media. *Applied Optics*.
- Wellington, S., & Vinegar, H. (1987). X-Ray computerized tomography. *SPE Formation Evaluation*.
- Withjack, E. (1988). Computed Tomography for rock-property determination and fluid-flow visualization. *SPE*.