

Estudio del Efecto de Utilizar Composite Plugs en Pruebas de Coreflooding por Medio
del Uso de Tomografía Computarizada de Rayos X

María Daniela Mayorga Ariza

Diego Alejandro Fiallo Bermúdez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero(a) de Petróleos

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Msc en Geología

Codirector

Andrés Felipe Ortiz Meneses

Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por permitirme alcanzar este logro, por sus bendiciones y presencia en mi vida.

A mis papás, hermanos y familia por su amor y su apoyo en todo este proceso.

A mi novio Javier por su amor, compañía y paciencia.

Al grupo GIT, nuestro director Edwar y al ingeniero Andrés Ortiz por toda su entrega en este proyecto.

A los docentes y funcionarios de la UIS y de la escuela por ser mentores en mi formación profesional.

A mi compañero de tesis Diego y a mis amigos de la universidad y de la vida por estar presentes en este proceso y darme el impulso necesario para seguir.

Daniela Mayorga

Dedicatoria

A Dios por permitirme alcanzar esta meta y guiarme en todos mis proyectos.

A mi madre María Del Carmen por ser esa muestra de amor, perseverancia, apoyo y valentía que solo una madre puede ser.

A mi padre (Q.E.P.D) por ser un ejemplo para mi y un modelo a seguir.

a mis Hermanos Fidel Andres y Lura Juliana por estar siempre presentes en todos los momentos, por enseñarme las cosas necesarias para seguir adelante con mis metas y por ser esas personas a las que les puedo confiar todo.

A Emma mi sobrina por llenarme de amor y alegría.

A mi primo Carlos por estar presente en mi vida y ayudarme a seguir creciendo.

A mi amigo Juan José hincapié por su apoyo, amistad y por demostrarme que siempre se puede seguir adelante con las cosas.

A Ela por ayudarme a crecer como persona, por motivarme y ser esa persona única.

Al grupo GIT, nuestro director Edwar y a mis docentes que me enseñaron lo necesario para ser un buen profesional.

Al ingeniero Andres Ortiz, por su mentoría, apoyo, comprensión y confianza para realizar este proyecto con nosotros y darnos la posibilidad de aprender mas acerca de nuestra carrera.

A mi compañera de tesis Daniela por su compromiso, paciencia y dedicación.

A mis amigos Jesus, Juan, Daniel, Julian, Juan Jose, David, Johan y Mafe por estar presentes en este proyecto, guiarme, apoyarme y motivarme a seguir mis metas.

Diego Fiallo

Agradecimientos

Queremos agradecer grandemente a la escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, a nuestros docentes, al grupo de Investigación en Tomografía GIT, al ingeniero Andrés Ortiz por su dedicación compromiso y ayuda, a nuestro director Edwar por permitirnos hacer parte de este proyecto, a Hagee por ayudarnos y asesorarnos en las cosas del laboratorio, al profesor Badillo, al laboratorio de tomografía computarizada de rayos X, al laboratorio de análisis petrofísicos, y a nuestros compañeros de laboratorio, los cuales hicieron de esta etapa muy enriquecedora.

Tabla de Contenido

Introducción	18
1. Objetivos.....	21
1.1 Objetivo General.....	21
1.2 Objetivos Específicos.....	21
2. Marco Referencial.....	22
2.1 Equipo De Coreflooding	22
2.2 Prueba De Coreflooding	23
2.3 Permeabilidad Relativa	24
2.3.1 Medición De La Permeabilidad Relativa.....	25
2.3.1.1 Métodos De Estado Estacionario.....	26
2.3.1.2 Métodos En Estado No Estacionario	26
2.3.1.3 Teoría De Buckley Y Leverett.....	28
2.3.1.3.1 Ajuste Histórico	30
2.4 Presión Capilar.....	30
2.5 Composite Cores.....	32
2.5.1 Efectos Capilares Y De Frontera En Composite Cores	36
2.5.2 Efecto De La Presión Capilar	37
2.6 Tomografía.....	39
2.6.1 Principios Físicos	41
2.6.2 Usos De La Tomografía Computarizada	42

3. Desarrollo Experimental	44
3.1 Introducción	44
3.2 Diseño Y Configuración Experimental.....	45
3.2.1 Equipo De Coreflooding Y Coreholder	45
3.2.2 Escáner De Tomografía Computarizada (Ct)	47
3.2.3 Software De Visualización	48
3.2.3.1 Imagej.	48
3.2.3.2 Procedimiento General.....	49
3.3 Muestras Utilizadas.....	53
3.3.1 Composite 1	53
3.3.1.1 Resumen.....	53
3.3.1.2 Propiedades Básicas.....	53
3.3.1.3 Distribución De Porosidad Por Tomografía	53
3.3.1.3.1 Porosidad Por Saturación.....	53
3.3.1.3.2 Mapa De Porosidad.....	54
3.3.1.4 Permeabilidad Absoluta	55
3.3.1.5 Desplazamiento Tipo Drenaje - Crudo Desplazando Agua.....	56
3.3.1.5.1 Saturación De Agua Irreducible.....	57
3.3.1.5.2 Permeabilidad Efectiva Del Aceite A Saturación De Agua Irreducible (K_{oeff})	58
3.3.1.5.3 Permeabilidad Relativa	59
3.3.1.6 Desplazamiento Tipo Imbibición – Salmuera Desplazando Crudo	59
3.3.1.6.1 Permeabilidad Efectiva Del Agua A Saturación De Aceite Residual (K_{weff})	60

3.3.1.6.1 Permeabilidad Relativa	60
3.3.2 Composite 2	61
3.3.2.1 Resumen.....	61
3.3.2.2 Propiedades Básicas.....	62
3.3.2.3 Distribución De Porosidad Por Tomografía	62
3.3.2.3.1 Porosidad Por Saturación.....	62
3.3.2.3.2 Mapa De Porosidad.....	63
3.3.2.4 Permeabilidad Absoluta	63
3.3.2.5 Desplazamiento Tipo Drenaje - Crudo Desplazando Agua.....	63
3.3.2.5.1 Saturación De Agua Irreducible.....	63
3.3.2.5.2 Permeabilidad Efectiva Al Aceite A Saturación De Agua Irreducible (K_{oeff}).....	64
3.3.2.5.3 Permeabilidad Relativa	64
3.3.2.6 Desplazamiento Tipo Imbibición – Salmuera Desplazando Crudo	65
3.3.2.6.1 Permeabilidad Efectiva Del Agua A Saturación De Aceite Residual (K_{weff})	66
3.3.2.6.2 Permeabilidad Relativa	66
3.3.3 Composite 3	68
3.3.3.1 Resumen.....	68
3.3.3.2 Propiedades Básicas.....	68
3.3.3.3 Distribución De Porosidad Por Tomografía	68
3.3.3.3.1 Porosidad Por Saturación.....	68
3.3.3.3.2 Mapa De Porosidad.....	69
3.3.3.4 Permeabilidad Absoluta.....	69

3.3.3.5 Desplazamiento Tipo Drenaje - Crudo Desplazando Agua.....	69
3.3.3.5.1 Saturación De Agua Irreducible.....	70
3.3.3.5.2 Permeabilidad Efectiva Al Aceite (K_{oeff}).....	70
3.3.3.6 Desplazamiento Tipo Imbibición – Salmuera Desplazando Crudo	71
3.3.3.6.1 Permeabilidad Efectiva Del Agua A Saturación De Aceite Residual (K_{weff})	71
3.3.3.6.2 Permeabilidad Relativa	72
4. Análisis Cuantitativo De Propiedades	74
4.1 Composite 1	74
4.1.1 Porosidad.....	74
4.1.2 Saturación De Aceite Critica (Sor)	79
4.1.3 Saturación De Agua Irreducible.....	82
4.1.4 Permeabilidad Relativa	85
4.2 Composite 2	86
4.2.1 Porosidad.....	86
4.2.2 Saturación De Aceite Critica (Sor)	91
4.2.3 Saturación De Agua Irreducible.....	94
4.2.4 Permeabilidad Relativa	96
4.3 Composite 3	97
4.3.1 Porosidad.....	97
4.3.2 Saturación De Aceite Critica (Sor)	101
4.3.3 Saturación De Agua Irreducible.....	104
4.3.4 Permeabilidad Relativa	106

5. Análisis Cualitativo.....	107
5.1 Composite 1	107
5.1.1 Porosidad.....	107
5.1.1.1 Mapa De Porosidad 3d.....	108
5.1.2 Desplazamiento Tipo Drenaje - Crudo Desplazando Agua.....	109
5.1.3 Desplazamiento Tipo Imbibición – Salmuera Desplazando Crudo.....	110
5.2 Composite 2 (Crudo Medio)	110
5.2.1.1 Mapa De Porosidad 3d.....	111
5.2.2 Desplazamiento Tipo Drenaje - Crudo Desplazando Agua.....	112
5.2.3 Desplazamiento Tipo Imbibición – Salmuera Desplazando Crudo.....	113
5.3 Composite 3	114
5.3.1.1 Mapa De Porosidad 3d.....	114
5.3.2 Desplazamiento Tipo Drenaje - Crudo Desplazando Agua.....	115
5.3.3 Desplazamiento Tipo Imbibición – Salmuera Desplazando Crudo.....	117
6. Conclusiones.....	119
7. Recomendaciones	121
Referencias	127

Lista de Figuras

Figura 1 Equipo de coreflooding	23
Figura 2 Curvas de permeabilidad relativa	25
Figura 3 Curva de presión capilar	31
Figura 4 Composite core compuesto por tres	34
Figura 5 Escáner de tomografía computarizada (TC).....	41
Figura 6 Equipo de Coreflooding	45
Figura 7 Visualización del Software equipo de Coreflooding.....	46
Figura 8 Esquema del equipo.....	46
Figura 9 Acondicionamiento del core holder.....	50
Figura 10 Procedimiento experimental para las pruebas de coreflooding.....	51
Figura 11. Gráfico para determinar la permeabilidad absoluta por ley de Darcy.....	56
Figura 12. Perfiles de saturación a diferentes tiempos de inyección (Oilfooding).....	57
Figura 13. Gráfico para determinar la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible	58
Figura 14. Gráfico para determinar la permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual.....	60
Figura 15 Gráfica de Porosidad Composite 1	75
Figura 16. Perfil de porosidad muestra 1	76
Figura 17. Perfil de porosidad muestra 2	77
Figura 18 perfil de porosidad muestra 3	78

Figura 19. Perfil de saturación de agua.....	80
Figura 20. Comportamiento ascendente de la saturación de agua.....	80
Figura 21. Perfil CT a saturacion de agua irreducible.....	84
Figura 22 Curvas de Permeabilidad relativa.....	85
Figura 23. Perfil de porosidad composite.....	87
Figura 24. Perfil de porosidad muestra 1.....	89
Figura 25. Perfil de porosidad muestra 2.....	90
Figura 26. Perfil de porosidad muestra 3.....	91
Figura 27. Perfil de saturación de agua.....	92
Figura 28. Perfil CT a saturacion de agua irreducible.....	94
Figura 29 Curvas de Permeabilidad relativa.....	96
Figura 30. Perfil de porosidad composite.....	98
Figura 31. Perfil de porosidad muestra 1.....	99
Figura 32. Perfil de porosidad muestra 2.....	100
Figura 33. Perfil de porosidad muestra 3.....	101
Figura 34. Perfil de saturación de agua.....	103
Figura 35. Perfil CT a saturacion de agua irreducible.....	105
Figura 36. Mapa 3D de porosidad.....	108
Figura 37. Imágenes del crudo desplazando agua al interior del medio poroso (Oilflooding)...	109
Figura 38. Mapa de porosidad de las muestras.....	111
Figura 39. Imágenes del desplazamiento del crudo a diferentes tiempos experimentales.....	113
Figura 40 Visualización 3D del composite.....	115

Figura 41. Perfiles de saturación de agua a diferentes tiempos de inyección..... 116

Figura 42. Imágenes del crudo desplazando agua al interior del medio poroso 117

Lista de Tablas

Tabla 1. Propiedades básicas reportadas.....	53
Tabla 2. Estimación de porosidad por saturación	54
Tabla 3. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	55
Tabla 4. Estimación de saturación de agua irreducible.....	57
Tabla 5. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	58
Tabla 6. Estimación de saturación residual de aceite	59
Tabla 7. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	60
Tabla 8. Resultados generales del experimento	61
Tabla 9. Propiedades básicas reportadas.....	62
Tabla 10. Estimación de porosidad por saturación	62
Tabla 11. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	63
Tabla 12. Estimación de saturación de agua irreducible.....	64
Tabla 13. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	64
Tabla 14. Estimación de saturación residual de aceite	65
Tabla 15. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	66
Tabla 16. Resultados generales del experimento	67
Tabla 17. Propiedades básicas reportadas con anterioridad.....	68
Tabla 18. Estimación de porosidad por saturación	69
Tabla 19. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	69
Tabla 20. Estimación de saturación de agua irreducible.....	70

Tabla 21. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	70
Tabla 22. Estimación de saturación residual de aceite	71
Tabla 23. Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos.....	72
Tabla 24. Resumen de propiedades	73
Tabla 25 Porcentajes de Porosidad	75
Tabla 26. Propiedades muestra 1	76
Tabla 27. Propiedades muestra 2	77
Tabla 28 Propiedades muestra 3	78
Tabla 29. Sor completo y sin empalmes.	80
Tabla 30. Sor por muestras.	81
Tabla 31. Relación de sor en cada muestra.....	82
Tabla 32. CT composite.....	84
Tabla 33 Propiedades Composite.....	86
Tabla 34 Propiedades Composite.....	87
Tabla 35. Propiedades muestra 1.	88
Tabla 36. Propiedades muestra 2.	89
Tabla 37. Propiedades muestra 3.	90
Tabla 38. Sor completo y sin empalmes.	92
Tabla 39. Sor por muestras.	93
Tabla 40. Relación de sor en cada muestra.....	93
Tabla 41. CT composite 2.....	95
Tabla 42 Saturaciones composite 2.....	96

Tabla 43. Propiedades composite.	98
Tabla 44. Propiedades muestra 1.	99
Tabla 45. Propiedades muestra 2.	100
Tabla 46. Propiedades muestra 3.	101
Tabla 47. Sor completo y sin empalmes.	102
Tabla 48. Sor por muestras.	102
Tabla 49. Relación de sor en cada muestra.	103
Tabla 50. CT composite 3.	105
Tabla 51 Saturaciones composite 3.	106

Resumen

Título: Estudio del efecto de utilizar composite plugs en pruebas de coreflooding por medio del uso de tomografía computarizada de rayos x.*

Autores: María Daniela Mayorga Ariza, Diego Alejandro Fiallo Bermúdez **

Palabras Clave: Núcleos compuestos, tomografía, Prueba de Coreflooding.

La metodología de construcción óptima de núcleos compuestos (composite plugs) para pruebas de coreflooding contribuye grandemente a la estimación de datos petrofísicos, principalmente en el diseño de los proyectos de waterflooding ya que estos se obtienen de plugs propios del yacimiento que tienen una longitud relativamente corta, lo que puede generar resultados con errores significativos asociados a los efectos capilares de frontera y a las imprecisiones de los equipos al manejar volúmenes porosos pequeños. La implementación de composite plugs corrige teóricamente estos errores al usar muestras más representativas.

Para garantizar resultados acertados, es importante analizar las perturbaciones de saturación y efectos que se pueden producir debido a las discontinuidades de la presión capilar en las interfaces de los segmentos de los núcleos, a la heterogeneidad de las muestras y demás factores que afecten la prueba. Estos efectos pueden ser analizados por medio de la tomografía computarizada de rayos X (CT), una técnica de escaneo no intrusiva ampliamente aplicada en la industria, la cual permite la visualización del flujo de fluidos y efectos como el avance de los fluidos que de otra manera serían indetectables. Una de las ventajas de esta técnica es que durante todo el proceso de desplazamiento es posible tomar imágenes de tomografía, las cuales son usadas para la estimación de saturaciones in-situ, analizar el frente de desplazamiento y registrar la distribución de fluidos a través del composite durante toda la prueba, lo que permite comprender de mejor manera los fenómenos relacionados al desplazamiento de fluidos a nivel de poro.

En este trabajo se estudió el efecto de utilizar composite plugs por medio de la tomografía computarizada de rayos X evaluando los efectos capilares y de frontera que se presentan en las discontinuidades de las muestras compuestas y en el flujo de dos fases en composite plugs.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edwar Hernando Herrera Otero. Msc en Geología. Codirector: Andrés Felipe Ortiz Meneses. Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Study of the effect of using composite plugs in coreflooding tests through the use of x-ray computed tomography. *

Authors: María Daniela Mayorga Ariza, Diego Alejandro Fiallo Bermúdez **

Key Words: Composite Plugs, Tomography, Coreflooding.

The optimal construction methodology of composite cores (composite plugs) for coreflooding tests contributes greatly to the estimation of petrophysical data, mainly in the design of waterflooding projects since these are obtained from plugs of the reservoir that have a relatively short length. , which can generate results with significant errors associated with capillary effects and equipment inaccuracies when handling small pore volumes. The use of composite plug theoretically corrects these errors by using representative samples.

To ensure accurate results, it is important to analyze saturation disturbances and effects that may occur due to capillary pressure discontinuities at core segment interfaces, sample heterogeneity, and other factors that could affect the test. These effects can be analyzed by X-ray computed tomography (CT), a non-intrusive scanning technique widely applied in the industry, which allows the visualization of the flow of fluids and effects such as the advance of fluids which would be undetectable by other means. One of the advantages of this technique is that throughout the displacement process it is possible to take tomography images, which are used to estimate in-situ saturations, analyze the displacement front and record the distribution of fluids through the composite, which allows a better understanding of the phenomena related to fluid displacement at the pore level.

In this work, the effect of using composite plugs was studied by means of X-ray computed tomography, evaluating the capillary effects that occur in the discontinuities of the composite samples and in the flow of two phases in composite plugs.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Edwar Hernando Herrera Otero. MSc in Geology. Co-director: Andrés Felipe Ortiz Meneses. MSc. in Hydrocarbon Engineering

Introducción

Los plugs o tapones que se obtienen de los núcleos de perforación son muestras pequeñas con volúmenes porosos pequeños, limitados al diámetro de los corazones que se extraen de yacimiento. Cuando se presentan volúmenes porosos pequeños, las medidas sufren de mayor imprecisión ya que el volumen poroso total se asemeja a la imprecisión o error de los equipos, por lo tanto, entre más volumen poroso se tenga en las pruebas, la precisión de la medición mejora. Para lograr hacer pruebas que tengan resultados representativos, se puede implementar el uso de composite plugs, los cuales consisten en situar varios plugs de una misma formación con propiedades similares, una al lado del otro para generar una única muestra con volumen poroso significativo. Utilizando composite plugs se busca analizar los efectos que tiene su aplicación en la medición de propiedades como la permeabilidad, porosidad y distribución de saturaciones de las muestras mediante el uso de tomografía computarizada. El objetivo de este trabajo es analizar la influencia del uso de composite plugs en pruebas de laboratorio y la variación de las propiedades petrofísicas en los resultados obtenidos. En la literatura se dispone de información limitada que se ocupa de las mediciones y análisis de datos experimentales de composite plugs, para estimar la permeabilidad relativa del agua y el petróleo. La diferencia entre este estudio y los estudios anteriores es la implementación de la tomografía computarizada de rayos X en el análisis cuantitativo y cualitativamente de propiedades y efectos capilares que se producen al usar composite plugs.

La tomografía computarizada es una técnica de imagen no destructiva que utiliza tecnología de rayos X y algoritmos matemáticos de reconstrucción para visualizar cortes

transversales de un objeto. En la industria petrolera, esta tecnología se utiliza principalmente en dos áreas: caracterización del flujo de fluidos y descripción del núcleo. Varios investigadores utilizaron la tomografía computarizada para estudiar diversas técnicas de EOR, incluidos diferentes procesos químicos. Con la ayuda de la tomografía computarizada, los investigadores monitorean el movimiento del fluido y cuantifican la distribución de las saturaciones y los cambios dentro de los núcleos durante el flujo de fluidos.

El principio físico de escaneo CT actualmente es bien entendido. Cuando la fuente de rayos X gira alrededor de un objeto, la atenuación de los rayos X ocurre una vez que estos penetran el objeto escaneado en diferentes ángulos. Durante el proceso de escaneo, una serie de detectores registran los datos de intensidad de rayos X transmitidos. Estas proyecciones podrían generar un corte transversal a través del núcleo mediante la reconstrucción desde la computadora. Una imagen tridimensional puede así ser reconstruida a partir de las secciones transversales.

Esta técnica ha demostrado ser una herramienta confiable para los ingenieros de petróleos. Para procedimientos especiales de análisis de núcleos y determinaciones litológicas generales, la TC se usa ampliamente para caracterizar núcleos. En la parte de investigación, la TC se usa para estudiar heterogeneidades. Además de eso, también se utiliza para diferentes pruebas de coreflooding, como el proceso de inundación EOR miscible e inmisible, mediciones de permeabilidad relativa, estudios de flujo de múltiples fluidos e inundaciones de vapor (Wellington & Vinegar, 1987). Esta técnica también se ha utilizado para medir las saturaciones residuales y las distribuciones de porosidad en núcleos de carbonato heterogéneos. Este trabajo demostró que la tomografía computarizada de rayos X es una herramienta confiable para medir experimentalmente la distribución de saturación y las distribuciones de porosidad en muestras de núcleo de laboratorio

ya que se pueden visualizar fenómenos que serían indetectables con las técnicas convencionales y además estudio el efecto de utilizar composite plugs en pruebas de coreflooding analizando los efectos capilares y de frontera que se presentan.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar el efecto de utilizar composite plugs en pruebas de coreflooding por medio del uso de tomografía computarizada de rayos X.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar el efecto teórico de los composite plugs y su posible influencia en variables petrofísicas, por medio de la vigilancia tecnológica.
- Diseñar un montaje experimental que permita evaluar los efectos capilares y de frontera al utilizar composite plugs por medio de la tomografía computarizada.
- Interpretar las imágenes de tomografía y la información experimental obtenida para realizar un análisis del efecto de usar composite plugs sobre los resultados experimentales.
- Realizar un análisis de los resultados para determinar el impacto de usar composite plugs sobre las propiedades determinadas de los experimentos de inundación de fluidos.

2. Marco Referencial

Esta sección presenta las definiciones básicas y teoría que respalda el análisis y los resultados del presente estudio. Se centrará en los principios de la tomografía computarizada de rayos X, las pruebas de coreflooding y el uso de composite plugs en estas.

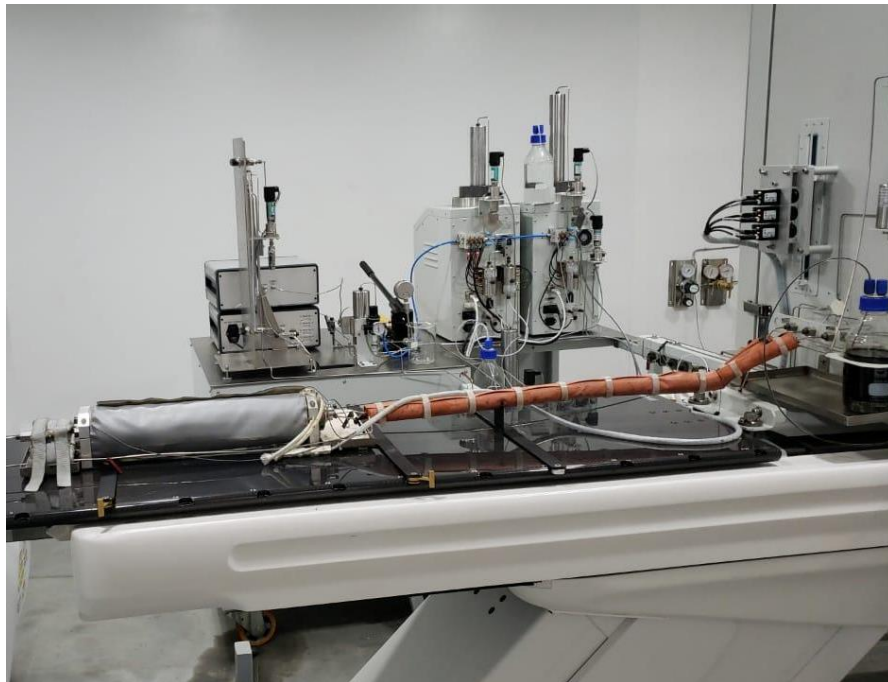
2.1 Equipo de Coreflooding

El equipo utilizado es un CFS 700 de marca Vinci, de carga hidrostática de titanio, que soporta núcleos de pulgada y media hasta un pie de largo con límite de temperatura de 150 C y 10000 psi de presión. El Porta núcleo es de la serie PT-HYC de la misma marca. Una gran ventaja es la aplicación de presiones de confinamiento radiales y axiales (iguales). Para su uso, Se coloca una muestra de núcleo cilíndrico en una funda de Viton y se monta en una placa fija en un extremo, mientras que, en el otro extremo, hay una placa flotante a través de la cual el fluido pasa a través de un tubo de ¼ "de diámetro. Este diseño permite un contacto firme entre la platina y la muestra de núcleo para una amplia gama de longitudes de núcleo. Para cambiar una muestra de núcleo, se debe drenar el fluido de confinamiento, Se retiran los grifos de presión y se desenrosca el tapón final girando manualmente en sentido antihorario. Esto retirará todo el ensamblaje: platina fija, manga, núcleo y platina flotante. Posteriormente, el núcleo se puede quitar de la manga.

La presión nominal de funcionamiento esta entre los 5000 a los 10000 psi, con una temperatura de funcionamiento de hasta 150 ° C, sus piezas húmedas están fabricadas en Hastelloy y el material de la manga es Viton. Tiene dos puertos de entrada y un puerto de salida. El sistema está integrado para obtener tomografía sin detener la inyección o alterar el montaje (Coreflood system configurable for any EOR processes (CFS series), 2020)

Figura 1

Equipo de coreflooding

**2.2 Prueba de Coreflooding**

En situaciones en las que es necesario la medición de la permeabilidad absoluta, la permeabilidad relativa, la transición de saturación, el flujo fraccional y el daño a la formación causado por la inyección del fluido o las interacciones entre el fluido y la roca se realiza una prueba de laboratorio en la que se inyecta un fluido o una combinación de fluidos en una muestra porosa. Estas pruebas reciben el nombre de coreflooding (Danish Technological Institute, 2020) .

Las muestras utilizadas en estas provienen de un yacimiento o de afloramientos de roca dependiendo del tipo de estudio que se esté realizando. El fluido que se utiliza al inicio de la prueba es típicamente una salmuera de formación sintética, crudo o una combinación de salmuera y crudo.

Los fluidos inyectados pueden incluir petróleo, salmuera de yacimiento sintética, fluidos refinados, filtrado de lodo de perforación, ácidos, espuma u otros productos químicos utilizados en la industria petrolera.

Las condiciones pueden ser temperatura ambiente y baja presión de confinamiento o alta temperatura y presión de un yacimiento en especial. Se miden las presiones y las velocidades de flujo en ambos extremos del núcleo, y el núcleo también se puede investigar utilizando otras medidas como la resonancia magnética nuclear (RMN) durante la prueba.

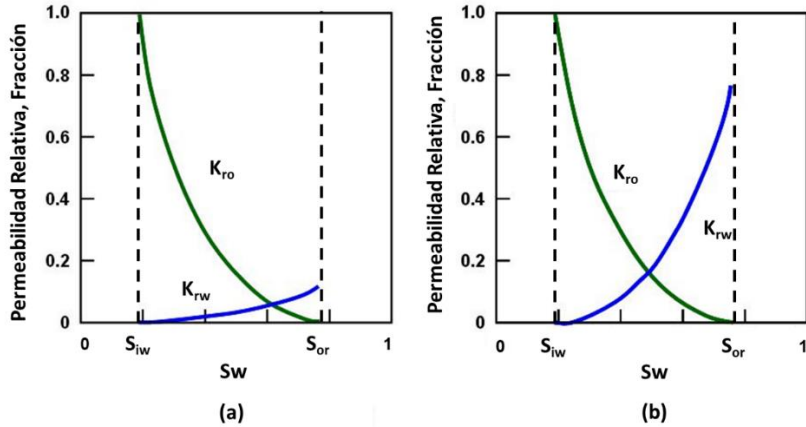
Esta prueba también es importante para determinar la opción de desarrollo óptima para un yacimiento de petróleo y, a menudo, ayuda a evaluar el efecto de inyectar fluidos especialmente diseñados para mejorar la recuperación de petróleo.

2.3 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es una medida directa de la capacidad del sistema poroso para conducir un fluido cuando hay uno o más fluidos presentes. Entonces, la permeabilidad relativa de cada fase (aceite y agua) a una saturación específica es la relación entre la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta (Anderson, 1987)

Figura 2

Curvas de permeabilidad relativa



Nota. Adaptado de (2017, Comportamiento de Yacimientos)

La Figura 2 ilustra las curvas típicas de permeabilidad relativa. El valor de la permeabilidad relativa está entre cero y uno como fracción. El valor de saturación de agua también está entre cero y uno como fracción. Cuando se produce petróleo, la permeabilidad relativa del petróleo disminuye y la permeabilidad relativa del agua aumenta a medida que aumenta la saturación de agua. En estas graficas también se evidencia la preferencia de la mojabilidad de la roca, siendo la gráfica (a) la roca mojada por agua y la (b) roca mojada por aceite.

2.3.1 Medición de la Permeabilidad Relativa

Desde 1950, existen diferentes métodos para determinar las permeabilidades relativas reportados en la literatura. La permeabilidad relativa generalmente se obtiene en el laboratorio a partir de pruebas de coreflooding. Existen numerosos métodos para medir la permeabilidad relativa

que se pueden clasificar en dos tipos: pruebas de coreflooding en estado estacionario y en estado no estacionario (Chardaire-Riviere , Chavent, Jaffre, Jun , & Bernard, 1992).

2.3.1.1 Métodos de Estado Estacionario. El método de estado estacionario es la forma más directa de medir las permeabilidades relativas de las pruebas de coreflooding (Marle, 1981). En estos experimentos, las dos fases inmiscibles se inyectan simultáneamente en el núcleo y se mide la saturación y la caída de presión a través del núcleo, las cuales no cambian con el tiempo. Las permeabilidades relativas se calculan mediante caídas de presión y caudales correspondientes hasta que los caudales de producción sean idénticos a los de la entrada y se realiza por medio de la ley de Darcy generalizada. Entre las ventajas de estos están los resultados precisos, efectos de frontera menos significativos en la medición de la permeabilidad relativa si se compara con los métodos de estado no estacionario y tiene mayor rango de saturaciones cubierto.

Sin embargo, presenta ciertas desventajas, como que es difícil y costoso hallar la saturación de agua correctamente después de cada desplazamiento a condición del yacimiento ya que se requieren equipos experimentales costosos. Además, requiere mucho tiempo para alcanzar el equilibrio en cada punto de saturación y, en consecuencia, la estimación de la permeabilidad relativa mediante esta prueba tendrá un alto costo.

2.3.1.2 Métodos en Estado no Estacionario. Los métodos de estado no estacionario, como el método JBN (Johnson , Bossler, & Naumann Bossle, 1959), han sido ampliamente utilizados y bien desarrollados porque son efectivos y pueden realizarse rápidamente, además, son más rigurosos en comparación con los métodos de estado estacionario. Sin embargo, la mayoría

de los métodos avanzados requieren la aplicación de algunas condiciones experimentales que ignoran la presión capilar, como el método Penn-State (MacAllister, Miller, Graham, & Yang, 1990) y los métodos de alta velocidad (Maini, Kokal, & Jha, 1989) En estas pruebas de coreflooding, El núcleo se satura con 100% de agua, luego se inyecta el aceite en la muestra para desplazar el agua a un nivel irreducible, hasta que no se obtenga producción de agua (drenaje). Se registra la cantidad de producción de agua desplazada por la inyección de aceite y la saturación de agua irreducible es calculado. Se inyecta agua a un caudal constante en la muestra del núcleo para desplazar el aceite (imbibición). La recuperación y la caída de presión en el núcleo se miden durante el proceso de desplazamiento. Con los datos recopilados de la prueba, se calculan las permeabilidades relativas.

La prueba de inundación del núcleo en estado no estacionario se puede realizar rápidamente y el costo es bajo. Representa el mecanismo que tiene lugar en el yacimiento y la cantidad de líquido requerida es pequeña. La desventaja de estas pruebas en estado no estacionario es que facilita la inestabilidad y las discontinuidades de la presión capilar en la salida del núcleo. (Leverett M. , 1939)

Los resultados pueden depender del caudal y la longitud de la muestra y la interpretación matemática es más complicada que en experimentos de estado estacionario. Adicional a esto, la presencia de efectos de frontera genera errores significativos en los valores de saturación medidos y las permeabilidades relativas asociadas.

Los cálculos de permeabilidad relativa en los experimentos de estado no estacionario se basan en el trabajo de (Buckley & Leverett, 1942) seguido de una extensión realizada por (Welge

H. , 1952) que permite aproximar los valores de las saturaciones en los frentes de desplazamiento y de las saturaciones promedio en la producción del frente de desplazamiento. Las suposiciones realizadas son las siguientes:

- El medio poroso es homogéneo.
- Los efectos de la presión capilar son insignificantes en los extremos y en el área del frente de saturación.
- El flujo es unidireccional y forma un ángulo α con el horizontal.
- Los fluidos son inmiscibles, newtonianos e incompresibles.

Las propiedades se calculan después de la producción del flujo utilizando las ecuaciones de velocidad de Darcy y los métodos numéricos de la literatura, como el método JBN (Johnson , Bossler, & Naumann Bossle, 1959).

2.3.1.3 Teoría de Buckley y Leverett. En 1941 Leverett propuso el concepto de efecto capilar de frontera como resultado de fuerzas capilares y descubrió que la discontinuidad de las fuerzas capilares en la salida del núcleo retiene la fase mojante. Esto provoca la acumulación de saturación de la fase mojante en la salida y la disminución de la permeabilidad de la fase no mojante. (Leverett M. , 1939) presentó el enfoque de flujo fraccional que es importante para el proceso de desplazamiento de inundaciones de agua.

(Welge H. , 1952) desarrolló un enfoque simple de la teoría de Buckley y Leverett que incluye el efecto de frente de choque para calcular la recuperación de petróleo en función del agua acumulada inyectada y que permite calcular la relación de permeabilidad relativa. Representó esta

teoría analizando los datos de producción del yacimiento de impulsión de gas y demostró que el método era adecuado para la inyección de agua. Señaló que la velocidad del flujo debe ser lo suficientemente alta para dar un desplazamiento estabilizado y la velocidad del flujo es constante en todas las secciones transversales para fluidos incompresibles inmiscibles.

El método más comúnmente utilizado es el propuesto por Johnson, Bossler Y Naumann llamado método JBN en 1959 que se basa en el trabajo de Welge. Los datos requeridos para calcular las permeabilidades relativas de los experimentos de inundación del núcleo son la recuperación acumulativa de la fase desplazada y la presión cae a través de la sección del núcleo. Señalaron que el resultado de su trabajo es confiable y concuerda con la medición directa de pruebas de flujo en estado estacionario para medir las permeabilidades relativas. El método JBN consume menos tiempo en comparación con otros métodos fiables utilizados para medir la permeabilidad relativa. A partir de sus resultados, confirmaron que se puede medir una permeabilidad relativa confiable a partir de datos obtenidos de muestras de núcleos cortos que están disponibles para análisis de rutina (Johnson , Bossler, & Naumann Bossle, 1959).

Hay tres supuestos importantes para el método JBN: La velocidad de flujo total es la misma en toda la sección transversal del cuerpo poroso lineal, La velocidad del flujo es lo suficientemente alta para lograr el desplazamiento de Buckley y Leverett y El efecto capilar es insignificante a altas tasas de inyección. Para disminuir el efecto capilar final, el experimento debe realizarse a una velocidad de desplazamiento lo suficientemente alta. A mayor velocidad, el flujo será inestable y el concepto de permeabilidad relativa no se mantendrá. La producción de petróleo y agua frente al

tiempo se miden en la cara de salida del núcleo durante el método JBN para estimar la curva de permeabilidad relativa.

2.3.1.3.1 Ajuste Histórico. (Ortiz Meneses, Carrillo Moreno, & Rojas Plata, 2017), presentaron la implementación de un código de simulación numérica del experimento, y uno de optimización numérica, el cual permite el ajuste automático de esta simulación con la información experimental. En el cual, las permeabilidades relativas se definen como funciones de las saturaciones de las fases y el ajuste entre lo simulado y lo observado se busca cambiando los parámetros de dichas funciones.

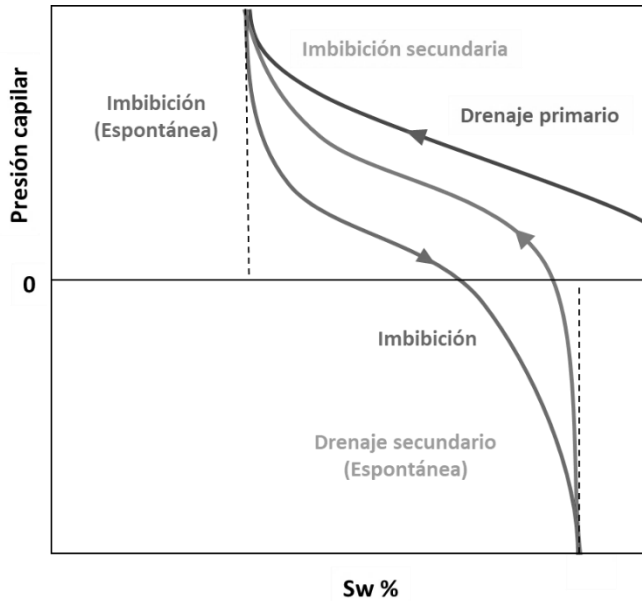
2.4 Presión Capilar

La presión capilar controla la saturación e historial de saturación de la roca del yacimiento. La combinación entre la superficie y las tensiones interfaciales de la roca y los fluidos da como resultado las fuerzas capilares en el yacimiento (Ahmed, 2001).

La presión capilar se ve afectada por la tensión interfacial del fluido, la mojabilidad de la roca y el tamaño de los poros (Green & Willhite, 1998). El valor de la presión capilar puede ser positivo o negativo. La **Figura 3** muestra la curva de presión capilar típica para el sistema de agua y aceite. Una presión capilar sigue a un aumento de la saturación de la fase mojante (imbibición) o a una disminución de la saturación de la fase mojante (drenaje).

Figura 3

Curva de presión capilar



Nota. Tomado de (Lomeland & Ebeltoft, 2008)

El proceso de drenaje es el desplazamiento de la fase mojante (salmuera) por la fase no mojante (aceite). Un valor negativo de la presión capilar describe el drenaje espontáneo, mientras que el valor positivo describe el drenaje forzado. El drenaje primario se inicia a partir de la saturación de agua inicial al 100% y luego disminuye la saturación de agua.

El proceso de imbibición es el desplazamiento de la fase no mojante (aceite) por la fase mojante (salmuera). Un valor positivo de la presión capilar describe la imbibición espontánea, mientras que un valor negativo describe la imbibición forzada.

2.5 Composite Cores

Algunas pruebas experimentales requieren que se realicen inundaciones en núcleos más largos, la implementación de composite cores (*Figura 4*) se debe principalmente a que al momento de realizar mediciones como permeabilidad relativa del agua y el aceite o saturación en muestras pequeñas, los resultados son susceptibles a errores, que se pueden corregir teóricamente al realizar las mediciones en muestras más representativas uniendo los plugs para formar un plug compuesto.

Estas mediciones de laboratorio son elementos esenciales principalmente en el diseño de los proyectos de waterflooding donde se evalúa la respuesta de la roca del yacimiento al este ya que una mojabilidad desfavorable, puede reducir el recobro final de petróleo en la inyección de agua.

Los datos de permeabilidad relativa de agua y aceite evaluados en el laboratorio se obtienen de plugs propios del yacimiento. Estos plugs tienen una longitud relativamente corta (4-8 cm), lo que puede generar resultados con errores significativos como se mencionaba anteriormente, estos errores se deben a dos cosas, los efectos capilares asociados a la frontera y los errores asociados a las imprecisiones de los equipos al manejar volúmenes porosos pequeños.

Para superar estas deficiencias, varios de estos núcleos pueden apilarse para formar un núcleo compuesto. Cada una de estas muestras se ubican una al lado de la otra lo más cerca posible. Las muestras deben tener el mismo diámetro y sus caras deben ser previamente pulidas para permitir un mejor contacto entre ellas. Lo cual da como resultado un aumento en la longitud y el volumen de la muestra, reduce los errores mencionados anteriormente y proporciona datos más

confiables. El composite plug resultante se usa luego como un núcleo único con propiedades promediadas.

Para garantizar resultados acertados de laboratorio, se debe tener en cuenta el orden de los núcleos pequeños en el composite debido a que es un factor que influye considerablemente en el conjunto de datos que se obtienen. La práctica predominante en la industria es que los composite plugs usados en las pruebas de coreflooding se coloquen en un orden de permeabilidad ascendente, ya que se cree que esto reduce las fuerzas capilares para tasas de flujo altas y, por lo tanto, disminuye los posibles efectos capilares de frontera. (Huppler, 1969) a través de un estudio numérico y sin tener en cuenta los efectos capilares de frontera, propuso el criterio de que los núcleos deberían ordenarse de tal manera que el promedio armónico entre las secciones sea lo más cercano posible al promedio general del composite. Además, el núcleo con permeabilidad más cercano al promedio se coloca en la posición de salida. Recientemente, con ciertos supuestos, (Langaas, Ekrann, & Ebeltoft, 1998) han demostrado a través de un estudio teórico que se debe seguir un nuevo criterio, es decir, ordenar los núcleos en orden descendente. Mostraron que esto produciría una saturación de aceite residual más cercana al valor del composite, si se considerara como un núcleo único con propiedades promedio.

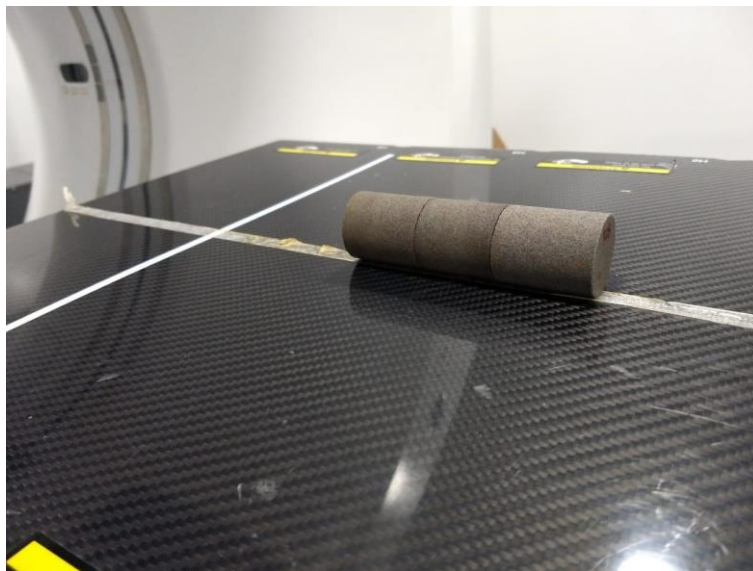
En la industria, diferentes compañías usan diferentes criterios de pedido. Algunas compañías también pueden usar una disposición de orden descendente ya que esta disposición acelera el proceso, es decir, permite realizar el experimento en muy poco tiempo y, por lo tanto, minimizar el gasto. Asumen que las fuerzas capilares son bajas en un sistema de alta permeabilidad, que se proporciona colocando los núcleos de mayor permeabilidad al final del

compuesto. Este supuesto fue demostrado por (Langaas, Ekrann, & Ebeltoft, 1998) ser falso. Otras compañías petroleras siguen el orden ascendente, es decir, tienen el núcleo con la mayor permeabilidad en la salida. Según el mejor conocimiento de los autores, hasta el momento no se ha presentado ningún estudio experimental que compare los efectos de la disposición del núcleo en un núcleo compuesto y proporcione orientación sobre cómo organizar mejor los núcleos en un compuesto para waterflooding o experimentos EOR.

En la literatura se dispone de información limitada que se ocupa de las mediciones y análisis de datos experimentales de composite plugs, para estimar la permeabilidad relativa del agua y el petróleo.

Figura 4

Composite core compuesto por tres



Mediante el uso de composite cores para realizar desplazamientos se pueden realizar mediciones además de las permeabilidades tanto absoluta como relativas, de las saturaciones

residuales y de las tasas óptimas de inyección, todo esto se realiza con una mayor precisión al reducir los errores asociados a los bajos volúmenes porosos.

La presión capilar está relacionada con los efectos de la tasa de inundaciones inmiscibles. Los factores a escala pueden derivarse de ecuaciones de flujo fraccional. Esta teoría de flujo es una herramienta fundamental para los ingenieros de yacimientos para entender el comportamiento de los yacimientos que son sometidos a inyección de agua, ya que tenemos dos fluidos inmiscibles que se moverán de manera fraccional. (Buckley & Leverett, 1942) tomaron el concepto de flujo fraccional presentado por Leverett para inyección de agua.

Para reducir el efecto capilar de frontera en el laboratorio, se podría adoptar una de dos opciones; ya sea para aumentar la velocidad de inyección total (q_t / A), o usar crudo de mayor viscosidad para la misma velocidad de inyección y muestra de núcleo. Una tercera opción es usar una muestra de menor permeabilidad cuando esté disponible, mientras se mantiene constante la velocidad de inyección y la viscosidad del crudo. En los experimentos de coreflooding, se puede fijar la velocidad de inyección total y la viscosidad del fluido en todos los sistemas estudiados. Por lo tanto, reducir la permeabilidad (y, por lo tanto, la eficacia permeabilidad al petróleo) reduciría la influencia del efecto capilar de frontera. En las inundaciones de composite plugs, esto se puede lograr colocando el núcleo con la permeabilidad más pequeña en la salida. Es interesante notar que la creencia general en la industria es lo contrario; es decir, permeabilidades más altas conducen a velocidades de flujo más altas y, por lo tanto, a efectos finales capilares más bajos.

2.5.1 Efectos Capilares y de frontera en Composite cores

Las saturaciones no uniformes a lo largo del núcleo se denominan efecto capilar final o de frontera. Estos efectos surgen debido a la discontinuidad de la capilaridad entre el plug y el medio, en el caso de un composite plug también se presentan en la unión de cada uno de los plugs.

El efecto capilar de frontera es causado debido a que la presión capilar es cero fuera del plug. Este efecto capilar es significativo en el laboratorio ya que mediciones como la permeabilidad relativa, las saturaciones y las curvas de presión capilar se ven muy afectadas por este. Lo que también influye en la determinación de la saturación de aceite residual. El objetivo de esta tesis es analizar la presencia de estos efectos en experimentos de coreflooding utilizando composite plugs por medio de tomografía computarizada de rayos X.

Al tener composite core largos, se reduce la importancia de los efectos capilares de tal manera que se puedan usar tasas más bajas. Las suposiciones hechas al usar dicho núcleo compuesto para la prueba de inundación de agua son que todas las secciones del núcleo primero tienen curvas de permeabilidad relativa casi idénticas, segundo, son homogéneas e isotrópicas y, en tercer lugar, tienen valores de agua connata y aceite residual casi idénticos. Se supone además que existe un buen contacto entre las secciones y que la tasa de flujo es suficientemente alta para que los efectos capilares sean insignificantes.

Cuando se asumen estas condiciones se puede asegurar basado en el análisis unidimensional, y las ecuaciones de flujo, que la distribución de saturaciones de agua a lo largo de una inundación son las mismas en un composite core que en un único plug homogéneo que tiene

las propiedades promedio del composite, sin importar qué orden de secciones de plugs se use en el composite.

El cálculo de la saturación de petróleo residual es esencial en la simulación de yacimientos, especialmente para mejorar el procedimiento de recobro de petróleo. La determinación de la permeabilidad relativa y las curvas de presión capilar se ven muy afectadas por el efecto capilar de frontera, este puede causar una distribución de saturación no uniforme a lo largo del núcleo.

Este efecto puede presentarse, en cualquier caso, pero suele ser más pronunciado en desplazamientos tipo drenaje en plugs mojados por agua. Estos efectos de frontera pueden modificar considerablemente las mediciones debido a que los volúmenes que se manejan en este tipo de pruebas son pequeños.

La diferencia entre este estudio y los estudios anteriores es que se aplica el análisis en composite plugs por medio de tomografía computarizada de rayos X.

2.5.2 Efecto de la presión capilar

Durante los experimentos de inundación del núcleo en el laboratorio, el efecto capilar de frontera se produce debido a la discontinuidad de la presión capilar cuando el fluido sale del núcleo. Este efecto puede generar una interpretación incorrecta de los datos de estas pruebas. Para superar el efecto de frontera de la presión capilar, la fase mojante (agua) se inyecta a un caudal alto utilizando muestras más largas, también puede realizarse aumento el caudal de las bombas, aunque utilizar un caudal de agua elevado plantea la preocupación de si el desplazamiento refleja

lo que sucede en el yacimiento. En 1956, (Hadley & Handy, 1956) investigaron el efecto capilar de frontera de la presión capilar en el estado estacionario mediante el efecto de diferentes variables como el caudal, las viscosidades y la saturación del extremo de salida sobre las permeabilidades relativas calculadas y notaron los gradientes de saturación para las pruebas de estado estacionario y de desplazamiento dinámico. Señalaron que la caída de presión debe medirse en ambas fases para obtener una permeabilidad relativa representativa. También observaron que a medida que aumenta el caudal, el efecto de frontera de la presión capilar disminuye.

En 1958, Kyte y Rapoport estudiaron el comportamiento de la inundación de agua lineal y el efecto capilar de frontera de los medios porosos mojados por agua. Analizaron que para que se produzca agua, la presión de la fase acuosa debe elevarse por encima de la presión de la fase oleosa fuera del núcleo. En consecuencia, el agua se acumulará en la salida del núcleo y solo se producirá aceite a partir del núcleo. Por último, la presión en la fase de agua aumenta debido al aumento de la inyección de agua, lo que provoca que el agua fluya fuera del núcleo.

En 1973, Archer et al. declararon que el método JBN da un error en núcleos heterogéneos debido a que se ignora el efecto capilar de frontera. Indicaron que este puede tener formas irregulares de curvas de permeabilidad relativa de dicho sistema. Se propuso un modelo informático para comparar el historial de la caída de presión y el recobro para un caudal de desplazamiento bajo para obtener las curvas de permeabilidad relativa. Utilizaron un modelo matemático unidimensional de dos fases de las condiciones de prueba de laboratorio en su simulación. Este modelo les permitió hacer cambios de prueba y error en las formas de las curvas

de permeabilidad relativa hasta obtener una mejor correspondencia con la producción de laboratorio y los datos de presión.

2.6 Tomografía

La tomografía computarizada (CT) es una técnica de escaneo no intrusiva ampliamente aplicada en sectores como la medicina, la industria y la geología. Esta técnica permite la reconstrucción tridimensional de la estructura interna de un objeto que es iluminado con una fuente de rayos-X. La reconstrucción se forma con imágenes bidimensionales de cortes transversales del objeto.

La CT convencional o de energía simple (SECT) utiliza un solo haz de rayos X policromático (que varía de 70 a 140 kVp con un estándar de 120 kVp) emitido desde una sola fuente y recibido por un solo detector. El contraste inherente del conjunto de datos de imagen generado por este proceso depende de las diferencias en la atenuación de fotones de los diversos materiales que constituyen un objeto. En DECT (Dual Energy Computer Tomography), se utilizan dos niveles de energía (típicamente 80 y 140 kVp) para adquirir imágenes que se pueden procesar para generar conjuntos de datos adicionales, Wellington y Vinegar usaron 100 kV como la energía necesaria, menor a 100 kV se presenta la absorción fotoeléctrica y mayor a este se da el efecto Compton

Las aplicaciones de CT para la caracterización de núcleos implican escanear núcleos y plugs completos, principalmente en condiciones preservadas, aunque también se escanean núcleos no conservados, el escaneo en condiciones preservadas es particularmente útil para los núcleos no

consolidados que deben probarse sin comprometer los estados de mojabilidad. Cualitativamente CT proporciona información sobre heterogeneidades, cambios litológicos, fracturas, vugs y daños por invasión. Los datos cuantitativos de CT se utilizan para medir la densidad aparente, la porosidad y saturación, para cuantificar la heterogeneidad, para hacer comparaciones entre el núcleo y el registro, para la coincidencia de profundidad y las calibraciones de registro.

La visualización del flujo de fluidos constituye el uso más frecuente de CT en la industria del petróleo, que casi siempre implica el uso de dopantes trazadores radiopacos para monitorear el movimiento de fluidos durante la inundación del núcleo, ya que durante todo el proceso de desplazamiento es posible tomar imágenes de tomografía, estas imágenes son usadas para estimar saturación in-situ, a su vez pueden ser vistos el frente de desplazamiento y la distribución de fluidos a través del composite lo que permite comprender de mejor manera los fenómenos relacionados al desplazamiento de fluidos a nivel de poro. Los dopantes producen suficiente contraste entre las diversas fases del fluido para ver y cuantificar la distribución de la saturación y los cambios, la gravedad y los efectos viscosos, la captura y la derivación, los efectos de la heterogeneidad en el flujo. La CT (*Figura 5*) es una herramienta excelente para ver el efecto de un fluido de tratamiento como ácido, gel, polímero, vapor y espuma, con el núcleo mantenido en condiciones de yacimiento dentro de un soporte de núcleo CT.

Figura 5

Escáner de tomografía computarizada (TC)

**2.6.1 Principios Físicos**

Cuando la fuente de rayos X gira alrededor de un objeto, la atenuación de los rayos de rayos X ocurre una vez que los rayos penetran el objeto escaneado en diferentes ángulos. Durante el proceso de escaneo, una serie de detectores registra los datos de intensidad de rayos X transmitidos. Por lo tanto, una imagen tridimensional se puede reconstruir a partir de las secciones transversales. (Wellington & Vinegar, 1987)

Cada corte se obtiene a partir de las medidas de fenómenos físicos como la atenuación, que según Beer's corresponde a la medición de la fracción de rayos X que pasan a través de un objeto, el coeficiente de atenuación lineal es dependiente de otras propiedades físicas como la densidad

Bulk, numero atómico efectivo y la energía de los rayos X; si está a baja energía, el coeficiente de atenuación depende básicamente del número atómico pero a una alta energía será principalmente una función de la densidad Bulk.

En la industria petrolera esta técnica ha sido ampliamente utilizada principalmente en dos áreas, la caracterización de núcleos y visualización del flujo de fluidos.

2.6.2 Usos de la tomografía computarizada

La tomografía computarizada tiene la capacidad de visualizar muchos fenómenos importantes que de otra manera serían indetectables por las prácticas de laboratorio estándar, como el seguimiento frontal y el perfil de flujo. La visualización se puede agrupar en categorías cuantitativas y cualitativas. Varios autores presentaron estudios de TC que incluyen el seguimiento del frente de inundación central y la eficiencia de desplazamiento durante experimentos de coreflooding como (Wellington & Vinegar, 1987); (Hove, Ringen, & Read, 1987); (Withjack, 2003); Hicks et al. 1990; Peters y Hardham 1989

Los estudios cuantitativos incluyen el estudio de Honarpour et al. (1985) quienes informaron sobre las saturaciones de aceite in situ utilizando un escáner CT de rayos X. También presentaron imágenes de la distribución de aceite residual para el caso de agua desplazando aceite en un medio poroso y de digitación viscosa.

(Wellington & Vinegar, 1987), por su parte, informaron de mediciones de saturaciones trifásicas utilizando TC de rayos X. También describieron el sistema de procesamiento de

imágenes, el equipo de flujo de alta presión transparente a los rayos X, la elección de los dopantes fluidos y las energías de los rayos X para el escaneo de los experimentos de inyección central.

El uso de la tomografía en conjunto a una prueba de desplazamiento permite conocer el frente de este desplazamiento y las saturaciones a lo largo del core, la CT no puede medir directamente la permeabilidad, pero puede ser usada para estimar la permeabilidad mediante el monitoreo del frente de desplazamiento, en los desplazamientos es común usar un fluido con un alto número atómico para aumentar el contraste entre fases y poder diferenciarlas. La saturación puede ser medida mediante el uso de números CT

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

Donde:

CTN es el número CT en el estado de saturación a determinar CTN_r^w es la atenuación de la roca saturada de agua, CTN_r^o es la atenuación de la roca saturada de aceite, la ecuación presentada se aplica para cada corte o voxel de las imágenes adquiridas, obteniendo así una distribución de saturaciones en el dominio de la roca

3. Desarrollo Experimental

3.1 Introducción

Las muestras que se usan en este trabajo son 9 plugs de roca sedimentaria provenientes de 3 formaciones distintas, con propiedades conocidas debido a un análisis petrofísico anteriormente realizado. Estas muestras se organizaron en tres composites plugs cada uno con 3 plugs de una misma formación. Los experimentos son desarrollados por el grupo de investigación en tomografía computarizada para caracterización de yacimientos en las instalaciones del parque tecnológico Guatiguará, con el fin de determinar permeabilidades relativas en estado no estacionario, a través de la integración mecánica de un equipo de tomografía computarizada de rayos X y un equipo para realizar el desplazamiento de fluido. Debido a esta configuración, se pueden tomar imágenes durante todo el tiempo que se realiza la prueba, permitiendo un mejor análisis de la distribución de fluidos y el frente de desplazamiento.

Los experimentos realizados son de estado no estacionario para la determinación de permeabilidades relativas agua-crudo, involucrando imágenes de Tomografía de rayos X. Se realizaron en tres composites plugs diferentes usando tres tipos de crudo (liviano, mediano y pesado) y se analizó el efecto de utilizar composite plugs en los resultados de las pruebas de coreflooding,

Para realizar el análisis de las imágenes de tomografía se utilizó un software de visualización llamado Image-j con el fin de obtener los valores CT de las imágenes adquiridas y

recrear las imágenes en 2D Y 3D de los composites y así poder analizar adecuadamente las pruebas.

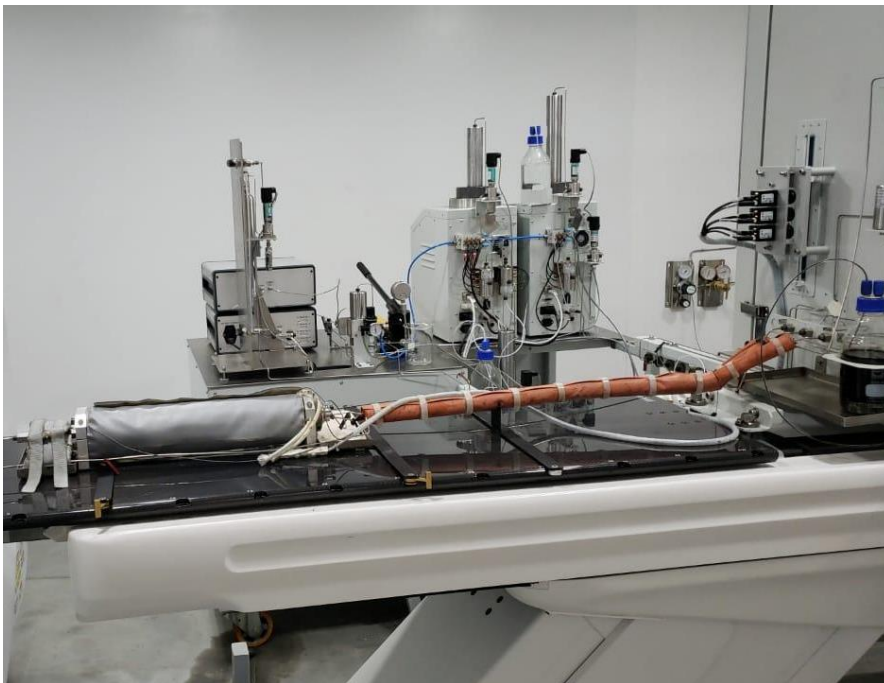
3.2 Diseño y Configuración Experimental

3.2.1 Equipo de Coreflooding y Coreholder

En los experimentos realizados en este trabajo, se usa un equipo CFS 700 de marca Vinci (*Figura 6*). El sistema está integrado para obtener imágenes de tomografía sin detener la inyección (*Figura 7*) o alterar el montaje. El composite plug se colocó dentro de la manga de vitón entre los extremos del core holder.

Figura 6

Equipo de Coreflooding



Se trabajó principalmente a un solo nivel de energía (140 kV y 170 mA) ya que estos niveles han demostrado ser adecuados para obtener una buena calidad de imagen dentro del core holder y procedió a realizar la toma de imágenes que en el caso de este experimento fueron 224 imágenes por escaneo.

Figura 7

Visualización del Software equipo de Coreflooding

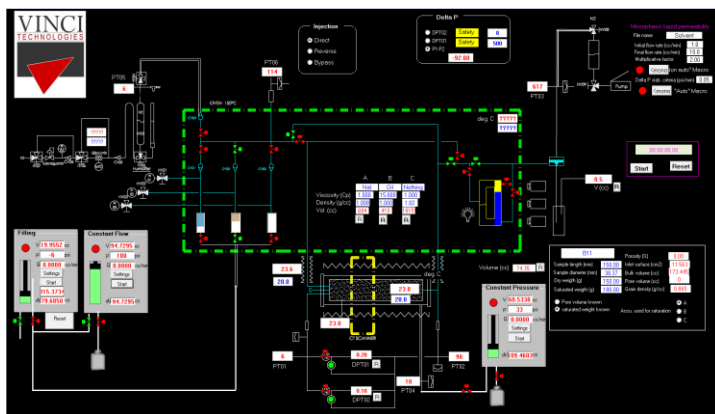
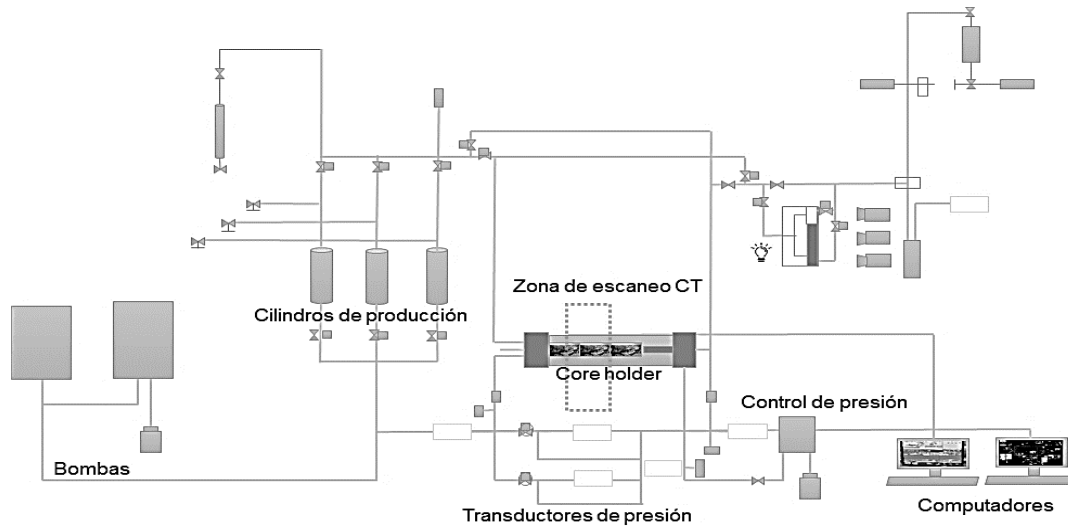


Figura 8

Esquema del equipo



La Figura 8 presenta un diagrama esquemático de la configuración experimental de los desplazamientos. Se usó una bomba Vinci para inyectar salmuera a una tasa estable. El líquido fue producido y recogido en un envase. La presión diferencial a través del composite plug se monitoreó usando transductores. Los datos de presión se registraron continuamente y se verifica que no existan fugas en el sistema.

La bomba de inyección que se utilizó es una bomba dual de 100 ml por pistón, los fluidos se almacenaron en cilindros de pistón flotante (o cilindros de transferencia) y se cuenta con dos medidores de presión diferencial uno de alta (0-500 psi) y otro de baja (0-8 psi).

Después de confirmar que no hay comunicación entre la sobrecarga y el composite, se liberó el gas nitrógeno y se inyectó agua destilada en el anular (sobrecarga) a presión de entre 700 a 1000 psi. Al aplicar presión hidráulica en el anular del core holder, la presión de confinamiento presente en los yacimientos de petróleo y gas se simuló en el laboratorio.

3.2.2 Escáner de tomografía computarizada (CT)

Para verificar la uniformidad, ubicación y desarrollo del coreflooding del composite, se empleó la tomografía computarizada (TC) antes de llevar a cabo el proceso de saturación. El escáner CT empleado en este estudio corresponde a un escáner General Electric Optima. Esto significa que la fuente de rayos X gira a lo largo de los detectores alrededor de la muestra. Las imágenes de CT se generan midiendo la atenuación de las radiografías después de pasar a través de la muestra. Para objetos de alta densidad, la atenuación de los rayos X es mayor a medida que el objeto absorbe más fotones. Dado que las condiciones experimentales, como la presión

atmosférica, la temperatura y la humedad afectan los números promedio de CT, se calibró el equipo antes de la obtención de imágenes. Se colocó un material de densidad conocida para escanear y medir sus números CT promedio y así verificar que las imágenes obtenidas estuvieran dentro del rango aceptado.

3.2.3 Software de visualización

Después de la obtención de imágenes mediante la tomografía computarizada (CT), estas se compilan en archivos de datos que deben cargarse a un programa de visualización y que así puedan ser analizadas adecuadamente.

Estos programas pueden ser escogidos según los objetivos del análisis a realizar, y en este caso, como son experimentos de coreflooding se usó el software IMAGEJ. Los cuales permitieron realizar un análisis robusto de los coeficientes de atenuación obtenidos y realizar un análisis cualitativo del avance de los fluidos durante la prueba, esto gracias a sus herramientas de reconstrucción de imágenes en 3D con los valores de coeficientes atenuación obtenidos por tomografía.

Para garantizar un funcionamiento adecuado del software, fue necesario seleccionar los datos útiles evitando tener resultados con efectos de artefactos como el Beam Hardening y así poder interpretar mejor los resultados ya que es necesario procesar efectiva y adecuadamente la información obtenida, para así facilitar la comprensión y posterior análisis.

3.2.3.1 ImageJ. Es un programa de procesamiento de imágenes desarrollado en los

Institutos Nacionales de Salud y el Laboratorio de Instrumentación Óptica y Computacional en Estados Unidos. Este software, basado en lenguaje Java proporciona herramientas que permiten mostrar, editar, analizar, procesar, guardar e imprimir diferentes tipos de imágenes de diferentes formatos.

También permite hacer ajustes sobre el brillo y contraste, facilita inspección detallada de las propiedades de la imagen, además ImageJ brinda una amplia herramienta en cuanto al procesado de imágenes, como filtros espaciales, filtros de detección de bordes, filtros suavizantes, filtros de color entre otros.

ImageJ contiene un menú específico para realizar diferentes operaciones matemáticas y lógicas con los con los coeficientes de atenuación obtenidos a partir de la CT y permite analizar imágenes en conjunto, es decir, analizar más de una imagen simultáneamente. (Valenciano) Este análisis detallado, que incluye histogramas, perfiles, medidas de área, desviación estándar, máximos y mínimos, moda, centros de masa, perímetros, centroides, entre otros, permite realizar un gran número de medidas sobre todas las imágenes o en zonas específicas de interés. Además, sus herramientas también permiten la calibración de imágenes espacialmente y en densidad, lo que facilita el estudio de los coeficientes de atenuación obtenidos, y así poder analizar adecuadamente los corefloodings.

3.2.3 Procedimiento General

En este estudio se diseñó un procedimiento para 3 experimentos de coreflooding, para la determinación de permeabilidades relativas agua-crudo, involucrando imágenes de Tomografía de

rayos X y analizar el efecto de utilizar composite plugs en este tipo de pruebas. Se utilizaron tres composites plugs para realizar estos experimentos cada composite con muestras de formaciones distintas. Se ensayaron antes de la prueba para garantizar su correcto desarrollo y resultados adecuados. La

Figura 10 muestra la metodología del experimento utilizada en cada prueba.

Para iniciar, se aplicó una presión de confinamiento similar a la presión del yacimiento con el objetivo de simular sus condiciones iniciales, la *Figura 9* muestra el acondicionamiento del core holder previo al confinamiento. Luego se realizaron las pruebas de fuga a lo largo del sistema, se identificó sin fugas solo si no hubo caída de presión con el tiempo. Después de cada prueba de desplazamiento, se acondicionó el sistema para la siguiente prueba.

Figura 9

Acondicionamiento del core holder

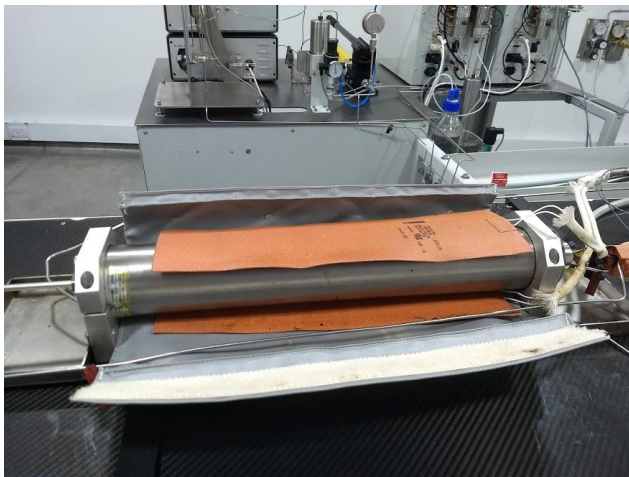
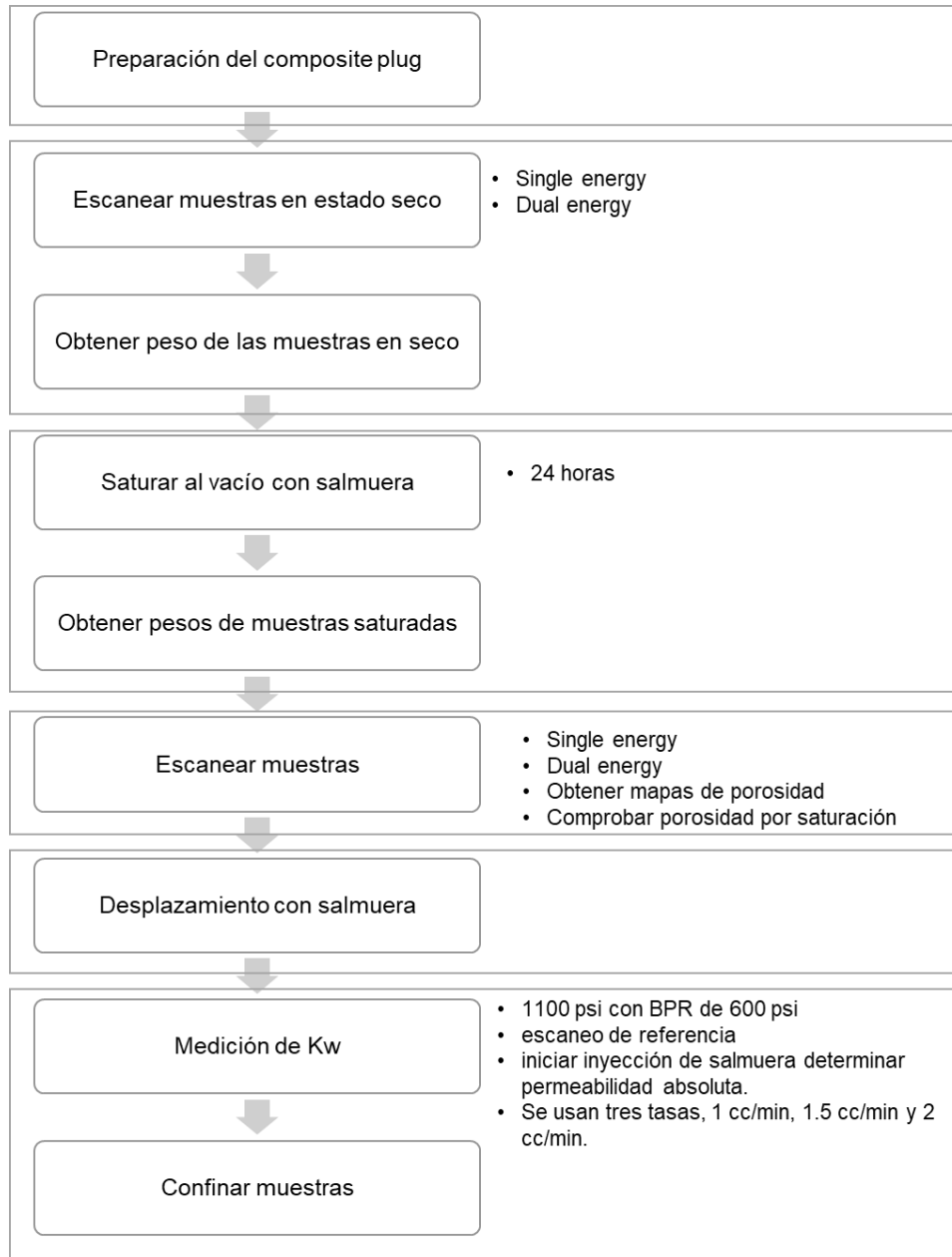
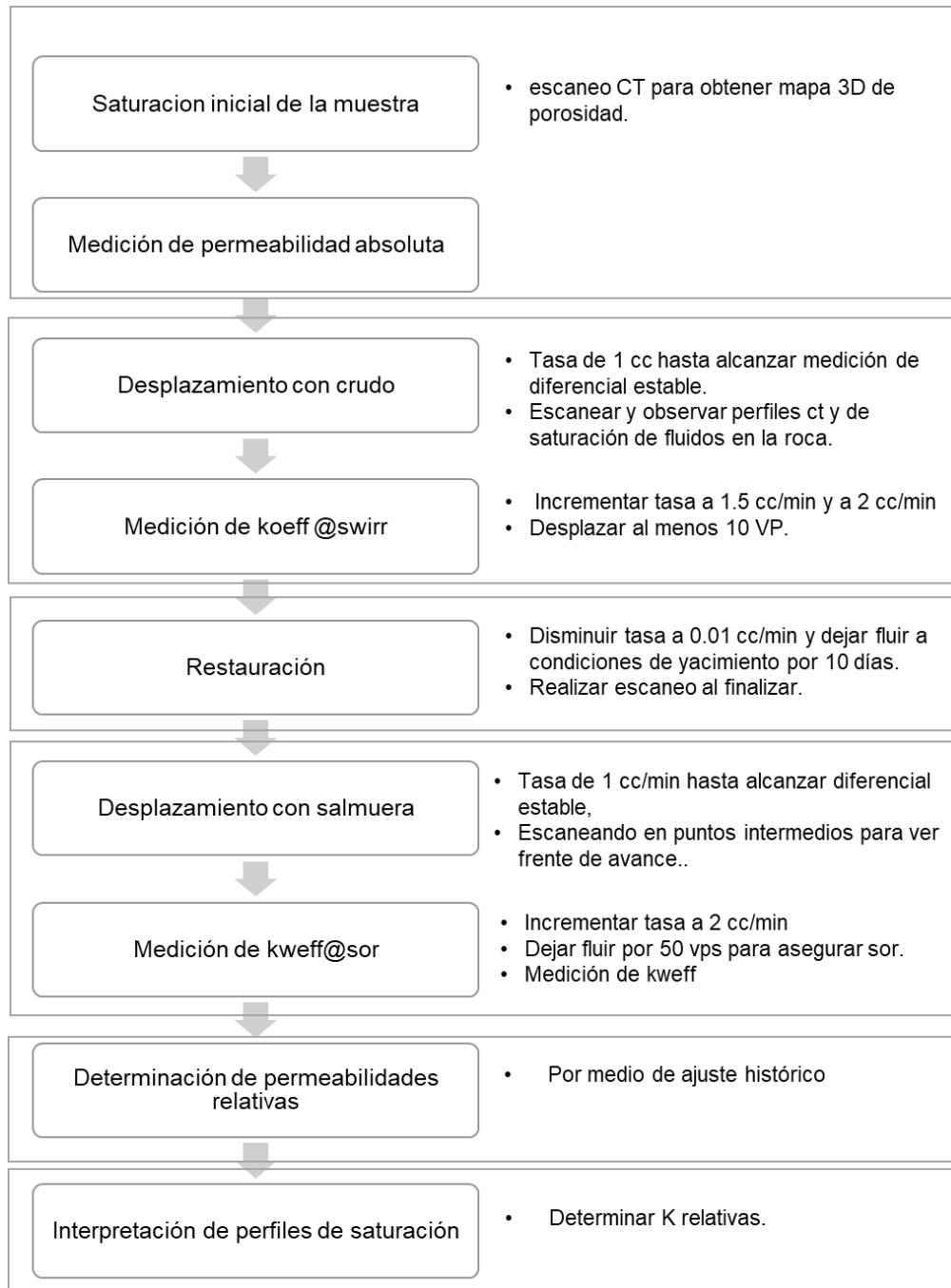


Figura 10

Procedimiento experimental para las pruebas de coreflooding





3.3 Muestras Utilizadas

3.3.1 Composite 1

3.3.1.1 Resumen. El primer composite plug se compuso de 3 muestras de 1.5” pulgadas de diámetro y longitud total aproximada de 12.863 cm. $K_{air\ avg} = 192.6$ mD promedio armónico. En este primer caso se utilizó un crudo liviano y una Salmuera sintética de 6% KCl y 40000 ppm de KI a condiciones de 1100 psi de confinamiento, 600 psi de BPR y 145°F de temperatura.

3.3.1.2 Propiedades Básicas. Las propiedades reportadas antes del desarrollo los experimentos se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1.

Propiedades básicas reportadas

PROFUNDIDAD (Ft)	LONGITUD (mm)	DIAMETRO (mm)	VT (cc)	VP (cc)	VG (cc)	ρ_g (g/cc)	ϕ (%)	k_{∞} (mD)	$k_{[n2]}$ (mD)
Muestra 1	44.34	36.90	47.417	8.696	38.019	2.659	18.6	171	182
Muestra 2	44.56	36.83	47.318	8.519	38.186	2.666	18.2	204	204
Muestra 3	39.73	36.88	42.441	7.712	34.131	2.653	18.4	180	187

3.3.1.3 Distribución de porosidad por tomografía

3.3.1.3.1 Porosidad por saturación. La medición de porosidad de la roca por medio de saturación de fluidos se obtuvo utilizando una densidad de salmuera de 1.07 g/cc, la cual se determinó utilizando picnómetro. Se confirmó que se realizó una correcta saturación al obtener un error menor al 5% en los resultados de todas las muestras. Los resultados obtenidos de peso, volumen poroso y % de error son presentados en la Tabla 2.

Tabla 2.

Estimación de porosidad por saturación

Muestra	Peso seco	Peso saturado	Volumen poroso por saturación	Volumen poroso referencia (Boyle)	% Error
1	101.047	109.983	8.351	8.684	3.83
2	101.823	110.666	8.264	8.534	3.16
3	90.587	98.633	7.519	7.720	2.59

3.3.1.3.2 Mapa de porosidad. El perfil de porosidad se determinó utilizando la información proporcionada por las imágenes de tomografía de rayos X. Se realizó un escaneo de la roca en estado seco y en estado saturado y se utilizó el valor de porosidad conocido para ajustar los valores de atenuación (CT).

Para realizar el calculo de porosidad se utiliza la ecuación (1) expresada por Coles, M. (1995), la cual relaciona los números CT obtenidos imagen a imagen cuando la muestra esta seca y saturada.

$$\emptyset = \frac{CTN_{SECO} - CTN_{SATURADO}}{CTN_{AIRE} - CTN_{FLUIDO}} \quad (2)$$

El denominador de la ecuación 2, puede ser calculado asumiendo el CTN_{AIRE} igual a -1000 CT (valor estándar) y leyendo el CTN_{FLUIDO} de una tomografía realizada en un recipiente lleno de la salmuera usada para saturación (la cual en este caso atenuó cerca de 800 CT).

Con el fin de que exista coherencia entre los valores estimados para el perfil y la porosidad de referencia estimada, este denominador se utiliza como parámetro de ajuste, permitiendo variar levemente su valor para hacer coincidir la porosidad promedio estimada por medio de tomografía, con la porosidad estimada por saturación de fluidos.

3.3.1.4 Permeabilidad absoluta. Para la estimación de la permeabilidad absoluta se utilizaron tres tasas de flujo diferente y los resultados obtenidos mediante la variación de los caudales se muestran en la Figura 11 , donde se representa la permeabilidad absoluta con el valor de la pendiente. El valor estimado obtenido de permeabilidad absoluta a la salmuera fue de 145.96 mD. La *Tabla 3* muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad.

Los valores de permeabilidad absoluta no se ven afectados por el uso de composites pulgs ya que, al estar saturados por un solo fluido, no presenta efectos capilares, al no variar las saturaciones, de igual manera la permeabilidad absoluta puede ser hallada de manera individual para cada muestra.

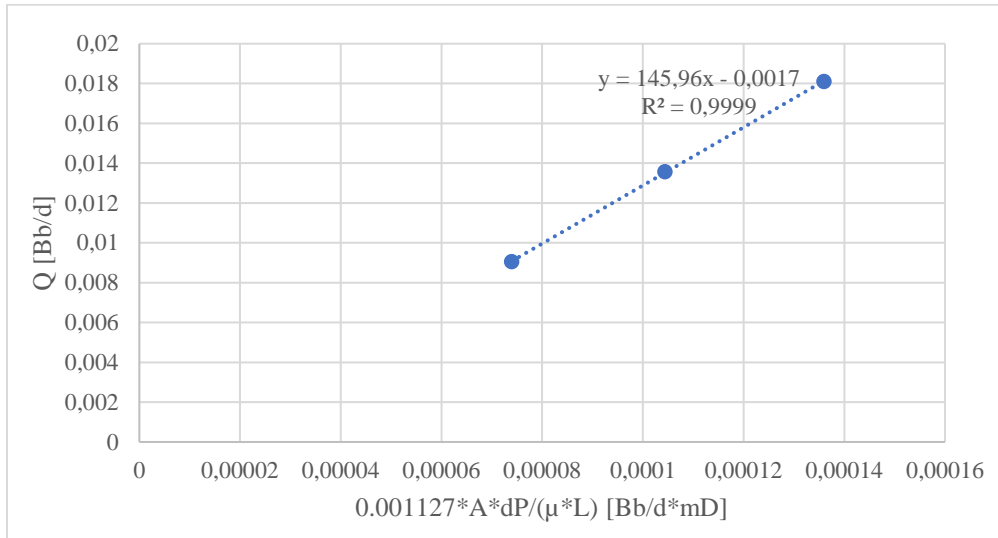
Tabla 3.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
1	2.41
1.5	3.4
2	4.43

Figura 11.

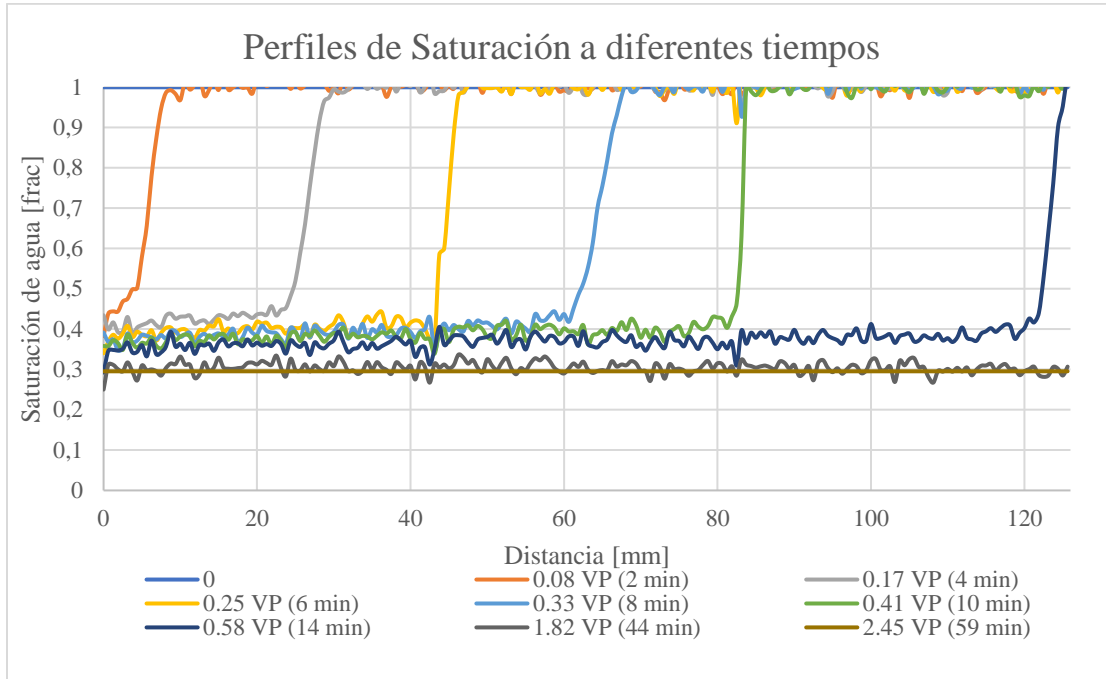
Gráfico para determinar la permeabilidad absoluta por ley de Darcy



3.3.1.5 Desplazamiento tipo drenaje - crudo desplazando agua. Las medidas de recuperación de agua y los diferenciales de presión en el tiempo, se obtuvieron mediante la inyección de crudo para desplazar agua. Además, con el uso de las imágenes de tomografía se lograron obtener los perfiles de números CT a diferentes tiempos de inyección los cuales fueron convertidos en perfiles de saturación. La **Figura 12** muestra los perfiles de saturación, medidos con los números CT, obtenidos por el tomógrafo a diferentes tiempos de inyección, para las diferentes posiciones de la roca (distancia).

Figura 12.)

Perfiles de saturación a diferentes tiempos de inyección (Oilfooding



3.3.1.5.1 Saturación de agua irreducible. La Tabla 4 muestra los resultados obtenidos en la estimación de saturación de agua irreducible especialmente el volumen recuperado de agua y el porcentaje de saturación irreducible de agua.

Tabla 4.

Estimación de saturación de agua irreducible

Volumen agua recuperada [cc]	17.5
Volumen muerto [cc]	0.5
Volumen agua sin volumen muerto [cc]	17.0
Volumen poroso [cc]	24.13

Saturación irreducible de agua	29.55%
--------------------------------	--------

3.3.1.5.2 Permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible ($K_{o\text{eff}}$) La permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible se estimó utilizando tres tasas diferentes y realizando la gráfica de la Figura 13 en la cual la permeabilidad está representada por la pendiente de la curva. El valor estimado de $K_{o\text{eff}}$ es de 99.78 mD. La Tabla 5 muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad..

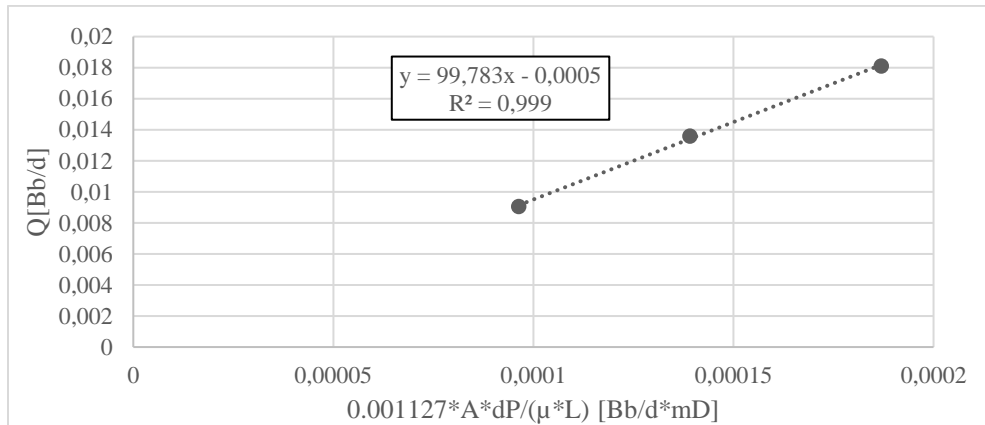
Tabla 5.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
1	26.24
1.5	37.89
2	50.92

Figura 13.

Gráfico para determinar la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible



3.3.1.5.3 Permeabilidad Relativa La información experimental obtenida se cargó en el software y se realizó la interpretación planteando varios escenarios, de los cuales se presenta el mejor ajuste obtenido. En este caso el ajuste de saturación no tiene un comportamiento fuera de lo normal a pesar del uso de composite plugs esto puede ser a que en este caso las presiones capilares no tienen mayor impacto. Las permeabilidades relativas estimadas exhiben el comportamiento propio de un sistema roca-fluido mojado por agua.

3.3.1.6 Desplazamiento tipo imbibición – salmuera desplazando crudo. Durante La inyección de salmuera se manejaron 3 caudales de 0.25 cc/min, 0.5 cc/min y 1 cc/min. Esto con el objetivo de revisar si, el incremento de tasa permite una recuperación adicional de crudo y para estimar la permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite. Los resultados alcanzados para la estimación de la saturación residual de aceite se muestran en la Tabla 6 entre ellos el factor de recobro.

Tabla 6.

Estimación de saturación residual de aceite

Volumen crudo recuperado [cc]	7.77
Volumen muerto [cc]	0.5
Volumen crudo menos volumen muerto [cc]	7.27
Volumen poroso [cc]	24.13
Saturación irreducible de agua	29.55%
Volumen crudo original [cc]	17.00
Saturación residual de aceite (Sor)	40.32%
Factor de recobro	42.76%

3.3.1.6.1 Permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual (K_{weff}). El valor estimado de k_{weff} es de 4.04 md, el cual se representa en la Figura 14. La Tabla 7 muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad.

Figura 14.

Gráfico para determinar la permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual.

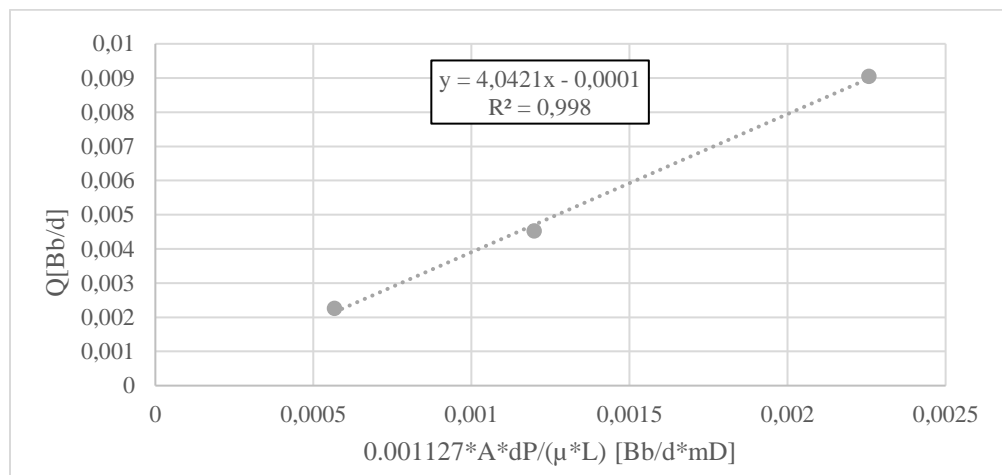


Tabla 7.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
0.25	8.25
0.5	17.45
1	32.87

3.3.1.6.1 Permeabilidad Relativa

En este caso se puede observar que los perfiles no son uniformes debido a que se presentó un mejor barrido de agua en las zonas más lejanas del extremo de inyección. La **Figura 22** muestra

las permeabilidades relativas estimadas por medio del enfoque de ajuste histórico, estas curvas exhiben el comportamiento típico de una muestra mojada por agua.

El análisis de permeabilidades relativas muestra que, bajo las condiciones del experimento, las fuerzas viscosas son bastante más significativas que las capilares, esto produce que las fuerzas capilares no sean importantes en el desplazamiento y que por lo tanto la presión capilar no pueda ser estimada de los mismos.

Los resultados generales obtenidos del experimento pueden apreciarse en la Tabla 16

Tabla 8.

Resultados generales del experimento

Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen Poroso (cc)	Porosidad (fracción)	K al aire (mD)	T de prueba (°F)	Viscosidad del agua @ T yac (cP)	Viscosidad del crudo @ T yac (cP)	Fluido para medición de Keo
12.863	3.674	24.13	0.177	192.6	145	0.447	8.36	Crudo

Keo @ Swirr mD	Swirr %	Sor %	Kewf @ Sor mD	Corte de las curvas	Krw "end point" Fr	Movilidad del agua (Kewf/Viscosidad) mD/cp	Movilidad del aceite (Keo/Vo) mD/cp	Razón de Movilidad (Mw/Mo)	Recobro total antes del breakthrough %	Recobro Total %
99.78	29.55	40.32	4.04	0.56	0.04	8.46	11.93	0.71	40.00	42.76

3.3.2 Composite 2

3.3.2.1 Resumen. El segundo composite plug se compuso de 3 muestras de 1.5” pulgadas de diámetro y longitud total aproximada de 18.15 cm. $K_{air\ avg} = 170$ md (promedio armónico). En este caso se utilizó crudo mediano y una salmuera sintética de 6% KCl y 40000 ppm de KI a condiciones de 1500 psi de confinamiento, 1000 psi de bpr y 147 °f de temperatura.

3.3.2.2 Propiedades básicas. Las propiedades reportadas antes del desarrollo los experimentos se muestran en la Tabla 9

Tabla 9.

Propiedades básicas reportadas

MUESTRA	LONGITUD (mm)	DIAMETRO (mm)	VT (cc)	VP (cc)	VG (cc)	ρ_g (g/cc)	ϕ (%)	k_{∞} (mD)	$k[n2]$ (mD)
Muestra 1	67.19	37.35	73.617	16.377	54.104	2.670	23.2	100	112.32
Muestra 2	49.32	37.30	53.893	11.109	38.907	2.620	22.2	176	188.68
Muestra 3	65.05	37.30	71.081	15.962	52.550	2.649	23.3	190	234

3.3.2.3 Distribución de porosidad por tomografía

3.3.2.3.1 Porosidad por saturación. La medición de porosidad de la roca por medio de saturación de fluidos se obtuvo utilizando una densidad de salmuera de 1.07 g/cc, la cual se determinó utilizando picnómetro. Se confirmó que se realizó una correcta saturación al obtener un error menor al 5% en los resultados de todas las muestras. Los resultados obtenidos de peso, volumen poroso y % de error son presentados en la Tabla 10.

Tabla 10. Estimación de porosidad por saturación

Muestra	Peso seco	Peso saturado	Volumen poroso por saturación	Volumen poroso referencia (Boyle)	%Error
15	144.667	162.520	17.166	16.377	4.8
18	147.083	163.524	15.809	16.542	4.4
38	101.716	112.913	10.766	11.109	3.1
Total			43.74	44.03	0.7

3.3.2.3.2 Mapa de porosidad. Se realizó un escaneo de la roca en estado seco y en estado saturado y se utilizó el valor de porosidad conocido para ajustar los valores de atenuación (CT). Para realizar el cálculo de porosidad se utiliza la ecuación (2) el mapeo se muestra en la **Figura 23**.

3.3.2.4 Permeabilidad absoluta. El valor estimado obtenido de permeabilidad absoluta a la salmuera fue de 40.47 mD. La Tabla 11 muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad..

Tabla 11.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
1	9.140
1.5	13.995
2	19.180

3.3.2.5 Desplazamiento tipo drenaje - crudo desplazando agua. La inyección de crudo para desplazar agua se realizó a 3 tasas, 0.25 cc/min, 0.5 y 0.75 cc/min.

3.3.2.5.1 Saturación de agua irreducible. La Tabla 12 muestra los resultados obtenidos en la estimación de saturación de agua irreducible especialmente el volumen recuperado de agua y el porcentaje de saturación irreducible de agua.

Tabla 12.

Estimación de saturación de agua irreducible

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

3.3.2.5.2 Permeabilidad efectiva al aceite a saturación de agua irreducible (K_{oeff})

El valor estimado de K_{oeff} = es de 40, 79 mD. La Tabla 13 muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad..

Tabla 13.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
0.02	14.49
0.25	144.1
0.5	307

El valor de permeabilidad efectiva al aceite se determina por ley de Darcy mediante regresión lineal. La permeabilidad efectiva al aceite corregida fue estimada de $K_{oeff\ corr}=40,844$ mD, se puede apreciar que la corrección no genero una gran diferencia.

3.3.2.5.3 Permeabilidad Relativa Los perfiles de tomografía muestran que el desplazamiento fue muy cercano a un pistón sin fugas. los perfiles simulados reproducen en muy buena manera el comportamiento observado en el laboratorio sin importar el uso de composite ya que en las uniones de los segmentos presenta un ajuste aceptable con excepción de la muestra dos

a causa de la zona de baja porosidad, este comportamiento es el esperado para un desplazamiento con una relación de movilidades favorable.

3.3.2.6 Desplazamiento tipo imbibición – salmuera desplazando crudo. Se realizó la inyección de salmuera a 3 tasas para desplazar crudo, 0.25 cc/min, 0.5 cc/min y 0.75 cc/min. Del desplazamiento, se obtuvieron las medidas de recuperación de crudo y el diferencial de presión en el tiempo, de igual manera, por medio de la tomografía se logró obtener perfiles de número CT a diferentes tiempos de inyección, los cuales fueron convertidos a perfiles de saturación.

La Tabla 14 muestra los balances realizados para establecer la saturación residual de aceite y el factor de recobro alcanzado a su vez el porcentaje de crudo móvil y propiedades como el volumen muerto y recuperado.

Tabla 14.

Estimación de saturación residual de aceite

Volumen crudo recuperado [cc]	14.15
Volumen muerto [cc]	1.1
Volumen crudo menos volumen muerto [cc]	13.05
Volumen poroso [cc]	43.74
Saturación irreducible de agua (Swirr)	25.31%
Volumen crudo original [cc]	32.67
Saturación residual de aceite (Sor)	44.63%
Factor de recobro	39.94%
Crudo móvil	30.06%

3.3.2.6.1 Permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual (K_{weff}).

El valor estimado (K_{weff}) de es de 3.94 mD. La Tabla 15 muestra los valores de diferencial medidos a cada caudal con el fin de obtener la permeabilidad afectiva.

Tabla 15.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
0.25	12.61
0.5	23.39
0.75	35.24

3.3.2.6.2 Permeabilidad Relativa En este análisis, la forma de los perfiles experimentales difiere de los simulados, esto se puede explicar debido a la incapacidad del software para simular las heterogeneidades presentes en este medio poroso, especialmente en la zona de baja porosidad al final de la muestra número dos (2), la cual produce una distorsión en todos los perfiles de saturación al acelerar la velocidad del frente de avance que pasa a través de ella. Es por esto que la distorsión en esta zona no se le atribuye al uso de los composites sino a la naturaliza de las muestras.

Aunque se obtiene una saturación residual de aceite no-uniforme, debido principalmente a las heterogeneidades propias del medio poroso, en la parte inicial se presenta un mejor barrido que al final de cada una de las muestras lo que puede deberse al uso de composites al retener más aceite al final de cada una de ellas, lo que dificulta el ajuste en el perfil y puede producir que las

permeabilidades estimadas estén por arriba o por debajo de la realidad. Este efecto se apreció gracias al uso de tomografía.

Las curvas de permeabilidad relativa del proceso de inyección de agua se muestran en la **Figura 29**.

Este análisis demuestra que, las fuerzas capilares no son relevantes en el desplazamiento, debido a que son mucho menores que las fuerzas viscosas.

Los resultados generales obtenidos del experimento pueden apreciarse en la Tabla 16

Tabla 16

. Resultados generales del experimento

Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen Poroso (cc)	Porosidad (fracción)	K al aire (mD)	T de prueba (°F)	Viscosidad del agua @ T yac (cP)	Viscosidad del crudo @ T yac (cP)	Fluido para medición de Keo
18.15	3.731	43.74	0.220	170.0	147	0.440	61.32	Crudo

Keo @ Swirr mD	Swirr %	Sor %	Kewf @ Sor mD	Corte de las curvas N/A	Krw "end point" Fr	Movilidad del agua (Kewf/Viscosidad) mD/cp	Movilidad del aceite (Keo/Vo) mD/cp	Razón de Movilidad (Mw/Mo) -	Recobro total antes del breakthrough %	Recobro Total %
40.79	25.31	44.63	3.94	0.54	0.12	8.95	0.67	13.46	35.23	39.94

3.3.3 Composite 3

3.3.3.1 Resumen

Descripción del experimento: El ultimo composite plug se compuso de 3 muestras de 1.5” pulgadas de diámetro y longitud total aproximada de 20.49 cm. $K_{air\ avg} = 2447$ mD (promedio armónico). En este caso se utilizó un crudo pesado y una salmuera sintética de 1.3% KCl y 40000 ppm de KI a condiciones de 3600 psi de confinamiento, 1000 psi de BPR y 64.5°C de temperatura.

3.3.3.2 Propiedades Básicas. las propiedades que se tenían antes del desarrollo los experimentos se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17.

Propiedades básicas reportadas con anterioridad

Profundidad (Ft)	Longitud (Mm)	Diámetro (Mm)	VT (cc)	VP (cc)	ρ_g (g/cc)	ϕ (%)	k_{∞} (mD)	$k[n2]$ (mD)
7928.71	7.03	3.8	79.48	18.6	2.73	24.3	2952	2992
7932.5	7.1	3.8	80.33	19.03	2.73	24.6	2598	2636
7965.21	6.46	3.8	73.14	17.67	2.69	24.8	2085	2118

3.3.3.3 Distribución de porosidad por Tomografía

3.3.3.3.1 Porosidad por saturación. La medición de porosidad de la roca por medio de saturación de fluidos se obtuvo utilizando una densidad de salmuera de 1.047 g/cc, la cual se determinó utilizando picnómetro. . Los resultados obtenidos de peso, volumen poroso y % de error son presentados en la Tabla 18.

Tabla 18.

Estimación de porosidad por saturación

Muestra	Peso seco	Peso saturado	Volumen poroso por saturación	Volumen poroso referencia (Boyle)	%Error
1	157.17	177.49	19.016	19.087	0.369
2	158.49	179.05	19.589	19.594	0.027
3	143.09	162.42	18.156	18.099	0.419
Total			56.761	56.780	0.0003

3.3.3.3.2 Mapa de porosidad. Se realizó un escaneo de la roca en estado seco y en estado saturado y se utilizó el valor de porosidad conocido para ajustar los valores de atenuación (CT). Para realizar el cálculo de porosidad se utiliza la ecuación (2) el mapa de porosidad se puede observar en la **Figura 30**.

3.3.3.4 Permeabilidad absoluta. El valor estimado obtenido de permeabilidad absoluta a la salmuera fue de 1311.2 mD. La permeabilidad.

Tabla 19 muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad.

Tabla 19.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
1	0.516
1.5	0.711
2	0.852

3.3.3.5 Desplazamiento tipo drenaje - crudo desplazando agua. De la inyección de crudo para desplazar agua, se obtuvieron las medidas de recuperación de agua y diferencial de presión en el tiempo.

3.3.3.5.1 Saturación de agua irreducible. La Tabla 20 muestra los resultados obtenidos en la estimación de saturación de agua irreducible especialmente el volumen recuperado de agua y el porcentaje de saturación irreducible de agua.

Tabla 20.

Estimación de saturación de agua irreducible

Volumen agua recuperada [cc]	39.114
Volumen muerto [cc]	0.8
Volumen agua sin volumen muerto [cc]	38.314
Volumen poroso [cc]	57.5
Saturación irreducible de agua	33.37%

3.3.3.5.2 Permeabilidad efectiva al aceite ($K_{o\text{eff}}$) El valor estimado de $K_{o\text{eff}}$ es de 600.5 mD. La Tabla 21 muestra los diferenciales de presión leídos a cada caudal utilizados para la estimación de la permeabilidad.

Tabla 21.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
0.25	14.560
0.5	31.586
0.75	51.485

La permeabilidad efectiva al aceite corregida estimada es de $K_{o\text{eff corr}}=602,11$ mD.

3.3.3.6 Desplazamiento tipo imbibición – salmuera desplazando crudo Se realizó la inyección de salmuera a tasa constante para desplazar crudo pesado, se inició con tasa de 0.25 cc/min, la cual se cambió posteriormente a 0.5 cc/min y después a 0.75 cc/min. Se obtienen las medidas de recuperación de crudo y diferencial de presión en el tiempo, de igual manera, por medio de la tomografía de rayos X se logran obtener perfiles de número CT a diferentes tiempos de inyección, los cuales son convertidos a perfiles de saturación. Por otro lado, la

Tabla 22 muestra los resultados alcanzados para la estimación de la saturación residual de aceite entre esos el factor de recobro y la saturación de crudo móvil.

Volumen crudo recuperado [cc]	2.61	
Volumen muerto [cc]	0.60	Tabla 22.
Volumen crudo menos volumen muerto [cc]	2.01	
Volumen poroso [cc]	57.50	Estimación
Volumen crudo recuperado [cc]	2.61	de
Volumen muerto [cc]	0.60	saturación
Volumen crudo menos volumen muerto [cc]	2.01	residual de
Volumen poroso [cc]	57.50	aceite
Saturación irreducible de agua (Swirr)	33.37%	
Volumen crudo original [cc]	38.312	
Saturación residual de aceite (Sor)	63.13%	
Factor de recobro (Np/N)	5.25%	
Saturación de crudo móvil (1-Swirr-Sor)	3.5%	

3.3.3.6.1 Permeabilidad efectiva del agua a saturación de aceite residual (K_{weff}) El valor estimado de K_{weff} es de 177.94 md. La Tabla 23 muestra los valores de diferencial medidos a cada caudal.

Tabla 23.

Relación de caudales de inyección y diferenciales de presión obtenidos

Q [cc/min]	dP [psi]
1	1.818
1.25	2.058
1.5	2.361

3.3.3.6.2 Permeabilidad Relativa Este análisis sugiere una posible fuerte mojabilidad al crudo debido a que la permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite presenta un valor elevado aun con la baja cantidad de crudo móvil en el proceso. En este caso no se pudo realizar una interpretación de permeabilidades relativas exitosa, pero se sugiere una mayor importancia del efecto de las fuerzas viscosas que de las capilares. Por consiguiente, se descarta un impacto significativo del uso de composite plugs en la medición de esta propiedad, ya que estuvo relacionado a la viscosidad del crudo.

En La Tabla 24 están resumidos los resultados de las propiedades petrofísicas y los resultados generales del experimento

Tabla 24.

Resumen de propiedades

Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen Poroso (cc)	Porosidad (fracción)	K al aire (mD)	T de prueba (°F)	Viscosidad del agua @ T yac (cP)	Viscosidad del crudo @ T yac (cP)	Fluido para medición de Keo
20.49	3.80	38.31	0.165	2447	148.1	0.437	100	Crudo Pesado

Keo @ Swirr	Swirr	Sor	Kewf @ Sor	Corte de las curvas	Krw "end point "	Movilidad del agua (Kewf/Viscosidad)	Movilidad del aceite (Keo/Vo)	Razón de Movilidad (Mw/Mo)	Recobro total antes del breakthrough	Recobro Total
mD	%	%	mD	N/A	Fr	mD/cp	mD/cp	-	%	%
602.11	33.37	63.13	177.94	0.35	0.296	407.19	6.02	67.63	5.29	5.29

4. Análisis Cuantitativo de Propiedades

4.1 Composite 1

4.1.1 Porosidad

La porosidad hallada por medio del uso de la tomografía computarizada de rayos x en un composite se realizó despreciando los datos o picos en los que las uniones de las muestras alteraban la adecuada medición de los CT del composite (porosidad por CT 18.42%), de esta manera se encontró un valor de porosidad similar al hallado por medio de saturación (porosidad por saturación 18.43%), para estos resultados se realizó un promedio de las porosidades de las tres muestras que componen el composite.

Si analizamos la porosidad total sin despreciar los datos que se toman en las uniones de las muestras encontramos una porosidad promedio del composite con un valor de 18.12% cuya diferencia con la medida por saturación es de 0.31% representando una pequeña diferencia que corresponde a un error del 1.62% y un volumen muerto de 0.422 cm³ a su vez presenta una desviación media estándar de 5.29% a lo largo del composite.

Mediante la interpretación de las imágenes obtenidas por tomografía en las zonas donde no se apreciaba roca se pudo determinar que la distancia entre la muestra 1 y la muestra 2 es aproximadamente de 0.625 mm lo que corresponde a un espacio poroso de 0.662 cm³ y la distancia entre la muestra 2 y 3 es de 1.25mm aproximadamente, lo que corresponde a un espacio poroso de 1.32 cm³, estas mediciones son aproximadas y sería un máximo de volumen muerto entre

empalmes, pero para el caso de análisis el volumen muerto total del composite tomaremos el valor de 0.422 cm³ como se reportó por la diferencia de porosidad.

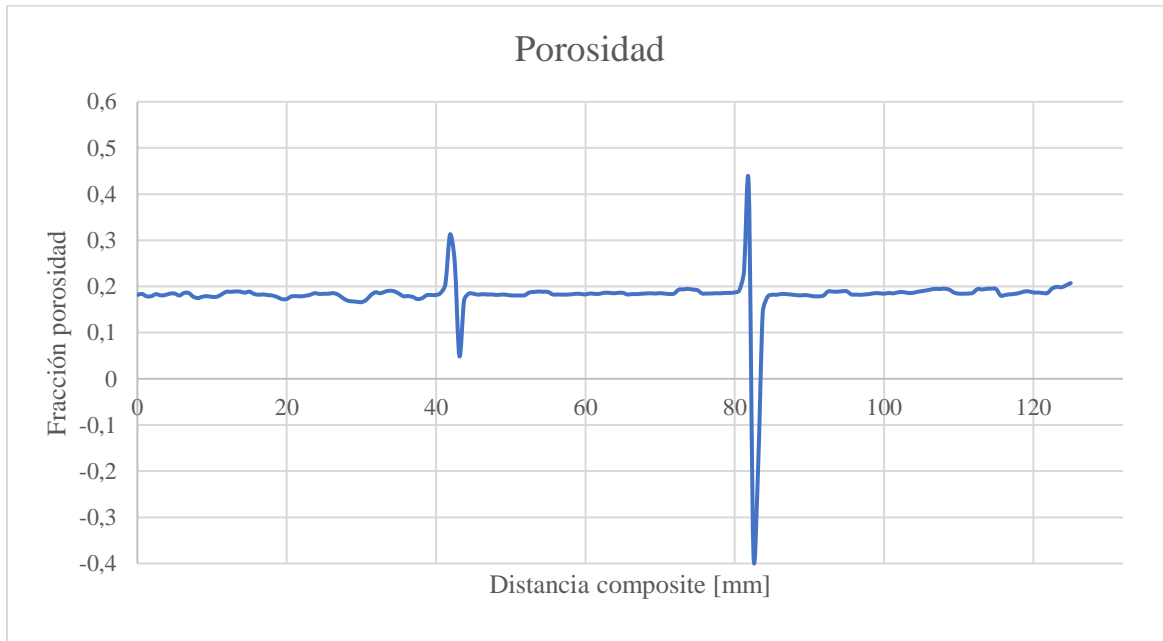
Tabla 25

Porcentajes de Porosidad

Porosidad por saturación [%]	Porosidad por CT [%]	Porosidad por CT sin despreciar datos [%]	Diferencia saturación y CT completo [%]	Error [%]	Desviación media [%]
18,43	18,42	18,12	0,31	1,62	5,29

Figura 15

Gráfica de Porosidad Composite 1



Si analizamos cada una de las muestras que componen el composite, podemos ver en la

Figura 16 que corresponde a la porosidad de la muestra 1 que la porosidad es parcialmente homogénea variando entre 16.59% y el 19.07% con una desviación media de la muestra del 0.64%, su promedio es de 18.12% igual al promedio general del composite.

Figura 16.

Perfil de porosidad muestra 1.

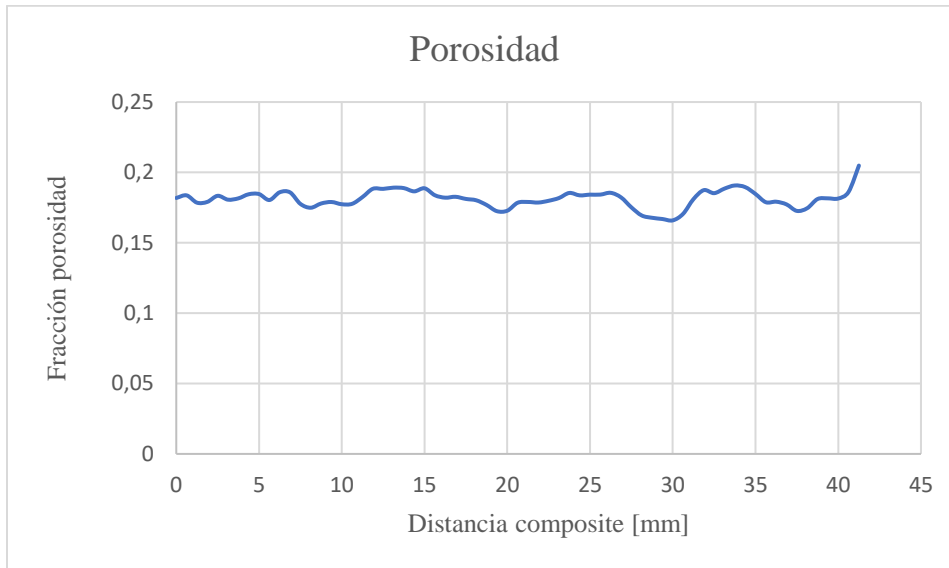


Tabla 26.

Propiedades muestra 1

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Distancia entre muestra 1 y 2 [mm]	Volumen entre muestra 1 y 2 [cm3]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]
16,59	19,07	0,625	0.662	0,64	18,12

Con respecto a la porosidad de la muestra 2 (Figura 17) se puede apreciar una porosidad que varía entre 18.04% y el 19.19% con una desviación media de cercana al 0%, su promedio es

de 18.51% con una diferencia de 0.39% con el promedio del composite. se puede ver que es de manera ascendente esto puede ser un efecto capilar ya que la porosidad es menor al inicio de la muestra y ligeramente mayor al final.

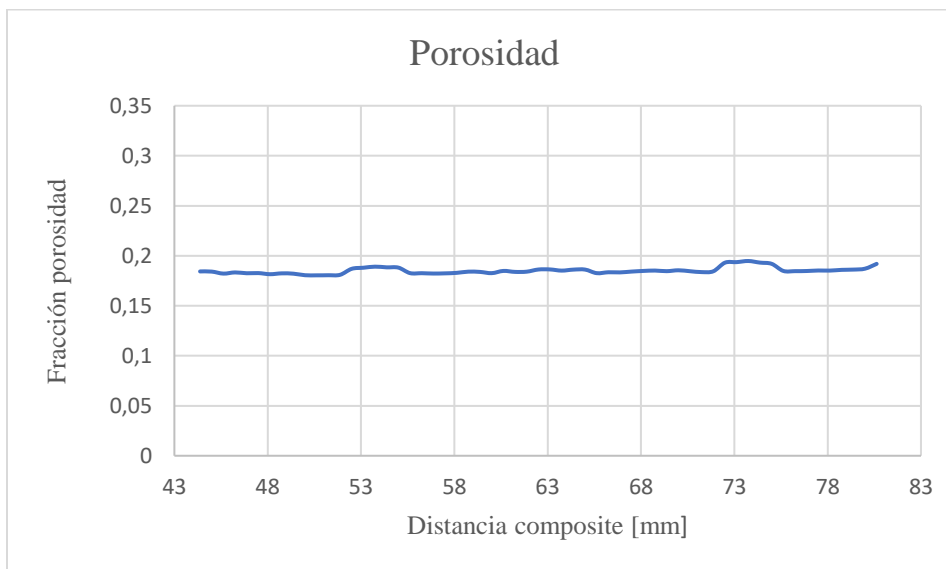
Tabla 27.

Propiedades muestra 2

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
18,04	19,19	0,001	18,51	0,001

Figura 17.

Perfil de porosidad muestra 2



En el perfil de porosidad de la muestra 3 (Figura 18) se puede apreciar una variación de porosidad entre el 18.20% y el 20.73% con una desviación media de 0.59%, su promedio es de 18.74% con una diferencia de 0.62% con el promedio del composite, es una muestra con una mayor heterogeneidad, pero de igual manera presenta una porosidad ascendente, presentando su máximo al extremo final de la muestra.

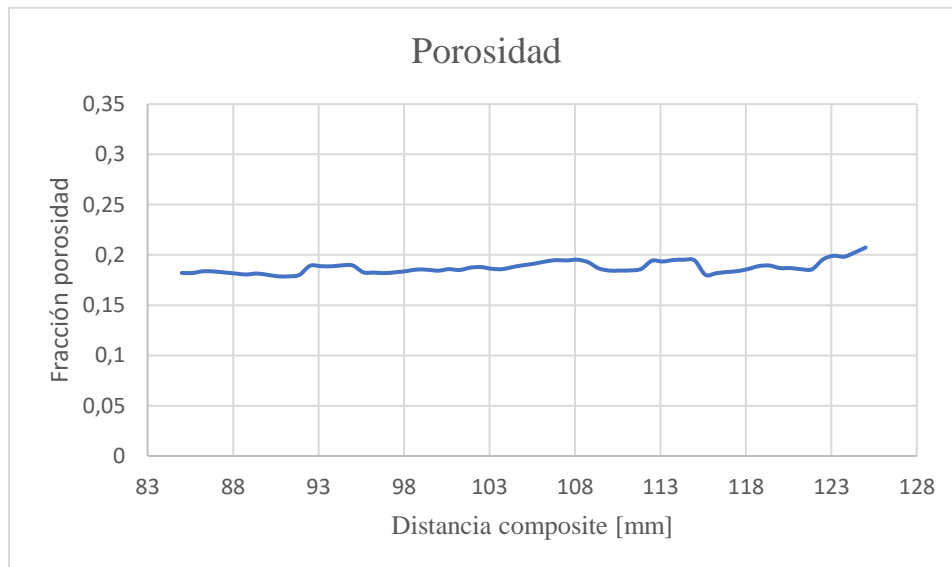
Tabla 28

Propiedades muestra 3

Máximo porosidad [%]	Distancia entre muestra 2 y 3 [mm]	Volumen entre muestra 2 y 3 [cm3]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
20,73	1,25	1,32	0,59	18,74	0,62

Figura 18

perfil de porosidad muestra 3



4.1.2 Saturación de aceite crítica (S_{or})

Las mediciones de saturación de aceite irreducible por medio de tomografía computarizada de rayos x se hicieron mediante el uso de la siguiente formula:

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w)(1 - Swc)}{(CTN_r^{Swc} - CTN_r^w)} \quad (3)$$

En el cual el valor de CTN corresponde al valor del número CT en el punto donde se está realizando la medición, CTN_r^w corresponde al valor de numero CT para la roca completamente saturada de agua Swc corresponde a la saturación crítica de agua y CTN_r^{Swc} corresponde al valor CT de la roca a saturación crítica de agua.

Para una interpretación de los resultados los valores reales de saturación se realizaron eliminando los datos no representativos de las muestras, algunos de ellos en los empalmes de las muestras del composite o al final e inicio de estas.

En el primer caso de estudio se realizaron las mediciones de saturación como se ven en la Figura 19 a diferentes tiempos lo que permite observar como se mueve el frente de avance durante el proceso de imbibición, se obtuvieron datos de saturación de aceite critico promedio eliminando los datos no representativos de 0.407 y sin discriminar ningún dato un valor promedio de 0.41 con una diferencia mínima entre ellos de 0.003 lo que equivale a un error experimental del 0.62%. la Figura 20 muestra un comportamiento descendente de la saturación crítica de aceite, un comportamiento inusual que puede ser atribuido al uso de composite.

Tabla 29.

Sor completo y sin empalmes

Sor	Sor completo	Error %
0,457	0,454	0,62

Figura 19.

Perfil de saturación de agua.

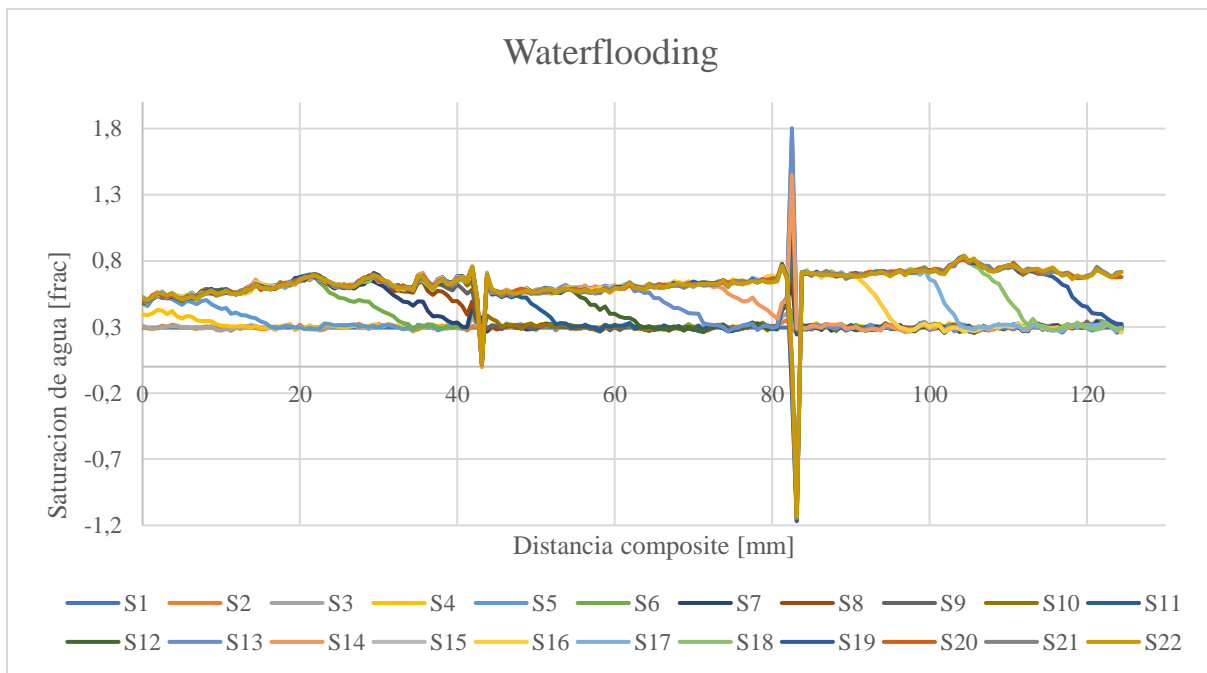


Figura 20. Comportamiento ascendente de la saturación de agua.

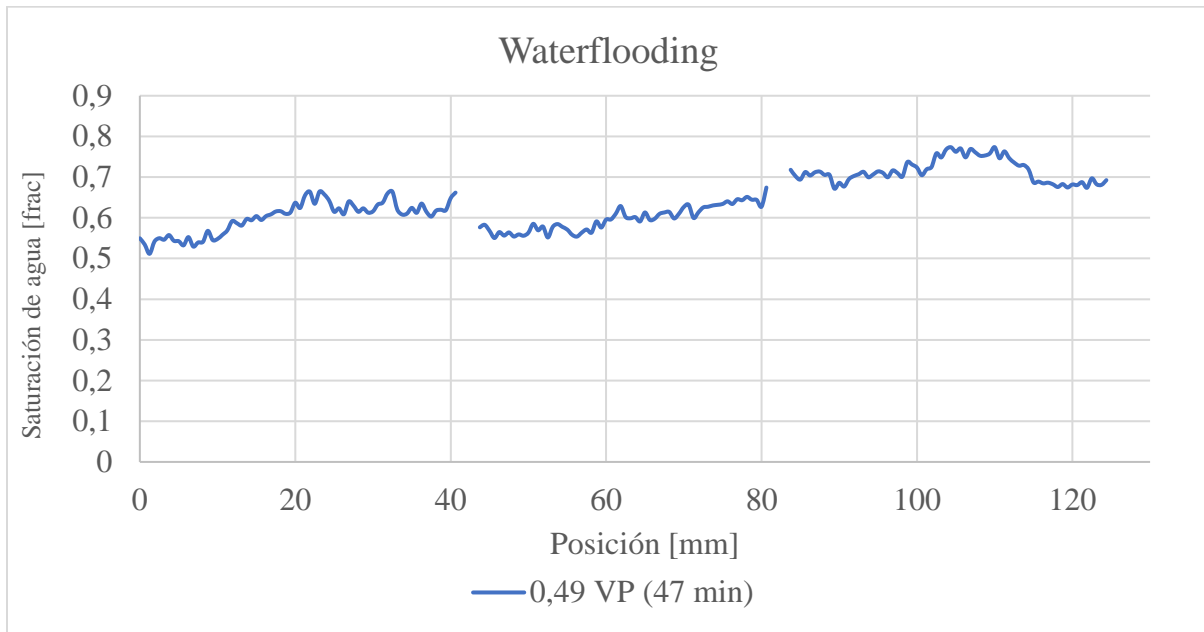


Tabla 30.

Sor por muestras

	Sor Promedio
Muestra 1	0,41
Muestra 2	0,40
Muestra 3	0,37

Al analizar cada muestra de manera independiente se pudo apreciar que la muestra 1 tiene una saturación promedio de aceite crítico de 0.41 la muestra 2 tiene una saturación promedio de 0.40 y la muestra 3 una saturación promedio de 0.37, a su vez la saturación promedio en relación con los empalmes esta dado por la siguiente tabla.

Tabla 31..

Relación de sor en cada muestra

	Promedio de Sor	E%
Empalme	0.495599	5.415.755
Inicio Muestra 1	0.523976	
Muestra1	0.650526	3.723.853
Empalme	0.626301	
Empalme	0.08153	8.666.168
Inicio Muestra 2	0.611249	
Muestra 2	0.495673	2.633.148
Empalme	0.626191	
Empalme	-0.4826	1.941.049
Inicio Muestra 3	0.512834	

4.1.3 Saturación de Agua Irreducible

Uno de los análisis realizados fue el comportamiento de los perfiles de saturación de agua a condiciones de Swirr en el cual se planteó como objetivo observar si al usar una saturación de agua irreducible promedio de todo el composite, para las estimaciones de estos perfiles, presentan cambios significativos a los perfiles tomados en el desplazamiento a condiciones de Swir y a su vez si existe efectos en los empalmes o uniones de las muestras del composite. Para la determinación de los valores de saturación de agua irreducible se utilizó la ecuación (4) en el cual hallamos la saturación de aceite (Ortiz, 2018), posteriormente asumiendo un sistema únicamente saturado por agua y aceite hallamos la saturación de agua haciendo la operación $(1-S_o)$ a su vez

tomamos la diferencia entre la saturación de la muestra completamente saturada de agua y a condiciones de saturación de agua crítica, como un promedio, es decir como un valor constante para todo el composite.

$$S_w = 1 - \frac{(CT - CT_r^w)(1 - Swirr)}{(CT^{Swirr} - CT_r^w)} \quad (4)$$

$$(1 - Swirr) = \frac{(CT^{cal} - CT_r^w)(1 - Swirr)}{(CT^{Swirr} - CT_r^w)_{prom}} \quad (5)$$

$$CT^{cal} = CT_r^w - (CT^{Swirr} - CT_r^w)_{prom} \quad (6)$$

Con el CT^{cal} se busca hallar un perfil de saturación usando un promedio de la diferencia entre el CT de la roca a saturación de agua crítica (CT^{Swirr}) y el CT de la roca completamente saturado de agua (CT_r^w), esto se hace para ver la diferencia de perfiles al tener un promedio de todo el composite y los datos reales tomados.

Al calcular los nuevos valores de CT^{cal} para el composite 1 se pudo observar (Figura 21) que no tuvo un efecto considerable el usar un promedio entre los CT (curva naranja) con respecto a el valor real tomado a condiciones de Swirr (curva azul), en las zonas de las uniones de las muestras no tuvo cambios representativos en incluso el error entre los dos datos es mayor al 1% en únicamente en un dato pero siguen siendo menor al 3% a su vez el cambio más representativo se ve al final del composite donde los errores se acercan al 1% por aproximadamente 4mm (Tabla 32) lo que indica que en el caso de esta prueba, el uso de composite no representa un cambio en la medida de saturación de agua irreducible, únicamente al final del composite mas no en las uniones de las muestras.

Figura 21.

Perfil CT a saturacion de agua irreducible.

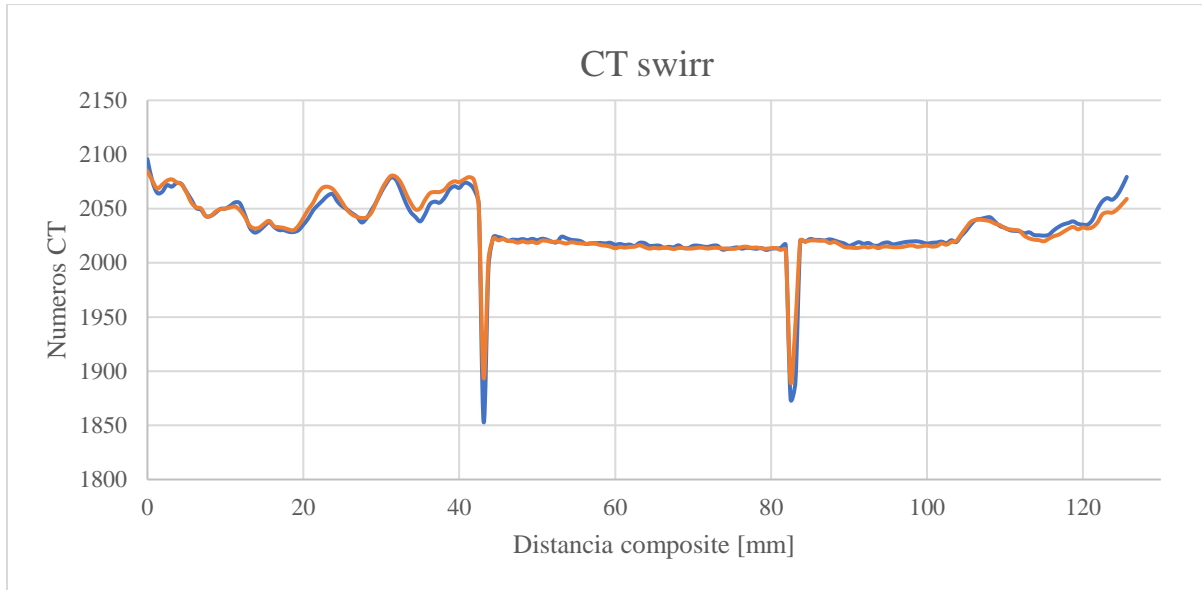


Tabla 32.

CT composite.

Distancia composite [mm]	CT^{Swirr}	CT^{cal}	Error [%]
43,125	1853,229	1893,67956	2,182707
82,5	1874,551	1890,45456	0,848393
121,875	2049,706	2037,29756	0,605377
122,5	2056,741	2044,78856	0,581135
123,125	2059,731	2046,59956	0,637532
123,75	2058,225	2046,36456	0,576246
124,375	2062,206	2049,23656	0,628911
125	2069,827	2053,89456	0,769747
125,625	2079,326	2059,01956	0,976588

4.1.4 Permeabilidad relativa

El composite al no manejar una saturación de aceite critica constante puede presentar variaciones en las mediciones de permeabilidad relativa, gracias al uso de tomografía se puede apreciar las zonas donde las saturaciones son más altas o bajas, considerando esto la permeabilidad relativa puede estar sujeta a errores.

Tomando los valores de saturación máximos y mínimos y modificando los endpoints de la gráfica de permeabilidad se puede estimar un error en las permeabilidades relativas como se puede ver en la Figura 22 y la Tabla 33.

Figura 22

Curvas de Permeabilidad relativa

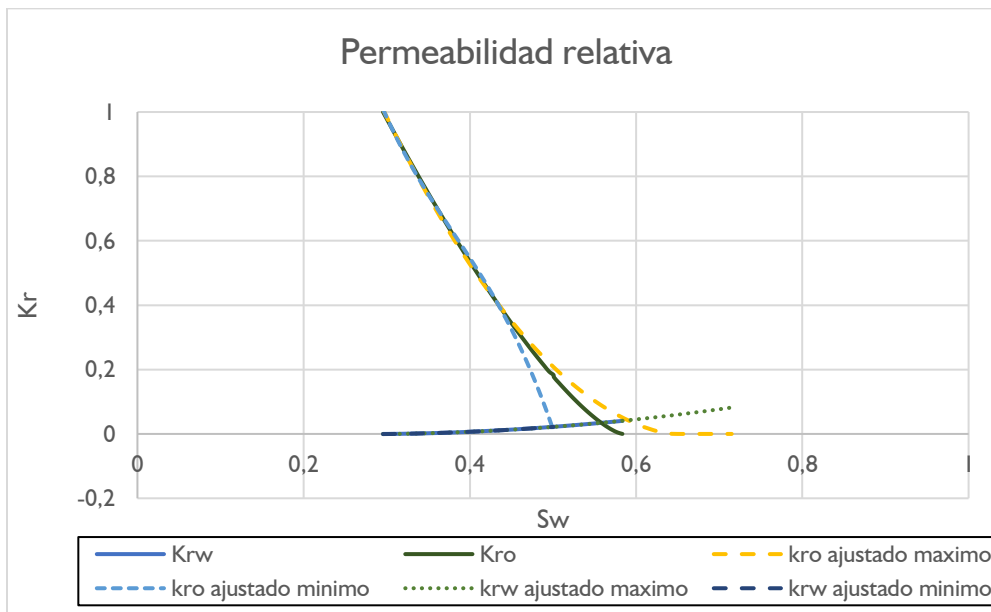


Tabla 33

Propiedades Composite

	Valor	Error	Diferencia
Sor Promedio	0,4107		
Sor Máximo	0,4995	0,2162	0,0888
Sor Mínimo	0,285	0,3060	0,1257

Como se puede apreciar en las curvas la diferencia mas marcada es la de permeabilidad relativa del aceite, el cambio de los endpoints muestra un error de hasta un 30% en el caso de la saturación de aceite critica máxima con respecto al promedio del composite.

4.2 Composite 2

4.2.1 Porosidad

La porosidad medida en el composite por medio de tomografía computarizada dio un valor de 22.79% este valor fue el resultado del promedio de las porosidades de cada muestra, quitando los valores no representativos, este valor de porosidad se acerca al valor de porosidad obtenido mediante saturación 22.78% dando como resultado una medición bastante confiable. Al analizar los perfiles de porosidad obtenidos mediante tomografía sin despreciar los valores obtenidos en el empalme de las muestras se obtiene un valor de porosidad de 22.99% obteniendo una diferencia de 0.21% y un error de 0.921% con respecto a la medición realizada por saturación, a su vez se puede apreciar una desviación media estándar a lo largo del composite de un 5.7%.

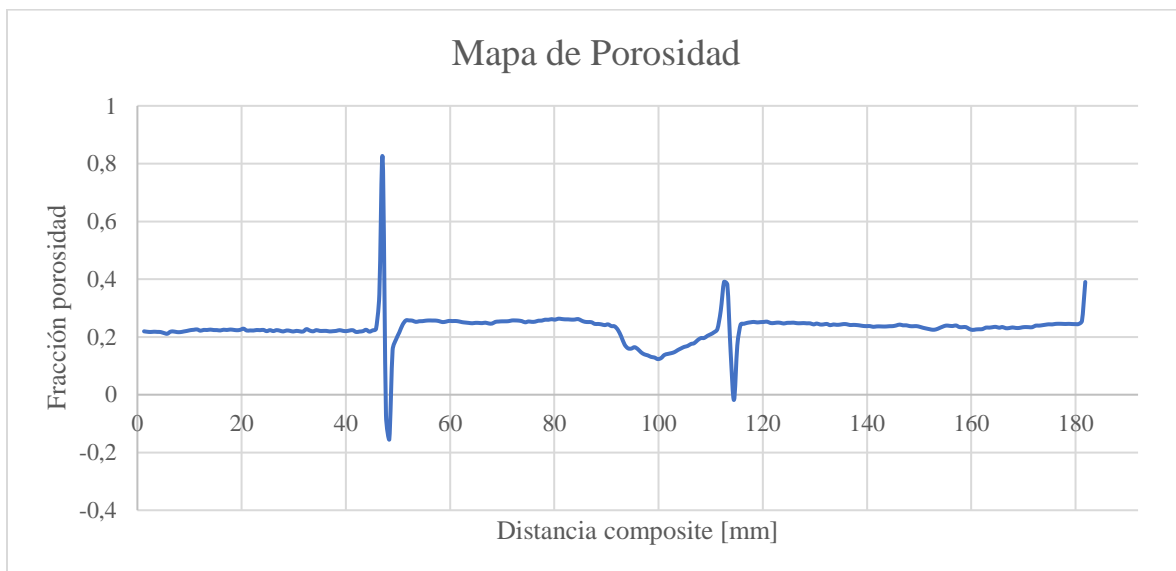
Tabla 34

Propiedades Composite

Porosidad por saturación [%]	porosidad promedio por CT [%]	Porosidad por CT sin despreciar datos [%]	diferencia saturación y CT [%]	error [%]	desviación media [%]
22,78	22,79	22,99	0,21	0,921	5,7

Figura 23.

Perfil de porosidad composite



Mediante el análisis de las imágenes de tomografía se pudo determinar que la distancia entre la muestra 1 y la muestra 2 es de aproximadamente 1.272 mm lo que corresponde a un volumen poroso de 1.390 cm³ y la distancia entre la muestra 2 y 3 es de aproximadamente 1.59 mm lo que corresponde a un volumen poroso de 1.738 cm³, estos son valores máximos que podría tomar el volumen muerto entre empalmes debido a que no está completamente vacío el espacio

entre muestras, para el caso de volumen muerto total del composite tomaremos el valor de 0.416 cm³ que corresponde a una porosidad del 0.21%.

Al analizar las muestras de manera independiente se puede apreciar que la porosidad de la muestra 1 (

Figura 24) es homogénea a lo largo de esta presentando ligeras variaciones entre 21.10% y 22.69%, con una porosidad promedio de 22.13 % y obteniendo una desviación media de solo 0.31% lo que representa una muestra muy homogénea la diferencia con la porosidad promedio del composite por saturación es de 0.65%.

Tabla 35.

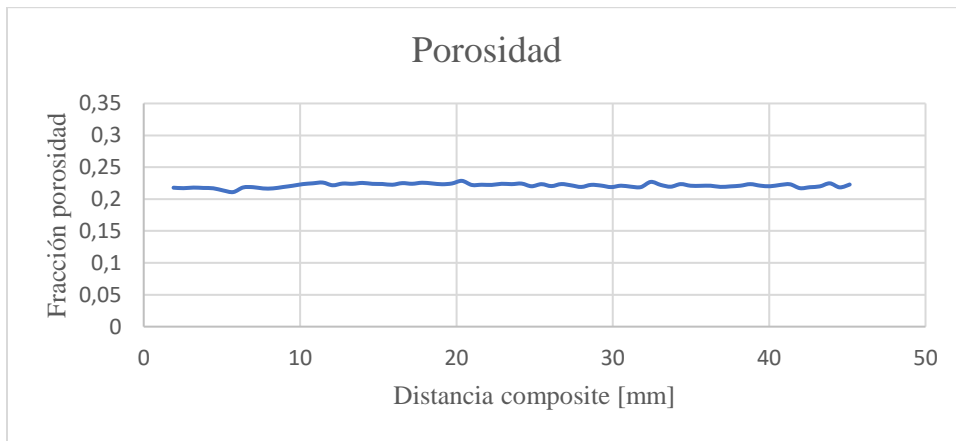
Propiedades muestra 1.

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Distancia entre muestra 1 y 2 [mm]	Volumen entre muestra 1 y 2 [cm ³]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
----------------------	----------------------	------------------------------------	--	----------------------	--------------------------------	--

21,1	22,69	1,272	1,390	0,31	22,13	0,31
------	-------	-------	-------	------	-------	------

Figura 24.

Perfil de porosidad muestra 1.



Al analizar la muestra 2 (

Figura 25) podemos encontrar una gran variación en la porosidad esto se debe propiamente a la roca que presenta una zona de baja porosidad, en esta muestras las variaciones van desde el

12.33% hasta tener una porosidad de un 26.20% con un promedio de 22.49%, la desviación media de esta muestra es de un 4.48%, muestra una roca con un perfil de porosidad heterogéneo a su vez la diferencia con la porosidad promedio del composite por saturación es de 0.29%.

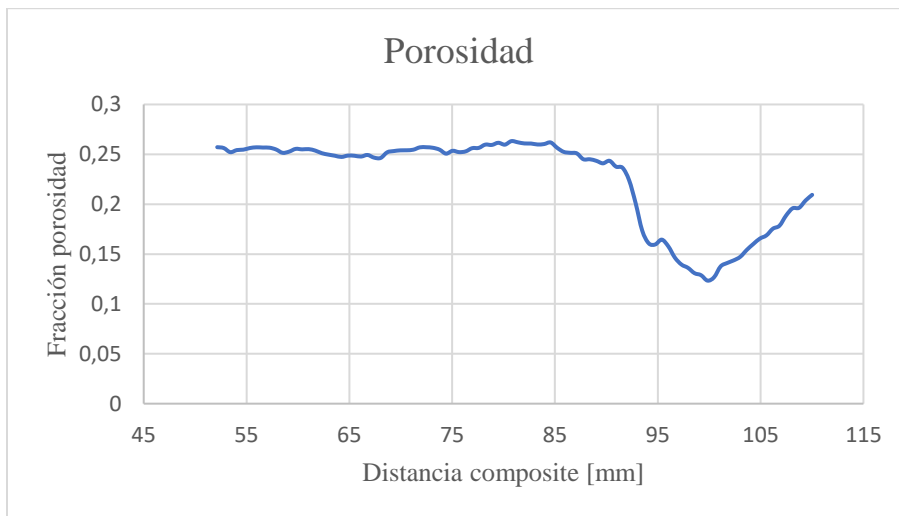
Tabla 36.

Propiedades muestra 2.

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
12,33	26,2	4,48	22,49	0,29

Figura 25

. Perfil de porosidad muestra 2.



La muestra 3 del composite (

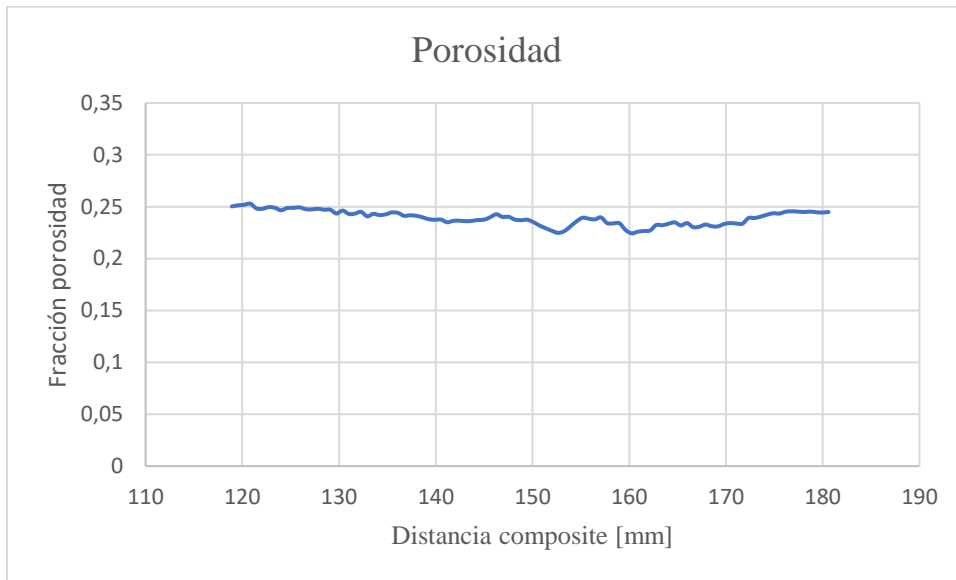
Figura 26) presenta un perfil de porosidad heterogéneo presentando variaciones ente el 22.43% al 25.28%, con una desviación media de 0.69% y una porosidad promedio de 23.92%, esta muestra presenta una disminución en la porosidad en comparación a la porosidad al inicio de la roca, este efecto puede deberse a la heterogeneidad de la roca.

Tabla 37. *Propiedades muestra 3.*

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Distancia entre muestra 2 y 3 [mm]	Volumen entre muestra 2 y 3 [cm ³]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
22,43	25,28	1,59	1,738	0,69	23,92	1,14

Figura 26.

Perfil de porosidad muestra 3.



4.2.2 Saturación de aceite crítica (S_{or})

En el segundo caso de estudio se evaluó un composite que presentaba en una de sus muestras una zona de baja porosidad lo que daba un composite heterogéneo como se puede apreciar en la (Figura 27). La saturación promedio de aceite residual arrojó un valor de 0.340 sin despreciar datos en los empalmes, al inicio y final del composite, eliminando los datos no representativos arrojó un valor promedio de 0.3764 lo que representa un error del 10.70%, estas mediciones fueron realizadas tomando todo el tiempo de desplazamiento, si analizamos únicamente las imágenes tomadas una vez realizada la ruptura tenemos un valor promedio de S_{or} de 0.396 sin deprecia datos y un valor de 0.432 eliminando los datos no representativos, lo que representa un error entre ellos de 8.98%

Tabla 38.

. Sor completo y sin empalmes

Sor	Sor completo	error [%]
0,432	0,396	8,98

Figura 27.

Perfil de saturación de agua

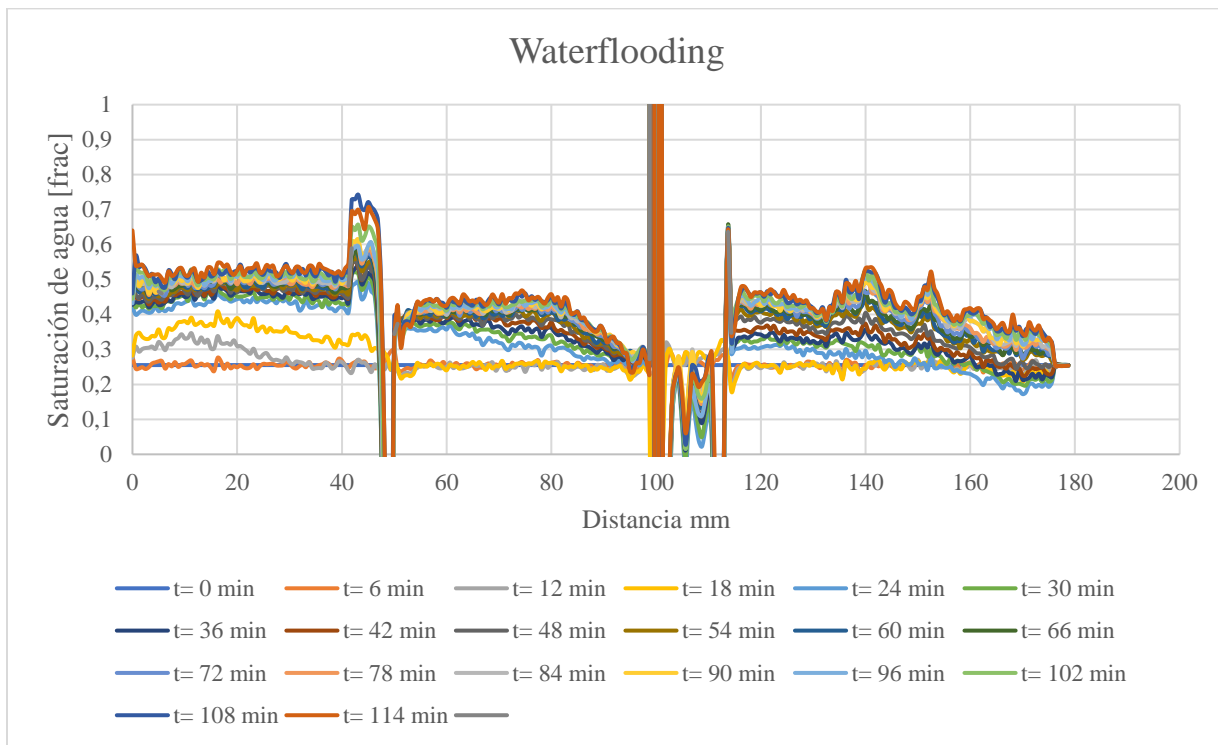


Tabla 39..

Sor por muestras

	Sor Promedio
Muestra 1	0,47
Muestra 2	0,402
Muestra 3	0,44

Analizando de manera independiente cada una de las muestras encontramos un valor de Sor promedio en la muestra 1 de 0.47 en la muestra 2 de 0.402 y la muestra 3 de 0.440. Las relaciones de saturación con respecto al inicio de las muestras y los empalmes están dadas por la siguiente tabla:

Tabla 40.

Relación de sor en cada muestra.

	Promedio de So	E%
Muestra 1	0.465451	
Inicio Muestra 1	0.459993	1.186.531
Muestra1	0.48172	
Empalme	0.589393	2.235.179
Empalme	0.343894	
Inicio Muestra 2	0.37343	7.909.587
Muestra 2	0.27165	
Empalme	1.492.688	5.394.896
Empalme	0.636411	
Inicio Muestra 3	0.347145	8.332.709

4.2.3 Saturación de Agua Irreducible

Al hallar el CT^{cal} en el composite 2 Figura 28 se encontró una mayor diferencia entre los valores hallados y los medidos con errores cercanos al 1% en gran parte del composite, pero de igual manera los errores significativos estuvieron al final del composite por 22.5 mm con errores cercanos al 3% y en este caso al inicio por 5 mm con errores cercanos al 2%, entre las uniones de las muestras se encontraron errores de hasta 4% en la primera y segunda unión, esta variación en los datos se puede deber a la heterogeneidad de las rocas, a la zona de baja porosidad de la segunda muestra y a los efectos capilares al inicio y al final del composite.

Figura 28.

Perfil CT a saturación de agua irreducible.

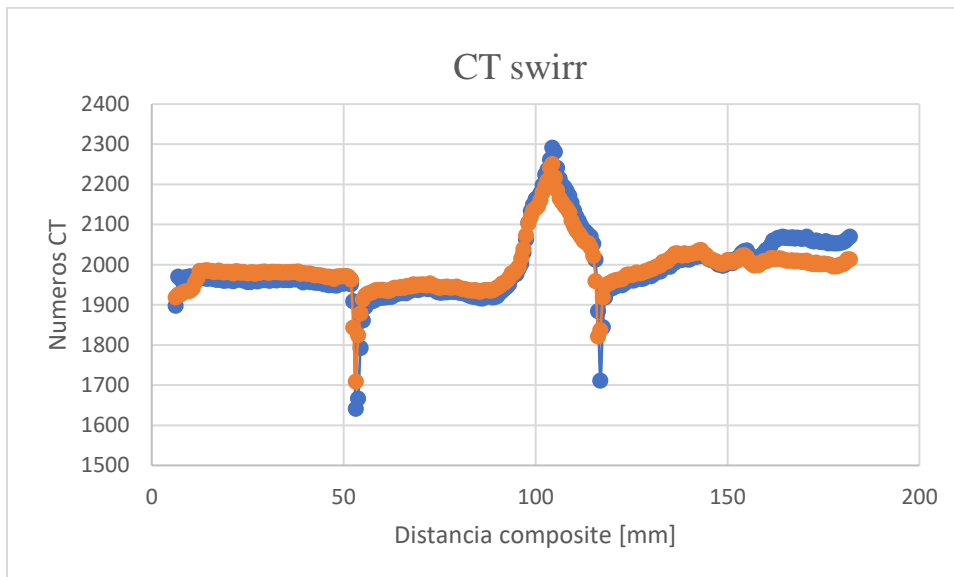


Tabla 41.. *CT composite 2*

Distancia composite [mm]	CT^{Swirr}	CT^{cal}	Error [%]
6,25	1897,489	1918,35321	1,09956944
6,875	1970,667	1925,80321	2,27657898
7,5	1965,079	1925,79021	1,99934918
8,125	1965,667	1931,28521	1,74911573
8,75	1968,932	1933,39821	1,80472412
9,375	1969,529	1933,79021	1,81458566
10	1971,434	1935,34821	1,83043362
10,625	1968,786	1940,52421	1,43549328
52,5	1909,159	1843,36621	3,44616613
53,125	1640,943	1708,87321	4,1397056
54,375	1792,333	1878,93921	4,83203786
55	1860,825	1913,88121	2,85121971
115	2052,794	2021,85821	1,50700902
115,625	2012,66	1958,85821	2,67316838
116,25	1884,275	1820,89921	3,36340453
117,5	1844,295	1918,84021	4,04193522
118,125	1918,838	1947,53121	1,49534297
176,25	2053,508	2001,22421	2,54607193
176,875	2055,128	1999,10221	2,72614605
177,5	2053,246	1995,58521	2,80827484
178,125	2052,851	1996,05121	2,76687352
178,75	2053,157	1996,94021	2,73806586
179,375	2054,585	2000,86821	2,61448374
180	2055,711	2000,33221	2,69389962
180,625	2059,009	2004,21621	2,66112439
181,25	2064,602	2013,35121	2,48235693
181,875	2069,733	2013,51721	2,71608902

4.2.4 Permeabilidad relativa

En el caso del composite dos como se puede apreciar en la Tabla 42 de igual manera el cambio más notable es cuando se toma la saturación de aceite critico máximo posible hallado por

tomografía en el composite, con un error superior al 30% y mostrando un cambio significativo en la gráfica de permeabilidad como se ve en la Figura 29.

Figura 29

Curvas de Permeabilidad relativa

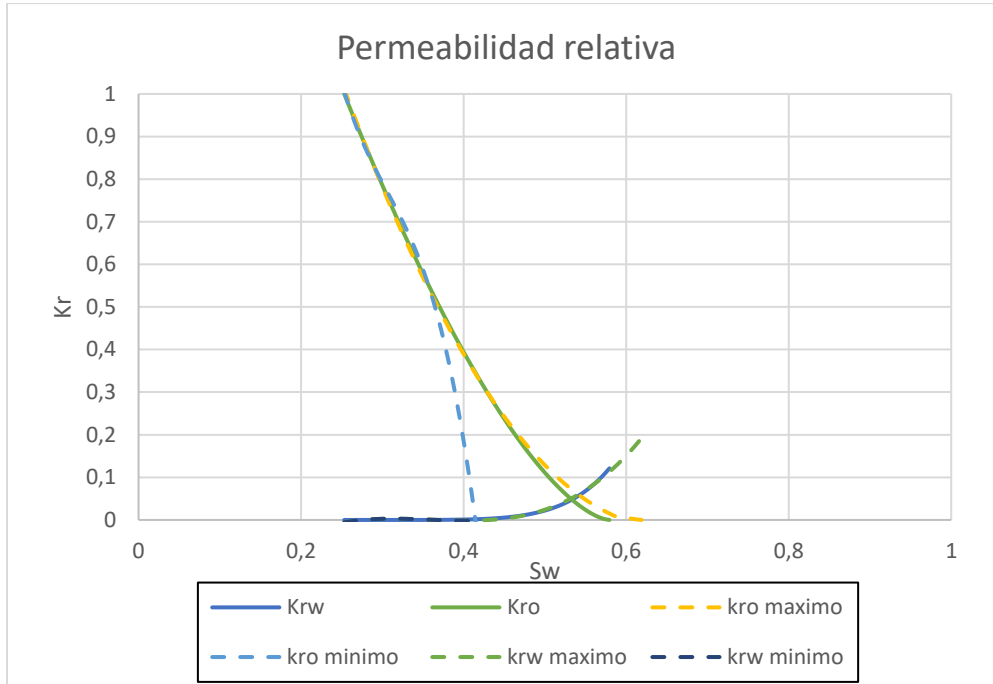


Tabla 42

Saturaciones composite 2

	Valor	Error	Diferencia
Sor Promedio	0,4207		
Sor Máximo	0,5778	0,0869	0,0366
Sor Mínimo	0,3841	0,3734	0,1571

4.3 Composite 3

4.3.1 Porosidad

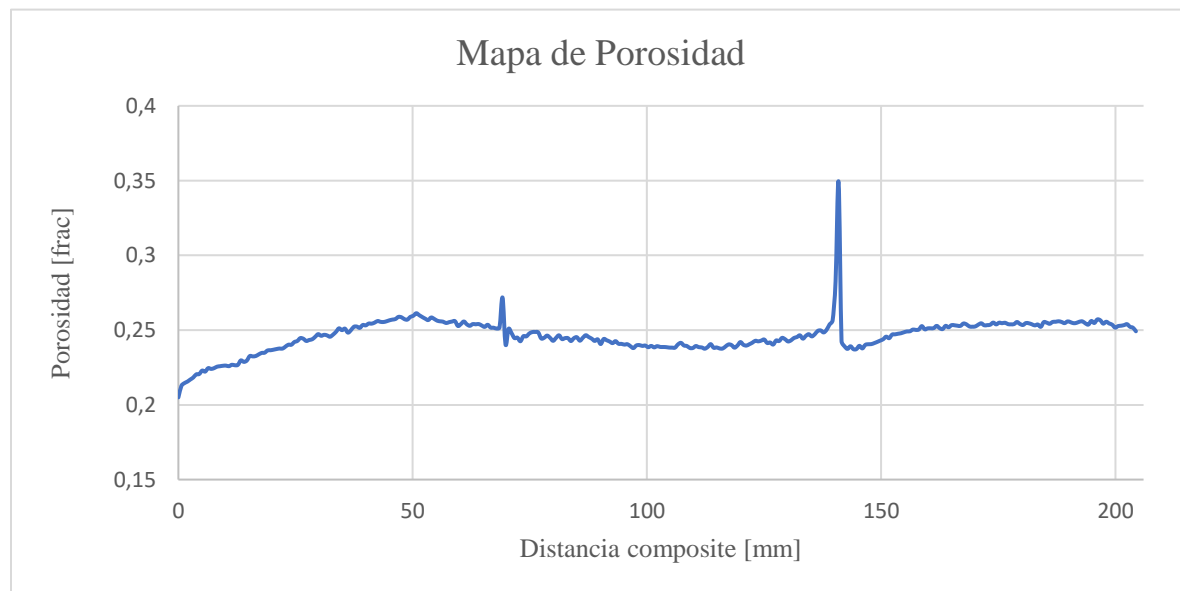
La porosidad medida por medio de tomografía computarizada, eliminando los datos que no son representativos como lo son los datos en los espacios entre las muestras arroja una porosidad promedio de 24.43% muy similar a la porosidad obtenida por saturación que arroja una porosidad promedio de 24.44%, si realizamos la medición de porosidad sin despreciar los datos de los empalmes (Figura 30) obtenemos un valor promedio de 24.62% , una desviación media de 1.1% y un error entre la porosidad medida por saturación y la tomada por tomografía sin despreciar los empalmes de 0.73%, esto muestra una porosidad cercana a la obtenida por saturación y por CT, la similitud de los resultados sin despreciar datos y despreciándolos se debe a que la distancia entre las muestras fue poca lo que redujo la cantidad de datos a eliminar, esto arroja que entre más cerca queden las muestras mejor es la aproximación del valor promedio de porosidad obtenido del composite.

La distancia entre la muestra 1 y muestra 2 fue menor a 0.635 mm el equivalente a menos de 0.7201 cm³ de espacio poroso o volumen muerto en los empalmes al igual que la distancia de la muestra 2 y 3, para el volumen muerto total del composite tomando la diferencia de porosidad nos arroja un valor de 0.418 cm³.

Tabla 43.

Propiedades composite.

Porosidad por saturación [%]	Porosidad promedio por CT [%]	Porosidad por CT sin despreciar datos [%]	Diferencia saturación y CT [%]	error [%]	Desviación media [%]
24,44	24,43	24,62	0,18	0,73	1,1

Figura 30.*Perfil de porosidad composite*

Al analizar las muestras de manera independiente se pudo determinar que la muestra 1 (Figura 31) presenta una porosidad heterogénea con menor valor al inicio, variando entre valores de porosidad de 20.49% y 26.12% con una porosidad promedio de 24.37% y una desviación de

los datos de 1.3%, la diferencia con la porosidad promedio del composite es de 0.07% lo que se ajusta muy bien a la porosidad promedio del composite a pesar de ser una muestra con una heterogeneidad pronunciada.

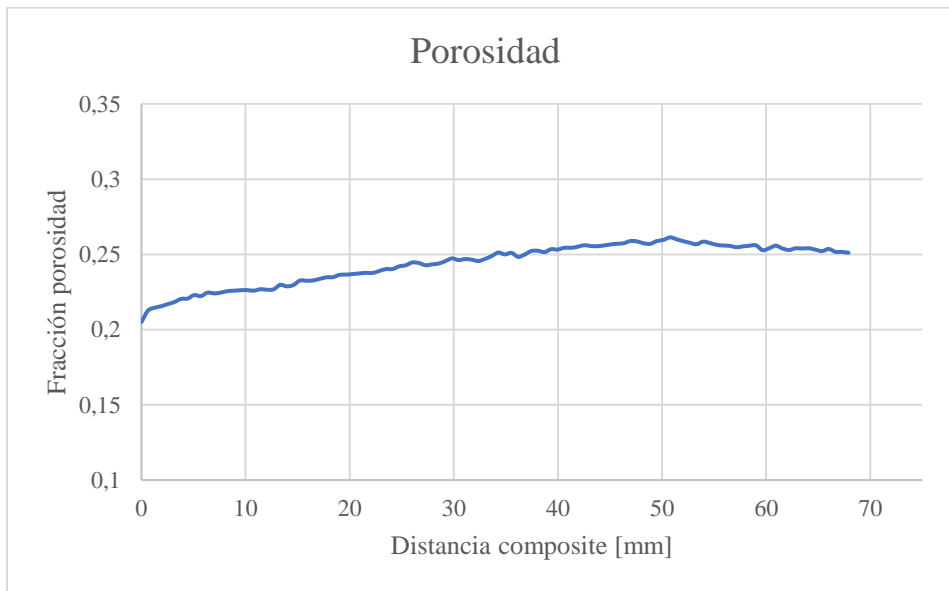
Tabla 44.

Propiedades muestra 1.

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Distancia entre muestra 1 y 2 [mm]	Volumen entre muestra 1 y 2 [cm3]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
20,49	26,12	<0,635	<0,7201	1,3	24,37	0,07

Figura 31.

Perfil de porosidad muestra 1.



Al analizar la muestra 2 (

Figura 32) vemos una porosidad que presenta sus valores más altos a los extremos esto puede deberse a el uso de composite y a los efectos capilares, presenta valores mínimos de 23.76% y un máximo de 25.65% con una porosidad promedio de 24.27% lo que da una diferencia de 0.17% con la porosidad promedio del composite, esta es una muestra más homogénea en la que la desviación media es de 0.3%.

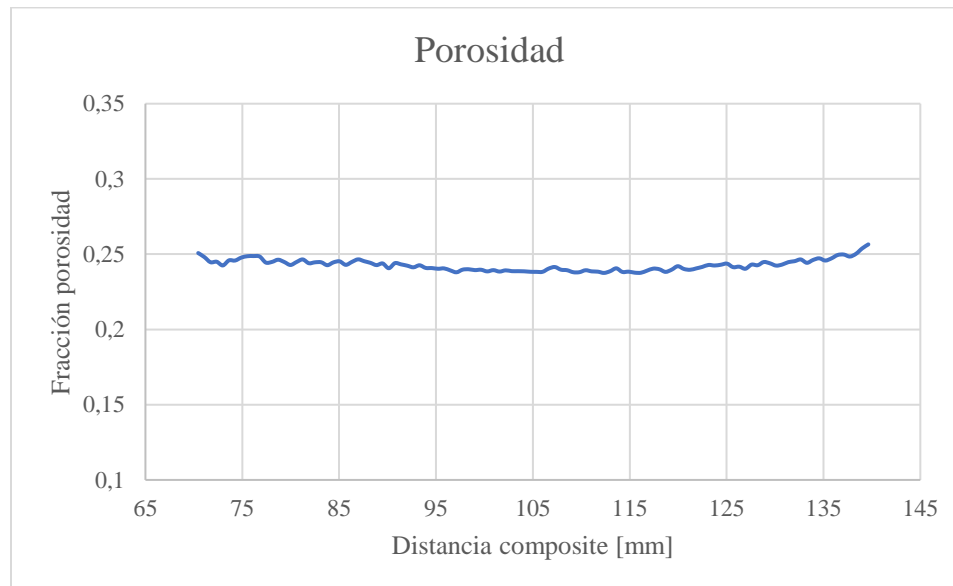
Tabla 45

. Propiedades muestra 2.

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
23,76	25,65	0,3	24,27	0,17

Figura 32.

Perfil de porosidad muestra 2.



La muestra número 3 del composite (Figura 33) presenta una porosidad heterogénea con variaciones entre 23.72% y 25.65% y una desviación media de 0.51%, el promedio de porosidad de la muestra es de 25.11% con una diferencia de 0.67% con respecto al promedio del composite.

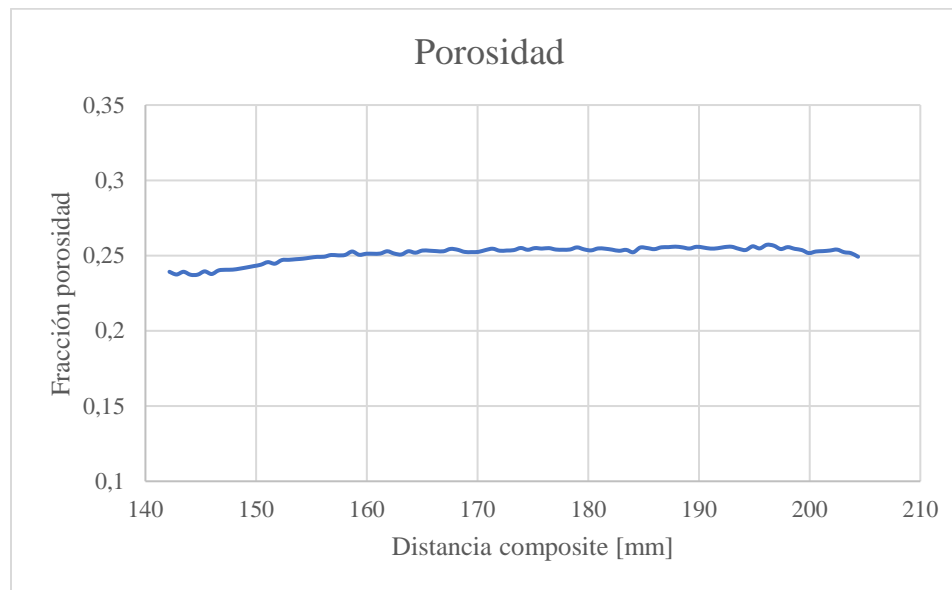
Tabla 46.

Propiedades muestra 3.

Mínimo porosidad [%]	Máximo porosidad [%]	Distancia entre muestra 2 y 3 [mm]	Volumen entre muestra 2 y 3 [cm ³]	Desviación media [%]	Porosidad promedio muestra [%]	Diferencia de porosidad, muestra y composite [%]
23,72	25,65	<0,635	<0,7201	0,51	25,11	0,67

Figura 33.

Perfil de porosidad muestra 3



4.3.2 Saturación de aceite crítica (S_{or})

El tercer caso de estudio muestra un composite con una menor heterogeneidad, pero una gráfica de saturación de aceite crítico con zonas de saturación negativa, esto puede ser debido a la

composición de la roca o a una mala medición de los numero CT. La saturación promedio sin discriminar datos nos arroja un valor de 0.757 y eliminando los datos no representativos da un valor promedio de 0.6527 lo que da un error de 15.97%, estas mediciones son tomadas después del momento de ruptura es decir ya el frente paso por todo el composite.

Tabla 47.

Sor completo y sin empalmes.

Sor	Sor completo	error [%]
0,6527	0,757	15,97

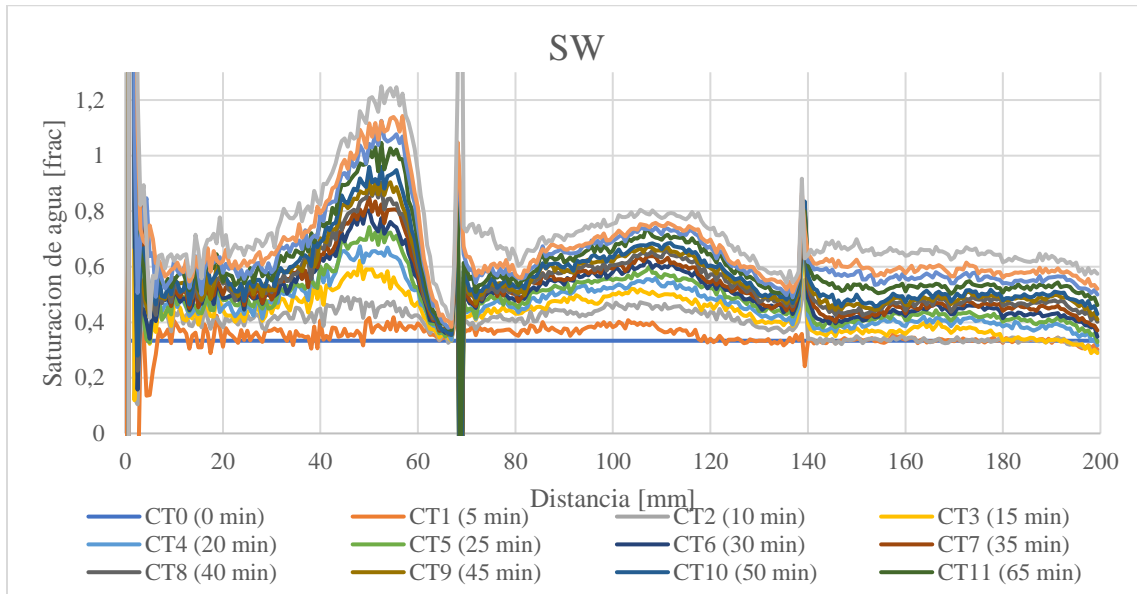
Tabla 48.

Sor por muestras.

	Sor Promedio
Muestra 1	0,668
Muestra 2	0,628
Muestra 3	0,615

Figura 34.

Perfil de saturación de agua



Al analizar las muestras de manera independiente se encontró que la muestra 1 presenta una saturación promedio cercana al 0.668 la muestra 2 un valor de 0.628 y la muestra 3 un valor de 0.615 las relaciones de saturación para cada muestra en comparación a su inicio y los empalmes están en la siguiente tabla.

Tabla 49.

Relación de sor en cada muestra.

	Promedio de S_o	E%
Empalme	0.480763	
Inicio Muestra 1	0.44836	7.226.946
Muestra1	0.510139	
Empalme	0.801448	5.710.389

Empalme	-0.08583	116.349
Inicio Muestra 2	0.525017	
Muestra 2	0.45927	5.573.614
Empalme	0.484868	
Empalme	0.679721	3.639.772
Inicio Muestra 3	0.498337	

4.3.3 Saturación de Agua Irreducible

En el caso del composite 3 al hallar el CT^{cal} (Figura 35) se notó una diferencia marcada al inicio y final del composite, en este composite los errores estuvieron casi a lo largo de toda la primer y última muestra pero con errores menores al 3%, en las zonas de las uniones se presentaron de igual manera errores menores al 1% con excepción de algunos datos en cada unión que alcanzaron errores del 5%, comprobando que las uniones de las muestras no representan un efecto significativo a diferencia de los efectos capilares al inicio y final del composite.

Figura 35.

Perfil CT a saturacion de agua irreducible.

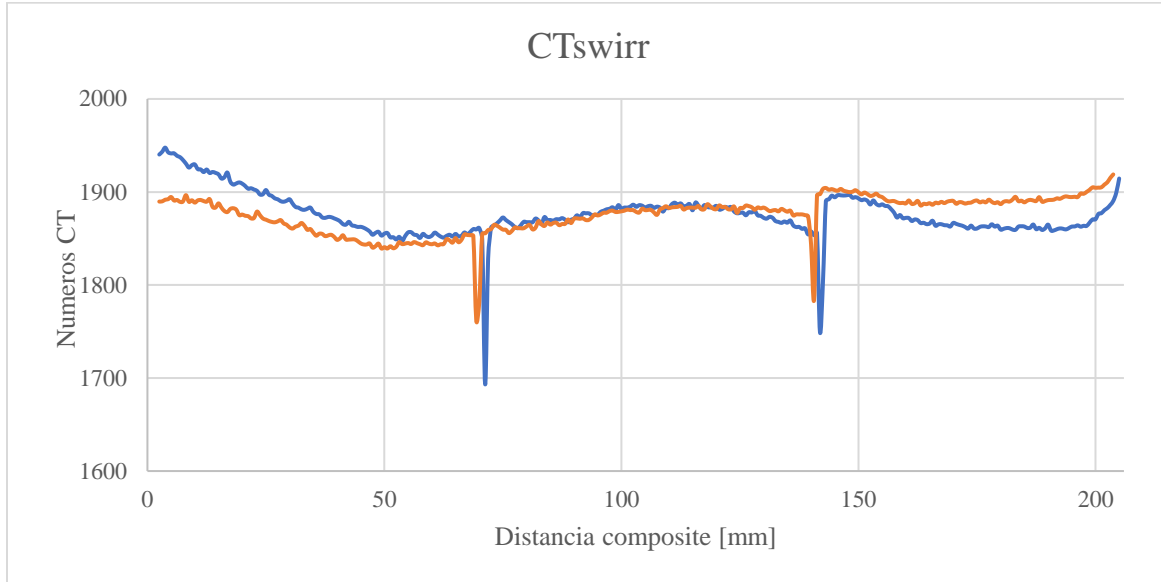


Tabla 50.

CT composite 3.

Distancia composite [mm]	CT^{Swirr}	CT^{cal}	Error [%]
2,5	1940,247	1890,28058	2,57526054
3,125	1943,219	1888,03358	2,83989686
3,75	1947,664	1889,69058	2,97656143
4,375	1942,659	1889,90658	2,71547479
5	1941,417	1891,67958	2,56191305
5,625	1941,528	1892,22058	2,53961907
6,25	1938,819	1894,57358	2,28208076
70,625	1849,425	1761,68258	4,74430785
71,25	1693,107	1781,53658	5,22291767
71,875	1828,431	1854,82858	1,44372878
201,25	1877,192	1904,50258	1,45486368

201,875	1880,42	1904,66358	1,28926435
202,5	1882,634	1904,97858	1,18687884
203,125	1886,073	1907,92458	1,15857576
203,75	1890,38	1910,38058	1,05801927

4.3.4 Permeabilidad relativa

El composite 3 al presentar dificultades para medir la permeabilidad por la heterogeneidad de la muestra y el crudo pesado, las saturaciones se toman como fracción y no presenta una variación representativa como se puede apreciar en la Tabla 51.

Tabla 51

Saturaciones composite 3

	Valor	Error	Diferencia
Sw promedio (Fracción)	0,3671		
Sw máximo (fracción)	0,38	0,0349	0,01284
Sw mínimo (Fracción)	0,3501	0,0464	0,01706

El uso de composite plugs representa un posible efecto en la estimación de la permeabilidad relativa como se puede apreciar en las gráficas de los primero dos composites afectando su comportamiento de una manera significativa.

5. Análisis Cualitativo

5.1 Composite 1

La información obtenida de tomografía pudo usarse satisfactoriamente como un apoyo operacional para verificar el movimiento de fluidos, comprobar la unión entre muestra y conocer su homogeneidad, y para disminuir la incertidumbre en el análisis e interpretación de las propiedades presentadas a continuación.

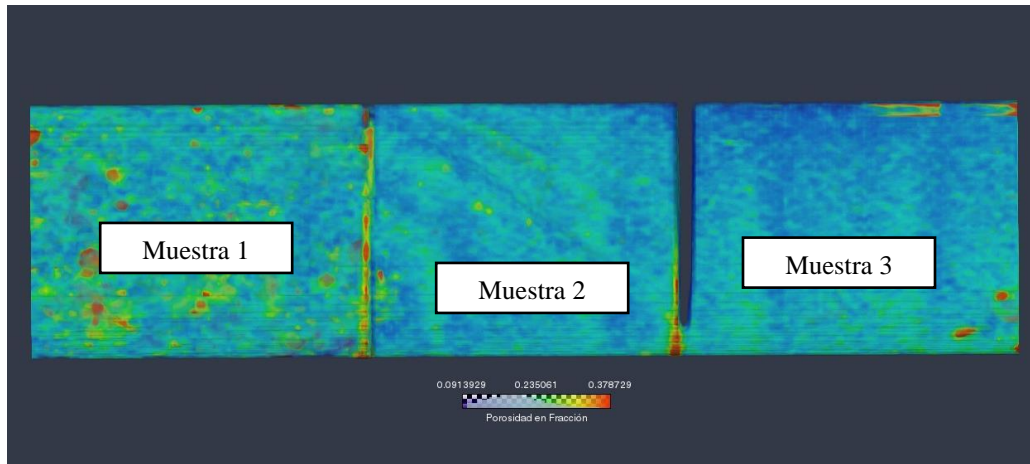
5.1.1 Porosidad

El mapa de porosidad (**Figura 15**) encontrado por medio de números CT demuestra que la porosidad presenta un comportamiento homogéneo a lo largo de las tres muestras, lo que confirma la viabilidad de generar un composite plug a partir de ellas únicamente en las zonas de las uniones de los segmentos presenta picos y variaciones que no representa un cambio o variación.

5.1.1.1 Mapa de porosidad 3D

Figura 36.

Mapa 3D de porosidad



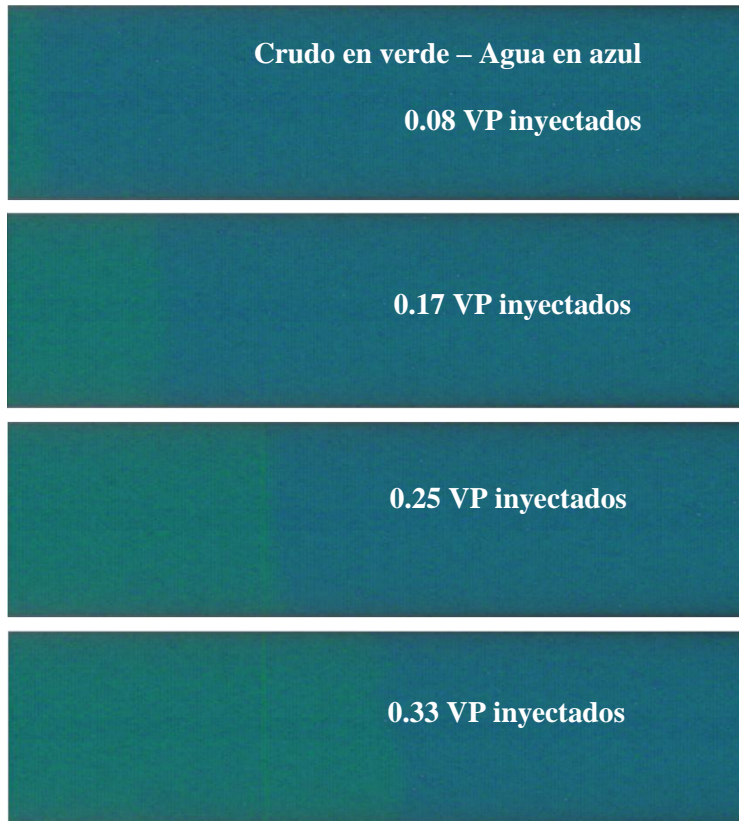
Además del perfil de porosidad, se realizó un mapa de porosidad 3D que permitió analizar la distribución de la porosidad en las tres muestras como se observa en la Figura 36 donde las zonas de menor porosidad están representadas por el color verde mientras que las de mayor están representadas en rojo. Aunque se aprecia que las muestras son homogéneas se presenta una discontinuidad entre la muestra 2 y 3, a su vez la presencia de picos por arriba y debajo de la media en las zonas de unión de las muestras no parece afectar la porosidad promedio del composite.

Gracias a este mapa se puede verificar que la muestra es en su mayoría homogénea y se establece que la porosidad entre las muestras es bastante similar. Lo cual hace que la prueba sea significativa y que se pueda evaluar fácilmente los efectos presentados al utilizar composite plugs.

5.1.2 Desplazamiento tipo drenaje - crudo desplazando agua

Figura 37.

Imágenes del crudo desplazando agua al interior del medio poroso (Oilflooding)



En la **Figura 37** se puede apreciar el desplazamiento del crudo a lo largo del composite, el cual se ve en color verde mientras que el agua es mostrada en color azul, las cuatro imágenes corresponden a los instantes de inyección 0, 2, 4 y 6 minutos.

Se puede observar que el frente de desplazamiento se realizó de manera homogénea y no se aprecian canales preferenciales de flujo durante la inyección, lo que muestra que el uso de

composites no afecta el frente de desplazamiento a través del composite ni al pasar por las uniones de los segmentos.

5.1.3 Desplazamiento tipo imbibición – salmuera desplazando crudo

La **Figura 19** muestra los perfiles de saturación de agua a lo largo de la roca en diferentes tiempos de inyección, estos perfiles permiten observar el comportamiento del frente de avance el cual no es simétrico y plano en las tres muestras; a pesar de que el composite tiene un perfil de porosidad homogéneo presenta variaciones en la distribución de saturación mostrando valores menores al inicio y mayores al final de cada muestra, a su vez muestra un comportamiento descendente de la saturación crítica de aceite a medida que avanza por el composite.

5.2 Composite 2 (Crudo Medio)

El análisis realizado por tomografía de las tres muestras demuestra que el composite presenta una porosidad uniforme y muy similar entre muestras

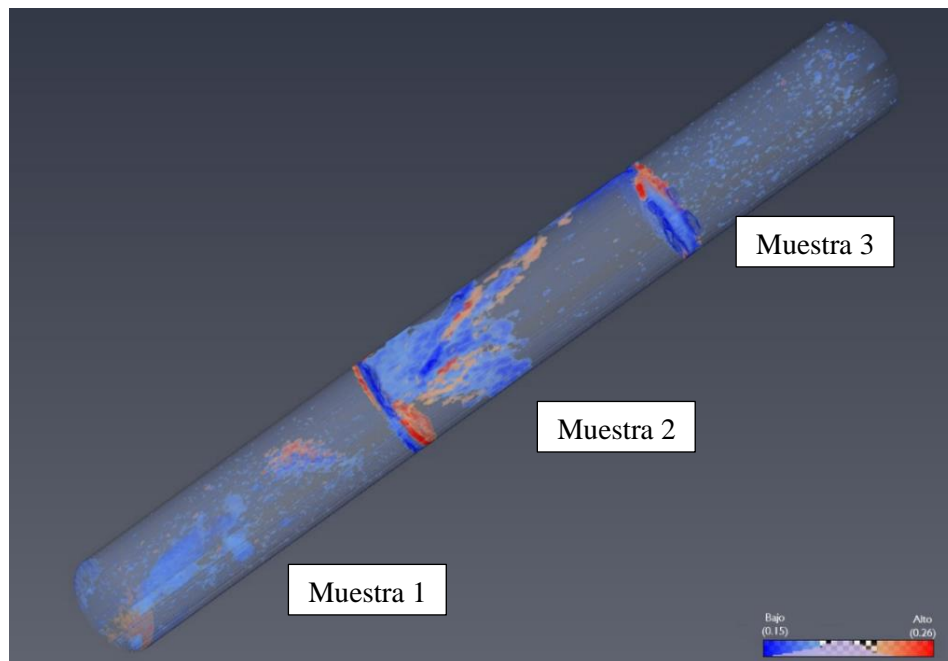
El perfil de porosidad obtenido de los números CT (**Figura 23**) permite concluir que esta propiedad tiene un comportamiento homogéneo a lo largo de las tres muestras, excepto en la parte final de la segunda muestra, debido a la presencia de segmento de material menos poroso en esta, lo que produce alteraciones en el comportamiento del flujo y genera que la muestra no sea homogénea, estas diferencias se podrían evitar si se realiza una medición de porosidad previa al experimento con el fin de usar las muestras más similares posibles.

También, se encuentra que las uniones entre las rocas presentan imperfecciones las cuales generan picos en la lectura de los números ct. Estas imperfecciones están asociadas a la forma de las muestras en sí y no a la prueba ni al uso de composite plugs.

5.2.1.1 Mapa de porosidad 3D

Figura 38.

Mapa de porosidad de las muestras



Gracias al uso de tomografía se generan imágenes del mapa de porosidad 3D que se presenta en la Figura 38. Esta muestra la distribución de zonas de porosidad variable dentro de las tres muestras. Donde el extremo de inyección se encuentra ubicado en la parte derecha, en la muestra 3.

Sin embargo, se observa que el contacto entre muestras es bueno, y aunque existe un leve espacio vacío entre ellas, se observa que el frente de avance de los fluidos pasa de una muestra a otra sin presentar alteraciones en su forma.

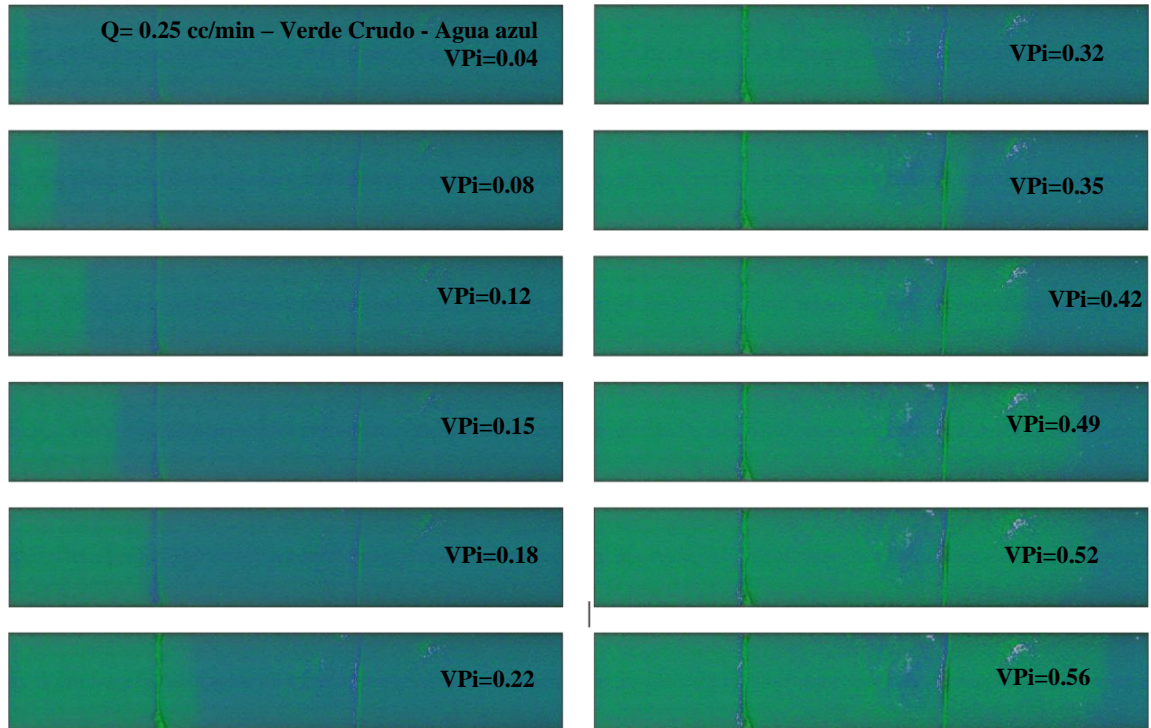
5.2.2 Desplazamiento tipo drenaje - crudo desplazando agua

La **Figura 27** muestra los perfiles de saturación de agua a lo largo de la roca en diferentes tiempos de inyección, en esta se puede apreciar cómo se forma y avanza el frente de desplazamiento, el cual muestra una forma regular y plana lo que muestra un buen barrido durante el desplazamiento con excepción en la muestra 2 donde la zona de baja porosidad presenta distorsión en los datos y sea difícil la estimación de saturación.

A continuación, se presentan también las imágenes que muestran la distribución de los fluidos durante el desplazamiento, al interior del composite. En esta figura, que se observa un frente de desplazamiento uniforme durante la inyección sin exhibir efectos de segregación o canales preferenciales de flujo ni cambios al pasar por la unión de los segmentos del composite, manteniendo el mismo tipo de barrido durante todo el experimento.

Figura 39.

Imágenes del desplazamiento del crudo a diferentes tiempos experimentales



5.2.3 Desplazamiento tipo imbibición – salmuera desplazando crudo

La heterogeneidad de las muestras en especial la muestra 2, no permite reproducir totalmente la forma de los perfiles de saturación de agua observados por tomografía, y produce una distribución de crudo residual no uniforme.

Durante el desplazamiento con salmuera, se genera dispersión en los datos de saturación alrededor de las uniones entre las muestras en especial la muestra 2. Debido a esto no se obtienen resultados significativos en las saturaciones. se evidencia que la muestra 2 al no ser homogénea genera alteración en la lectura de propiedades significativas en la prueba, mas los efectos no son

debido al uso de composite, por otro lado, el comportamiento de saturación mayor al inicio y menor al final de cada muestra puede deberse al uso de composites plugs.

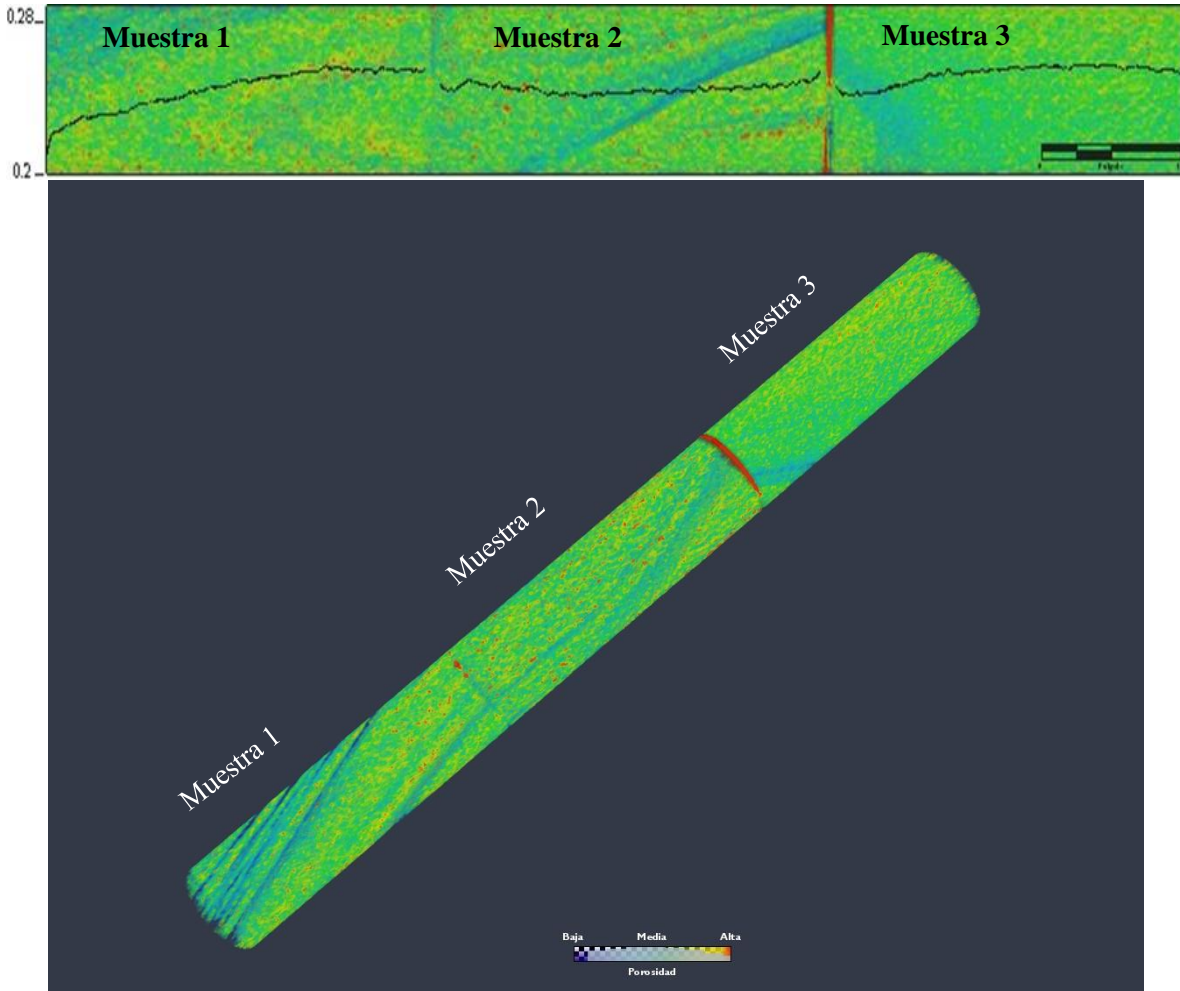
5.3 Composite 3

El análisis realizado a este composite demuestra que este presenta una porosidad variable. El perfil de porosidad (**Figura 30**) encontrado permite concluir que esta propiedad tiene un comportamiento homogéneo a lo largo de las tres muestras, aunque estas tengan porosidad variable esto es debido a que la media no se ve afectada por la buena unión de las muestras, lo cual confirma la viabilidad de generar un composite plug a partir de ellas.

5.3.1.1 Mapa de Porosidad 3D. Este mapa muestra la distribución de porosidad de las muestras sin confinamiento. donde las zonas de color rojo representan una mayor porosidad mientras que el color azul representa las zonas de menor porosidad Se evidencia una porosidad variable dentro de las tres muestras a su vez se puede apreciar el buen empalme entre la muestra 1 y 2 y el poco espacio entre la muestra 2 y 3.

Figura 40

Visualización 3D del composite



5.3.2 Desplazamiento tipo drenaje - crudo desplazando agua

En este perfil de saturaciones, el lado de inyección corresponde a la parte izquierda de la gráfica, la Figura 41 muestra los perfiles de saturación de agua diferentes tiempos, para las diferentes posiciones de la roca, no se ve afectado el frente de avance al pasar por la unión de los segmentos y el barrido realizado por el crudo (pesado) muestra una saturación crítica de agua

bastante baja. Adicionalmente, la presencia de canales preferenciales en la roca permite que una leve cantidad fluido inyectado llegue más rápido al extremo de producción como se observa en la

Figura 42, por delante del frente de avance esto puede deberse a la heterogeneidad de la muestra y a la presencia de laminación.

Figura 41.

Perfiles de saturación de agua a diferentes tiempos de inyección

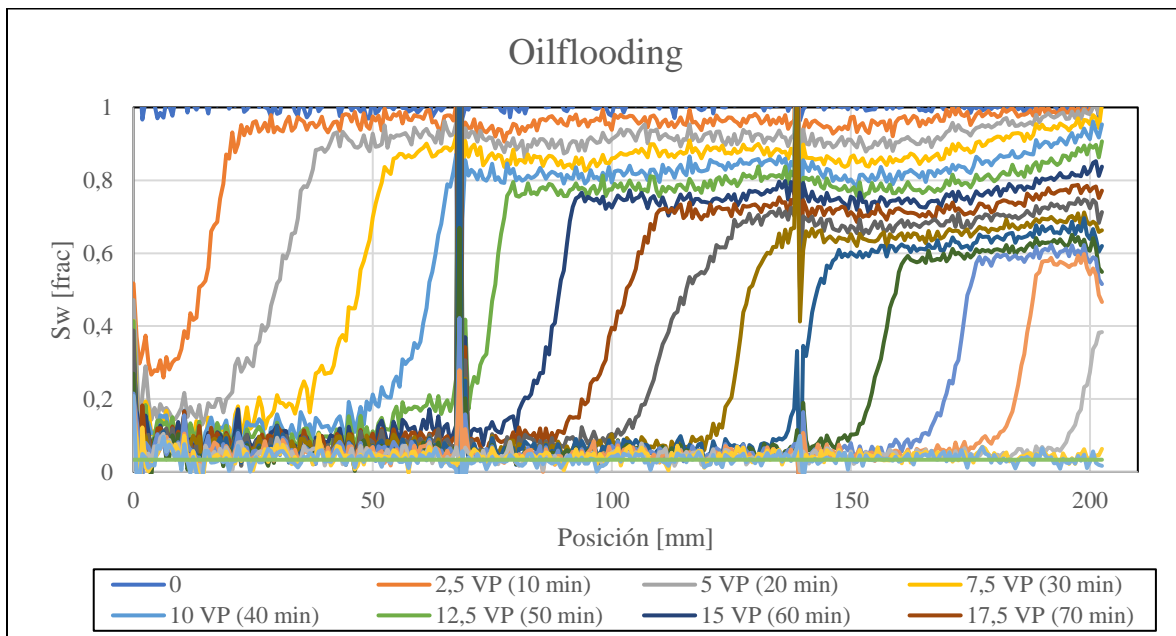
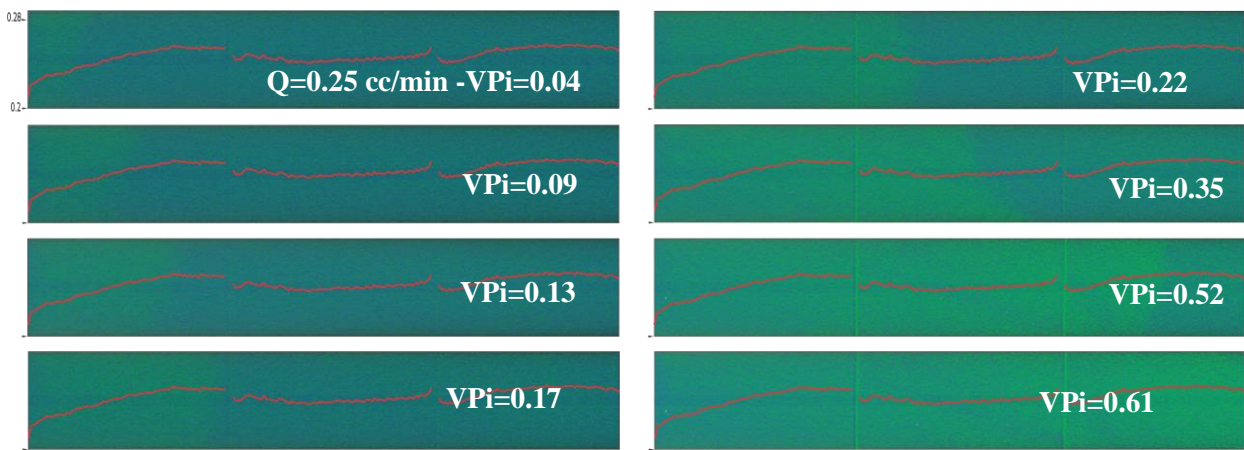


Figura 42.

Imágenes del crudo desplazando agua al interior del medio poroso



5.3.3 Desplazamiento tipo imbibición – salmuera desplazando crudo

La

Figura 34 muestra los perfiles de saturación de agua. en esta figura, los picos de baja saturación corresponden a las uniones entre las muestras que conforman el composite.

Además, se puede apreciar un barrido pobre por parte del agua, la cual se canaliza desde inyección a producción rápidamente, generando una producción de agua temprana y altas saturaciones de crudo remanente., es decir, una baja recuperación de crudo y cambios muy poco notables en las atenuaciones encontradas por el tomógrafo, la unión de los segmentos se pueden apreciar por los picos en el perfil pero son datos pocos representativos ya que en este caso las muestras del composite estaban bien ubicadas la heterogeneidad del composite no permite apreciar un comportamiento claro del efecto de usarlo.

Algunas saturaciones sobrepasan el valor de saturación de uno (1), debido a que este análisis se realiza sin los datos calibrados con el correspondiente balance de materia.

Durante la inyección de agua se obtiene una recuperación de crudo prácticamente nula, un resultado esperado teniendo en cuenta que la relación movilidades es muy desfavorable por la alta viscosidad del crudo y teniendo en cuenta los canales preferenciales de flujo identificados durante la inyección de crudo.

6. Conclusiones

El al comparar la porosidad hallada por tomografía sin despreciar datos y la porosidad hallada por saturación da como resultados errores menores al 2% en los tres composites, lo que indica que el uso de composites no presenta un mayor cambio a la medición de porosidad mediante el uso de tomografía.

El volumen muerto entre plugs en los composites mostro cantidades inferiores a 1 cm³ en el primer composite y menor a 2 cm³ en el composite 2 y 3 a pesar de esta cantidad de volumen muerto cantidad considerable, no muestra cambios en la medición de porosidad esto debido a que al momento de tomar los números CT marcan picos superiores e inferiores a la media lo que hace que el promedio no se vea realmente afectado.

Las perturbaciones o picos de saturación son el resultado de un contacto capilar deficiente entre muestras, aunque en ciertos casos, como en la saturación crítica de agua, este no presento un cambio significativo en los valores experimentales y únicamente presento diferencias al inicio y final del composite.

La propiedad de saturación de aceite crítica en ocasiones, como en el caso del composite 1 presento un comportamiento inusual descendente a lo largo del composite, mostrando valores mayores al inicio y descendiendo al alejarse del punto de inyección, es decir presentando un mejor barrido en la parte final del composite, lo que puede atribuirse al uso de composites por los efectos capilares de frontera que se evidencian en la en las uniones.

El uso de composite plugs puede desviar la saturación de aceite residual estimada ya que presento errores superiores al 10% en las mediciones cuando no se eliminan los datos en las uniones de los segmentos en comparación al composite sin los datos no representativos. eliminarlos.

El perfil de porosidad estimado muestra que la porosidad es bastante homogénea a lo largo de todos los composites, con excepción del composite 2 cuya muestra 2 presenta una zona de baja porosidad propia de la roca, para asegurar las diferencias en los resultados, la porosidad se puede estudiar de manera previa a los experimentos permitiendo disponer de muestras que sean lo más similares posibles.

El comportamiento ascendente al inicio y descendente al final en los perfiles de saturación presentados en el proceso de imbibición para cada una de las muestras del composite puede deberse a efectos de frontera por el uso de composite al retener una mayor cantidad de crudo esto muestra que el uso de composite si puede tener un impacto en la interpretación de los resultados.

El frente de avance durante el proceso de drenaje e imbibición no se ve afectado al pasar por las uniones de los segmentos, sigue manteniendo su forma al pasar de una muestra a otra.

Las perturbaciones y cambios en los perfiles de saturación en el proceso de imbibición mostrados al terminar una muestra e iniciar otra en el composite, puede hacer que las saturaciones residuales se encuentren por debajo o por arriba de las verdaderas lo que hace que las permeabilidades relativas estimadas presenten alguna diferencia a las reales, este efecto puede ser apreciado por el uso de tomografía computarizada de rayos x.

7. Recomendaciones

Se propone además de realizar un experimento de coreflooding multifásico para evaluar el efecto capilar de frontera, utilizar diferentes tipos de fluidos como el CO₂ o N₂ y agua ya que la mayor parte de las investigaciones de flujo multifásico en medios porosos se realiza con respecto al agua, el petróleo y el gas, y se espera que estas técnicas tengan una utilidad significativa si se aplican en métodos de recobro mejorado.

Para tener en cuenta el efecto de la anisotropía en la distribución de permeabilidad calculada se propone utilizar muestras de mayor longitud, aumentando el número de plugs y evaluando así con mayor seguridad los posibles efectos capilares y de frontera que se presentan

Tener en cuenta la mojabilidad de la muestra dentro de las propiedades petrofísicas evaluadas sería muy significativo ya que se pueden esperar resultados diferentes en muestras de mojabilidad mixta. Estudios a escala de poro y a escala de lámina, han demostrado que la distribución de la mojabilidad mixta juega un papel importante en comportamiento de las saturaciones y esta puede estar relacionada con efectos capilares y de frontera.

En cuanto a las producciones mostradas en el tiempo, se recomienda evaluar la exactitud y eficiencia de los separadores respecto a lo mostrado por el tomógrafo para corregir posibles errores en la interpretación de esta data y así asegurar un mejor contraste en las lecturas de tomografía que sean de más relevancia en el análisis a la forma de estos perfiles.

Se recomienda también realizar pruebas de presión capilar en las muestras o realizar estimaciones de K_r o P_c sólo con una de las muestras usadas con el objetivo de incluir esa muestra en un composite.

Referencias

- Anderson, W. G. 1987. Wettability Literature Survey—Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. *J Pet Technol* 39 (10): 1283–1300. SPE-15271-PA. <https://doi.org/10.2118/15271-PA>.
- Archer, John S., and S.W. Wong. "Use of a Reservoir Simulator to Interpret Laboratory Waterflood Data." *SPE J.* 13 (1973): 343–347. doi: <https://doi.org/10.2118/3551-PA>
- Buckley, S. E. and Leverett, M. 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. In *Petroleum Transactions, AIME, Vol. 146, Part 1*, 107–116, SPE-942107-G. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/942107-G>.
- Chardaire-Riviere, Catherine, Chavent, Guy, Jaffre, Jereoe, Liu, Jun, and Bernard J. Bourbiaux. "Simultaneous Estimation of Relative Permeabilities and Capillary Pressure." *SPE Form Eval* 7 (1992): 283–289. doi: <https://doi.org/10.2118/19680-PA>
- Comportamiento de Yacimientos Ago 17, 2013. (2017, Comportamiento de Yacimientos). Slideplayer. <https://slideplayer.es/slide/1722465/>
- Danish Technological Institute. 2020. Coreflood. doi: <https://www.dti.dk/specialists/coreflood/33730>
- Hadley, G. F. and Handy, L. L. 1956. A Theoretical and Experimental Study of the Steady State Capillary End Effect. Presentado en el Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME, Los Angeles, California, 14–17 October. SPE-707-G. <https://doi.org/10.2118/707-G>.

- Hicks, P. J., Deans, H. A., & Narayanan, K. (1990, January 1). Experimental Measurement Of The Distribution Of Residual Oil Saturations In Heterogenous Carbonate Cores Using X-Ray Computerized Tomography. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/90-68
- Honarpour, M.M., Cromwell, V., Hatton, D., and R. Satchwell. "Reservoir Rock Descriptions Using Computed Tomography (CT)." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1985. doi: <https://doi.org/10.2118/14272-MS>
- Hove, A.O., Ringen, J.K., and P.A. Read. "Visualization of Laboratory Corefloods With the Aid of Computerized Tomography of X-Rays." SPE Res Eng 2 (1987): 148–154. doi: <https://doi.org/10.2118/13654-PA>
- Johnson, E. F., Bossler, D. P., and Bossler, V. O. 1959. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. In Petroleum Transactions, AIME, Vol. 216, 370–372, SPE-1023-G. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Kyte, J.R., and L.A. Rapoport. "Linear Waterflood Behavior and End Effects in Water-Wet Porous Media." J Pet Technol 10 (1958): 47–50. doi: <https://doi.org/10.2118/929-G>
- Leverett, M.C.. "Flow of Oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands." Trans. 132 (1939): 149–171. doi: <https://doi.org/10.2118/939149-G>
- Leverett, M. and Lewis, W. B. 1941. Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands. In Petroleum Transactions, AIME, Vol. 142, Part 1, 107–116, SPE-941107-G. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/941107-G>.

- MacAllister, D. J., Miller, K. C., Graham, S. K. and Yang, C-T., Application of x-ray CT scanning to the determinations of gas-water relative permeabilities, paper Presentado en el Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, September 23-26, 1990.
- Maini, B.B., S. Kokal, and K. Jha. 1989. "Measurements and Correlations of Three-Phase Relative Permeability at Elevated Temperatures and Pressures," Proceedings, SPE Annual Technical Conference and Exhibition 1989, San Antonio, TX, October 8-11, 1989. SPE 19677. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. 785-796.
- Marle, C.M., Multiphase flow in porous media, Gulf Publishing Co. Houston, 1981.
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., & Santos Santos, N. (2018). Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos X. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 15(2), 107–116. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017009>
- Peters, E. J., & Hardham, W. D. (1989, January 1). A Comparison of Unstable Miscible and Immiscible Displacements. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/19640-MS
- Valenciano, D. S. (s.f.). Análisis del software ImageJ para el análisis científico de imágenes (proyecto de grado). Escuela técnica superior de ingeniería y telecomunicación Universidad Politecnica de Madrid.
- Vinci-technologies.com. n.d. Vinci Technologies | Pressure Tapped Hydrostatic Coreholder (PT-HYC Series) | Laboratory and Field Instruments For Petroleum Industry. [online] Available at: <<https://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDM=753941&IDR=82290&IDR2=113129>> [Accessed 18 May 2020].

Welge, H.J. 1952. "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive," Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers. Vol. 195, 91-98.

Wellington, S.L., and H.J. Vinegar. "X-Ray Computerized Tomography." J Pet Technol 39 (1987): 885–898. doi: <https://doi.org/10.2118/16983-PA>

Withjack, E. M., Devier, C., & Michael, G. (2003, January 1). The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/83467-MS