

Evaluación de las metodologías para estimación de saturaciones in-situ durante coreflooding por medio de tomografía computarizada

María Margarita Bossio Pérez

Juan Sebastián Palomino Peinado

Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

M.sc. Edwar Hernando Herrera Otero

Geólogo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2018

DEDICATORIA

A Dios, quien, como guía, ha estado presente en el caminar de mi vida, bendiciéndome y dándome fuerzas para continuar con mis metas trazadas sin desfallecer y porque gracias a Él he llegado hasta esta etapa de mi vida.

A la memoria de mi mamita Marlene del Carmen Bossio Pérez, la cual, a pesar de haberla perdido a muy temprana edad, ha estado siempre guiándome y cuidándome desde el cielo.

A mi mamá María Cristina Bossio por ser la amiga y compañera que me ha ayudado a crecer, por tanto amor, cariño y sacrificio. Por ser una mujer luchadora, que con gran esfuerzo nos ha sacado adelante. Por sus consejos, su apoyo incondicional y por creer en mí siempre. Por ser el mejor ejemplo a seguir, porque gracias a ella soy lo que soy hoy en día.

A mi abuela Blanca Pérez de Bossio por brindarme tanto cariño, por amarme, por sus enseñanzas y por ser una mamá más para mí.

A mis hermanos Jesús José y Héctor Manuel a los cuales amo, por siempre creer en mí, dándome su apoyo y su amor. Gracias por compartir sus vidas conmigo. Gracias por preocuparse por su hermana mayor y por sentirse orgullosos de mí.

A mi amigo y compañero de tesis Juan Sebastián Palomino Peinado por su esfuerzo, su paciencia, su constancia y su acompañamiento durante este arduo camino para lograr esta meta.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a todos mis amigos y amigas del colegio y de la universidad, por apoyarme cuando más los necesito, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día.

María Margarita Bossio Pérez

DEDICATORIA

A Dios y a mi familia.

Juan Sebastián Palomino Peinado

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien nos brinda sabiduría.

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de ingeniería de petróleos por brindarnos excelencia académica y formarnos como unos profesionales competentes.

Al grupo de investigación de Modelamiento de procesos de hidrocarburos por acogernos y brindarnos muchos conocimientos.

Al ingeniero Andrés Ortiz por su apoyo, su disponibilidad, su acompañamiento constante durante el desarrollo de la tesis y por su paciencia en las pruebas de laboratorio.

Al geólogo Edwar Herrera Otero por su apoyo, su confianza puesta en nosotros y su colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Edgar Pérez Carrillo por su apoyo, su disponibilidad y su orientación incondicional en el desarrollo de la tesis.

A nuestras familias que fueron el motor de cada una de nuestras vidas para cumplir esta meta.

A los profesores de la universidad Industrial de Santander por su colaboración, por inyectarnos esa maravillosa dosis de motivación, constancia y disciplina

Finalmente, a nuestros compañeros con quienes hemos compartido este proceso de formación.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Fundamentación teórica	18
1.1. Caracterización de yacimientos.....	18
1.1.1. Caracterización estática.....	19
1.1.2. Caracterización dinámica.....	19
1.2. Saturación.....	20
1.3. Tomografía computarizada de rayos x.....	21
1.3.1. Proceso de escaneo CT.....	22
1.3.2. Uso de la tomografía en caracterización dinámica.....	23
1.3.3. Coeficiente de atenuación	24
1.3.4. Laboratorio de Tomografía Computarizada UIS (rayos X)	24
1.4. Definición de las metodologías experimentales.....	25
1.4.1. Metodología de la Universidad de Calgary para estimar saturaciones	25
1.4.2. Metodología de Vinegar & Wellington para estimar saturaciones	29
1.5. Software de visualización.....	31
1.6. Balance de materia	32
2. Desarrollo experimental	33
2.1. Recopilación de información de la muestra	33
2.2. Preparación de muestra y equipo	34
2.3. Desplazamiento y adquisición de imágenes.....	36
2.4. Adquisición de los coeficientes de atenuación.....	36

3. Procesamiento de las imágenes	42
3.1. Manipulación de los coeficientes de atenuación	42
3.2. Aplicación de la Metodología de la Universidad de Calgary.....	51
3.3. Aplicación de la Metodología de Vinegar & Wellington	66
4. Evaluación de las metodologías en contraste con el balance de masa	74
5. Conclusiones	85
6. Recomendaciones	87
Referencias bibliográficas	88

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Representación del proceso realizado a una muestra con tomografía axial computarizada. adaptado de: Wellington y Vinegar	22
Figura 2: Laboratorio de tomografía.	25
Figura 3. Muestra de roca tipo tapón. fuente: gmph-uis	34
Figura 4. Efecto Beam Hardening.....	38
Figura 5. Corte lineal.....	39
Figura 6. Número CT vs Longitud del corte	39
Figura 7: Estableciendo el ROI.	41
Figura 8. Obtención de los valores de atenuación promedio.	42
Figura 9. Número CT promedio vs Longitud de muestreo.	43
Figura 10. Ruido longitudinal.	44
Figura 11. Omitir slices de ruido.....	45
Figura 12. Número CT promedio vs Longitud de la muestra.	46
Figura 13. Patrón Core Holder.	47
Figura 14. Oilflood.....	48
Figura 15. Oilflood suavizado.....	48
Figura 16. Perfiles de muestra con ruido.....	49
Figura 17. Visualización 3D de muestra con ruido.....	50
Figura 18. Perfiles de muestra sin ruido.....	50
Figura 19. Visualización 3D de muestra sin ruido	51
Figura 20. Materiales de calibración.	52

Figura 21. Número CT promedio vs Longitud (calibración), elaborado en ImageJ. Proyecto de tomografía de la escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander.....	53
Figura 22. Número CT vs Densidad (calibración).....	54
Figura 23. Shift de calibración.....	55
Figura 24. Calibración con Shift.....	56
Figura 25. Waterflood.....	57
Figura 26. Bulk density vs Length.....	58
Figura 27. Roca seca y saturada.....	60
Figura 28. Medidas de la muestra.....	61
Figura 29. SOR.....	65
Figura 30. Corte longitudinal de la roca.....	67
Figura 31. ROI.....	68
Figura 32. Perfil número ct vs Distancia.....	69
Figura 33. Numero CT vs Longitud de la muestra (watersat).....	70
Figura 34. Número CT vs Longitud de la muestra (oilsat).....	70
Figura 35. Número CT vs Longitud de la muestra (oilflood).....	71
Figura 36. Número CT vs Longitud de la muestra (waterflood).....	71
Figura 37: Promedio (Número CT vs Longitud de la muestra).....	72
Figura 38. SOR Waterflood.....	73
Figura 39. SO Oilflood.....	76
Figura 40. SO Waterflood.....	76
Figura 41. Tres cámaras.....	77
Figura 42. Nivel de separador.....	78

Figura 43. Nivel de separador.79

Figura 44. Nivel de interfase.81

Lista de tablas

Tabla 1 Propiedades de la roca y fluido	33
Tabla 2 Valores de calibración	53
Tabla 3 Comparación de resultados de las metodologías	82
Tabla 4 Comparación de resultados de las metodologías con error relativo	83

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA ESTIMACIÓN DE SATURACIONES IN-SITU DURANTE COREFLOODING POR MEDIO DE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA*

**AUTORES: MARÍA MARGARITA BOSSIO PÉREZ
JUAN SEBASTIÁN PALOMINO PEINADO****

PALABRAS CLAVE: Tomografía Computarizada, Coreflooding, Saturaciones In-Situ

DESCRIPCIÓN

La adquisición de imágenes de tomografía axial computarizada durante los experimentos de inyección de fluidos, permite monitorear el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso y realizar análisis cuantitativos y semi-cuantitativos, que sirven para una mejor interpretación de los fenómenos que se estudian en laboratorio. Este trabajo define y valida las metodologías de estimación de saturaciones usando tomografía computarizada, además presenta el procedimiento a seguir, los equipos y consideraciones necesarias para la correcta adquisición e interpretación de estas imágenes durante las diferentes pruebas de laboratorio. Posteriormente, se presenta el desarrollo de un experimento de inyección de fluidos y se analiza la exactitud de los resultados obtenidos por medio de la interpretación de las imágenes y sus aplicaciones, con el fin de presentar el contraste de las metodologías planteadas y establecer cuál de ellas es conveniente utilizar para el tipo de roca definido para el experimento.

* Trabajo de grado.

* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edwar Hernando Herrera Otero, Geólogo.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE METHODOLOGIES FOR IN-SITU SATURATION ESTIMATION THROUGH COREFLOODING USING COMPUTERIZED TOMOGRAPHY*

AUTHORS: MARÍA MARGARITA BOSSIO PÉREZ
JUAN SEBASTIÁN PALOMINO PEINADO**

KEY WORDS: Computerized tomography, Coreflooding, In-Situ Saturation.

DESCRIPTION

The computerized tomography imaging during fluid injection experiments allows to monitor the fluid movement within the porous medium and analyze semi-quantitative and quantitative data which help to better understand the phenomena studied in the laboratory scale. This work defines and validates the saturation estimation methodologies using computerized tomography, it also presents the procedure to be followed, the equipment and considerations for the correct acquisition and interpretation of these images during all the laboratory tests. Subsequently, the development of a fluid injection experiment is presented and the accuracy of the results obtained analyzed through the interpretation of the images and their application, in order to present the contrast of the methodologies proposed and establish which of they are convenient to use for the type of rock defined for the experiment.

* Bachelor Thesis.

* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edwar Hernando Herrera Otero, Geólogo.

Introducción

En laboratorio se llevan a cabo procedimientos con el fin de generar unas caracterizaciones estáticas y dinámicas de los yacimientos, y de esta manera alimentar los simuladores para poder modelar adecuadamente los pronósticos relacionados con el comportamiento del mismo.

Los experimentos de inyección de fluidos para caracterizar dinámicamente los yacimientos otorgan solamente datos de saturaciones residuales y volúmenes entrampados dentro de las rocas de manera global, es decir, sin tener en cuenta el comportamiento del desplazamiento y omitiendo la importancia de la distribución de las saturaciones dentro de los espacios porosos en la roca.

Por este motivo, se utiliza la técnica de Tomografía Computarizada que es de gran importancia, ya que, consiste principalmente en hacer incidir axialmente y de forma continua un haz de rayos X a través de la muestra durante todo el experimento, obteniendo imágenes que permiten realizar los cálculos punto a punto de la saturación; en otras palabras, conocer la naturaleza del desplazamiento durante el experimento de inyección, como también, saber de qué forma quedaron distribuidos los fluidos en la muestra, por ende, se logra conocer la estructura interna de la misma.

Además de que todas las medidas de laboratorio presentan una inexactitud asociada, las muestras a las cuales se le realizan los experimentos son muy poco representativas en volumen en relación al tamaño de los yacimientos. Por causa de estos factores, existe un constante empeño en aumentar el grado de exactitud para así lograr un mayor grado de ajuste en la caracterización integral de los yacimientos.

Es importante resaltar que los experimentos de inyección son denominadas prácticas invasivas ya que se da un proceso físico de interacción entre la roca y un agente externo sin afectar la integridad de la roca, sin embargo, el proceso físico que describe la tomografía no es invasivo, pues

no afecta físicamente la roca ni los fluidos presentes en la misma, solo se encarga de medir la atenuación del haz de rayos.

Teniendo en cuenta los resultados que ofrece esta técnica, se busca en este trabajo, evaluar la exactitud en la estimación de saturaciones in-situ, durante experimentos de *coreflooding* por medio de tomografía computarizada.

1. Fundamentación teórica

Las pruebas de laboratorio junto con los análisis de pozos son la principal fuente de información para la alimentación de los simuladores usados en la industria, esto con el fin de modelar e intentar predecir el comportamiento del yacimiento según los datos obtenidos.

Experimentos de *coreflooding* son ampliamente utilizados en la industria de los hidrocarburos para modelar el comportamiento de los yacimientos durante procesos de recuperación primaria, secundaria y terciaria. (Vinegar & Wellington, 1986, p.1).

Los avances tecnológicos en procesos de laboratorio han permitido mayor exactitud al momento de realizar medidas de saturaciones in-situ, que juegan un papel fundamental dentro de la caracterización de un yacimiento; actualmente con la disminución en el número de descubrimientos de campos petroleros gigantes, las reservas futuras provenientes de yacimientos de menor tamaño y menor calidad son cada vez más significativas. (Withjack, Devier, & Michael, 2003)

1.1. Caracterización de yacimientos

La caracterización de muestras de roca es vital para la posterior caracterización del yacimiento, ya que la veracidad de este proceso es el primer paso para garantizar un modelado más acorde con la realidad, todo este proceso se divide principalmente en dos grandes partes que se llevan a cabo de una manera secuencial así: caracterización estática de rocas y caracterización dinámica de las mismas.

1.1.1. Caracterización estática. Se basa en conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y los fluidos presentes en el yacimiento. Esto se debe considerar de forma cualitativa (Litología, presencia de hidrocarburos, cuerpo de agua) como cuantitativa (porosidad, permeabilidad, saturación, compresibilidad).

La caracterización estática se trata de recopilar la mayor cantidad de información, sin analizar el movimiento de fluidos en el medio poroso de la roca. Estos datos provienen de información sísmica, geológica, registros y análisis de laboratorio de las muestras de roca. (Carmona & Fernández, 2014)

Esta etapa del proceso presenta la oportunidad de estudiar y conocer la geometría de la roca, heterogeneidad de propiedades, y hasta las limitaciones del yacimiento, para poder estimar el Original Oil in Place (OOIP); el proceso a estudiar en el trabajo se puede usar también para realizar una caracterización estática de yacimientos.

1.1.2. Caracterización dinámica. Dicho anteriormente, la caracterización dinámica es el proceso a seguir, luego de tener caracterizada estáticamente la muestra, ya que modelará los procesos que ocurrirán en el yacimiento a lo largo de su vida productiva.

En esta parte del proceso se analizan distintos factores que influyen al flujo de los fluidos a través de la roca, tales como estratificación, entrapamiento, fracturas, fallas, permeabilidades; factores que ayudan a predecir el comportamiento del yacimiento y que son propios del mismo, y que a su vez se ven afectados por variables de operación independientes de la naturaleza de las rocas como temperatura, presiones y flujo.

A partir de esta caracterización se empieza el proceso de modelaje del comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo, tarea que requiere una constante alimentación de datos con el fin de ajuste y así tomar decisiones acertadas en procesos técnicos y planes económicos.

1.2. Saturación

La saturación se define como la fracción de un volumen poroso que es ocupada por un líquido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje de volumen poroso que contiene agua de formación. El símbolo de la saturación es S , se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en especial, siendo:

$S_w = \text{saturación de agua}$

$S_o = \text{saturación de aceite}$

$S_H = \text{saturación de hidrocarburos}$

La sumatoria de las saturaciones en un reservorio debe ser el 100%, generalmente bajo la asunción de ausencia de gas, la saturación de aceite se representa como $(1 - S_w)$. Existe una saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$) o connata que representa al agua retenida por la tensión superficial en la superficie de los granos, al contacto entre granos y en los más pequeños intersticios.

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. Es decir:

$$S_x = \frac{V_x}{V_T}$$

Ecuación 1

Donde:

S_x = Saturación de la fase X.

V_x = Volumen que ocupa la fase X.

V_t = Volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1.

1.3. Tomografía computarizada de rayos x

La tomografía computarizada (CT) es una técnica de escaneo no intrusivo que utiliza la tecnología de rayos X y una serie de ecuaciones matemáticas con el fin de recrear una imagen en 3D del cuerpo sometido a estudio. Esta técnica además de ser de gran ayuda para el área de la medicina, está innovando en la industria de los hidrocarburos permitiendo una inspección más efectiva y precisa de rocas sin alterar su integridad, es decir, de una forma no destructiva. (Ortiz, Plata, Herrera & Santos, 2015, p.1)

Dicho de otra manera, el principal uso de la tomografía es la descripción y caracterización cualitativa y cuantitativa de las muestras de roca con el propósito de estimar propiedades petrofísicas, también la visualización del flujo del fluido, de esta forma se puede lograr una inspección de la estructura interna de la roca debido a procesos de desplazamiento.

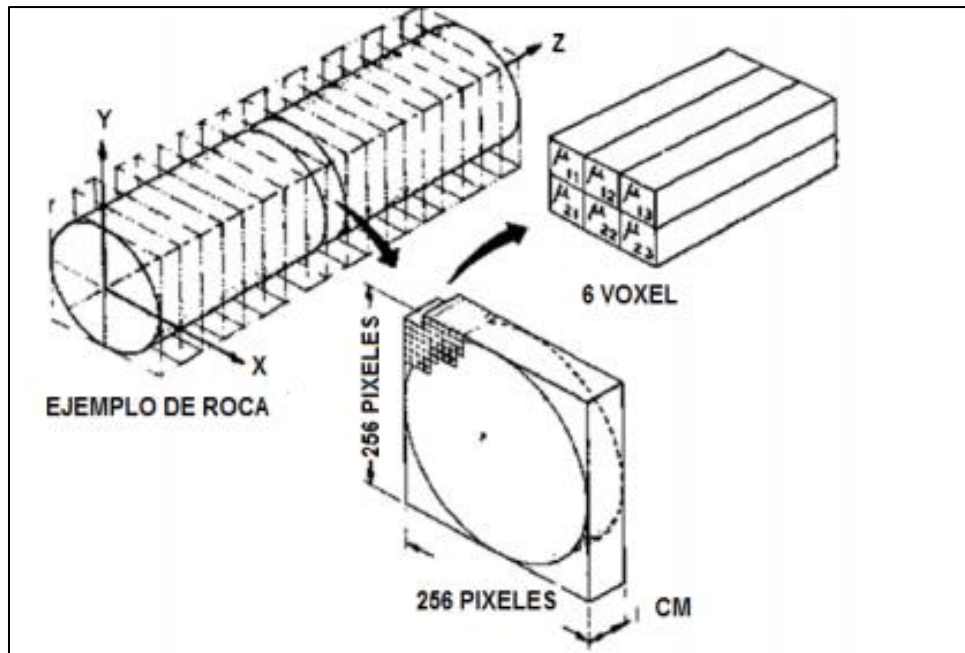


Figura 1. Representación del proceso realizado a una muestra con tomografía axial computarizada. Adaptado de: Wellington y Vinegar

1.3.1. Proceso de escaneo CT. El escaneo CT en núcleos, es realizado normalmente en la manga de caucho o en el coreholder de aluminio; en el escaneo CT, el núcleo es escaneado por una fuente policromática de rayos X, los detectores están al lado opuesto de la fuente y son los encargados de medir la intensidad del haz transmitido y el promedio del coeficiente de atenuación lineal que refleja el grado con el cual la intensidad de los rayos X es reducido por el paso a través del material.

Luego un programa computacional calcula el brillo de cada pixel registrado, que corresponde a la adsorción de rayos X en una porción rectangular fina de la sección atravesada, la cual es llamada voxel, para dar como resultado la imagen CT. Cada voxel es caracterizado por un valor promedio del coeficiente de atenuación lineal y su tamaño determina la resolución de la imagen TAC.

1.3.2. Uso de la tomografía en caracterización dinámica. Experimentos de laboratorio de *coreflooding* son ampliamente utilizados para modelar el comportamiento del yacimiento durante procesos de recuperación secundaria y terciaria. En comparación con otros métodos, la tomografía computarizada es rápida, precisa y fácil de calibrar además de que ofrece una resolución espacial fina.

Las animaciones de saturaciones multifásicas se pueden realizar durante procesos de desplazamiento (Vinegar & Wellington, 1986, p.6)

Es por esto que es la técnica más eficiente a la hora de realizar los análisis de las muestras del yacimiento teniendo en cuenta que no es un procedimiento invasivo, si no que permite el estudio de la muestra en pruebas de desplazamientos con varios tipos de fluidos sin afectar la integridad de la muestra.

También ofrece una calidad de los datos mayor, ya que los avances tecnológicos y evolución de las generaciones de los tomógrafos permite resoluciones de muestras e ilustraciones de procesos de una mejor manera.

Es por esto que las pruebas de desplazamiento son evaluadas de una forma cuantitativa y cualitativa con métodos de balance de masa, proceso con el cual se puede contrastar la técnica de tomografía para validar los resultados de la prueba.

1.3.3. Coeficiente de atenuación. Cada vóxel tiene un valor de atenuación dado en el proceso de barrido con el tomógrafo. Por esto, con el coeficiente de atenuación, las propiedades que se pueden inferir son su número atómico efectivo y su densidad total.

Además, cada vóxel representa un punto del barrido que se le realizó a la muestra y sus coordenadas corresponden a la ubicación real del mismo en dicha muestra, de esta forma, conociendo las coordenadas de cada vóxel se puede calcular la distancia entre estos y entre cortes.

De igual forma, si se acoplan los cortes de forma comprimida, se conforma un volumen de datos donde cada vóxel de un corte se convierte en parte de la pila comprimida de cortes e incorporan una tercera dimensión donde se obtiene como resultado la visualización de la muestra en 3D.

1.3.4. Laboratorio de Tomografía Computarizada UIS (rayos X). El tomógrafo debe determinar un elevado número de incógnitas aprovechando los rayos X, para esto es necesario que la emisión de rayos X se realice desde diferentes ángulos y ubicaciones. De esta manera se realizan una serie de barridos estrechamente espaciados que proporcionan una serie de cortes en 3D de alta resolución de la muestra a analizar, asegurando un igual número de ecuaciones que permitan solucionar el sistema y a su vez calcular el coeficiente de atenuación de cada voxel.

Por este motivo, se han propuesto diferentes configuraciones de equipo para la CT, debido a que son los más avanzados de manera comercial y por eso los más usados, pues son de cuarta generación. La universidad industrial de Santander cuenta con el único equipo a nivel latinoamericano de tomografía computarizada de cuarta generación para diferentes estudios de la industria petrolera. La figura 2 muestra el equipo ubicado en la sede UIS Guatiguará.

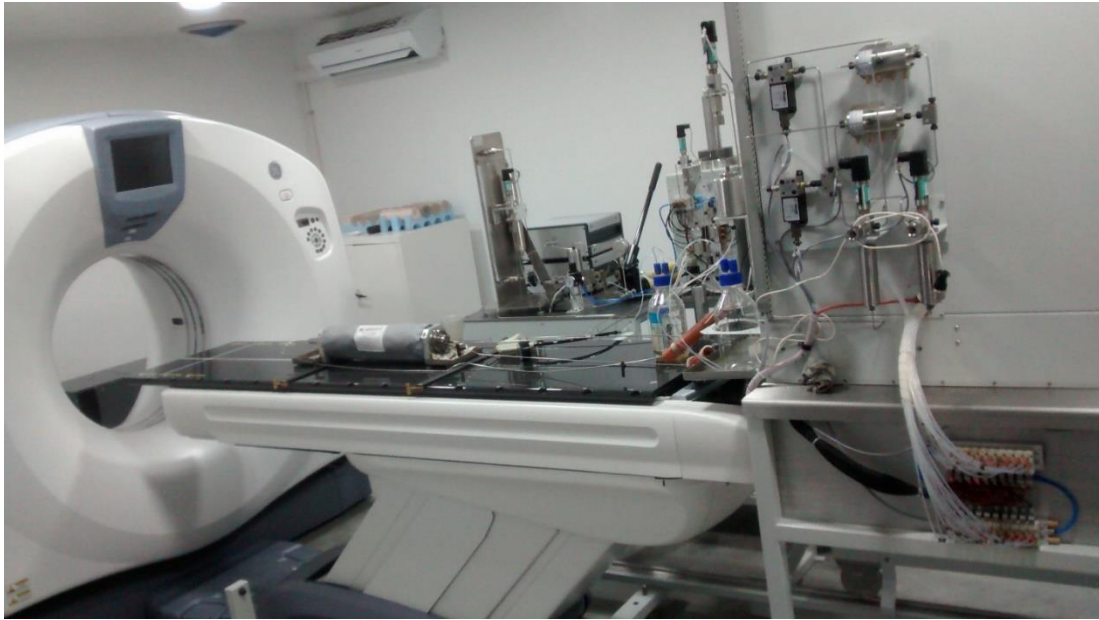


Figura 2: Laboratorio de Tomografía.

1.4. Definición de las metodologías experimentales

1.4.1. Metodología de la Universidad de Calgary para estimar saturaciones. Esta metodología consiste principalmente en el análisis de las densidades presentes durante el experimento. Tiene en cuenta la influencia de los fluidos del desplazamiento para calcular su aporte a la atenuación del rayo y de esta manera poder hacer un desarrollo de ecuaciones que permite calcular las saturaciones. Es importante especificar, que en este trabajo se realizará la evaluación de esta metodología en un proceso de desplazamiento de dos fases.

La cantidad básica medida en cada pixel de una imagen CT es el coeficiente de atenuación lineal, " μ ". El cual está definido según la Ley de Beer. (Wellington & Vinegar, 1987, p.2)

$$\frac{I}{I_0} = e^{(-\mu h)}$$

Ecuación 2

Donde I_0 es la intensidad del rayo X incidente, I es la intensidad con la cual el rayo llega a los receptores del equipo luego de haber atravesado la muestra, h es el espesor de la muestra que el rayo atravesó. El coeficiente de atenuación lineal " μ ", depende a su vez de la densidad total " ρ " (bulk density) y del número atómico " Z " así:

$$\mu = \rho \cdot \left(\alpha + b \cdot \frac{Z^{3.8}}{E^{3.2}} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde α es un coeficiente no dependiente de la energía llamado el coeficiente de Klein-Nishina, b es una constante y E es la energía del fotón en Kv.

Los términos de densidad total ρ y Z , tienen una incidencia distinta en el proceso de la obtención de los resultados. El primer término tiene más incidencia a niveles de alta energía (más de 100kV), niveles en los cuales se realizan normalmente las pruebas y es denominado "Compton scattering", a este punto se puede decir que la imagen es solamente proporcional a la densidad total; en el caso del número atómico gana importancia en energías bajas (menos de 100kV) y el fenómeno es conocido como "Absorción fotoeléctrica".

En relación a la naturaleza de este estudio, las adquisiciones de las imágenes se harán en un único nivel de energía alta, en el cual predomina el fenómeno de Compton scattering, es por esto que teóricamente los valores del número CT serán proporcionales solamente a la densidad total.

De esta forma, el cálculo numérico del número de CT se define como la relación del coeficiente de atenuación de un material en relación al coeficiente de atenuación del agua así:

$$CT_n = \frac{\mu - \mu_w}{\mu} \cdot K \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde CT_n representa el número CT, μ es el coeficiente de atenuación medido de la muestra y μ_w es el coeficiente de atenuación del agua, valor con el cual se hace la relación para hallar el CT_n .

Ya calculado el valor del número CT, y conociendo que existe una directa relación con la densidad del material se establece la siguiente fórmula de relación lineal, no sin antes especificar que se debe asumir una correcta calibración.

$$\rho_b = \alpha \cdot CT_n + \beta \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde ρ_b es la densidad total (bulk), CT_n es el número CT definido anteriormente, α & β son valores constantes propios de cada muestra que permiten realizar el modelamiento de la regresión lineal de los datos medidos.

Teniendo en cuenta, que la densidad que hasta el momento se ha definido, es la densidad de la masa que fue atravesada por el haz de rayos x, es necesario realizar varias adquisiciones con el fin de conocer la densidad de la roca y también de cada uno de los fluidos que harán parte del proceso, con el fin de calcular la saturación de los mismos en el medio poroso.

Habiendo definido esto, es importante especificar la fórmula que permite calcular la densidad de una mezcla de fluidos, (para este trabajo ya está definido que es aceite mineral y salmuera dopada), así:

$$\rho_f = (1 - S_o) \cdot \rho_w + S_o \cdot \rho_o \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde ρ_f es la densidad del fluido presente para cada vóxel, S_o es la fracción másica de la cantidad de aceite, ρ_o es la densidad del aceite mineral y ρ_w es la densidad de la salmuera dopada.

Pero como el fluido está presente en un medio poroso compuesto de roca, este material rocoso a su vez contribuye a la atenuación total medida, y la densidad calculada al final de cada operación es la contribución de los fluidos y la roca, es por esto que se define la siguiente ecuación que los relaciona, teniendo en cuenta el espacio dentro de la roca en el cual está almacenado el fluido, (porosidad).

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot \rho_f \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde ρ_b es la densidad total (bulk density), \emptyset es la porosidad como fracción, ρ_g es la densidad de grano (densidad de la roca seca) y ρ_f es la densidad del fluido, definida anteriormente.

La prueba de tomografía nos permite a su vez calcular el valor de la porosidad de la roca, en relación a los coeficientes de atenuación de la siguiente manera:

$$\emptyset = \frac{CTN_r^w - CTN_r^a}{CTN^w - CTN^a} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde, CTN_r^a es la atenuación de la roca seca, CTN^w es la atenuación del agua, CTN^a es la atenuación del aire y CTN_r^w es la atenuación de la roca saturada con agua.

Teniendo en cuenta que las dos ecuaciones descritas anteriormente guardan relación con términos en común, a continuación, se define la ecuación generalizada que define la densidad total " ρ_b " en términos de la saturación de aceite " S_o ".

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot S_o \cdot \rho_o + \emptyset \cdot (1 - S_o) \cdot \rho_w \quad \text{Ecuación 9}$$

Es de esta manera que funciona la metodología de Calgary, con especificaciones de calibración del experimento con el fin de obtener datos más precisos en los cálculos de saturaciones.

1.4.2. Metodología de Vinegar & Wellington para estimar saturaciones. Uno de los primeros trabajos donde se puede encontrar el uso de la TAC para la visualización de fluidos dentro de la roca son los de Wellington y Vinegar (Wellington y Vinegar, 1987) (Vinegar y Wellington, 1986). En estos artículos se presenta la ecuación para calcular saturación de fluidos en casos bifásicos. Ésta se puede deducir a partir de la definición de la atenuación lineal que se tienen en un vóxel compuesto por roca y espacio poroso, el cual está saturado por dos fluidos.

Por lo tanto, en una exploración topográfica única, la atenuación de rayos X se mide para una multitud de ángulos diferentes y se genera una imagen reconstruida de sección transversal que representa la atenuación de rayos X (número de CT) en vóxeles específicos (elementos de volumen) del material en un plano perpendicular al movimiento del escaneo.

La cantidad básica medida en cada píxel de una imagen de CT es el coeficiente de atenuación lineal, μ . Esto se define a partir de la ley de Beer:

$$\frac{I}{I_0} = \exp(-\mu h) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde I_0 es la intensidad de incidencia del rayo X, I es la intensidad remanente después que los rayos X pasan a través de un espesor h o de un patrón de imagen de coeficiente de atenuación lineal.

Los datos resultantes del CT son normalmente presentados en una escala internacional de unidades denominada Hounsfield (H) definida por el aire a -1000 [H] y el agua a 0 [H]. Cada

unidad Hounsfield representa un 0,1% de cambio en la densidad del material y es también conocido como un número CT (Wellington & Vinegar, 1987).

Cuando hay dos fases fluidas, basta un único barrido de energía para medir las dos saturaciones. Para la estimación de saturaciones bifásicas la energía ionizante tendrá un coeficiente de atenuación diferente tanto para el agua presente en el yacimiento como para el petróleo. Es decir,

$$\mu = \mu_w S_w + \mu_o S_o \quad \text{Ecuación 11}$$

Asumiendo que el medio poroso está ocupado solamente por agua y petróleo, se tiene:

$$S_w + S_o = 1 \quad \text{Ecuación 12}$$

Despejando S_w de la ecuación 12 y reemplazando en la ecuación 13:

$$S_o = \frac{\mu - \mu_w}{\mu_o - \mu_w} \quad \text{Ecuación 13}$$

La ecuación presentada se aplica, para cada corte o vóxel de las imágenes adquiridas, obteniendo así una distribución de saturaciones en el dominio de la roca.

Para estimar la saturación de aceite en la roca es necesario conocer la atenuación de la roca cuando se encuentra saturada totalmente de aceite y cuando se encuentra totalmente saturada de agua, por esto es necesario que, previamente al experimento, se escanee la roca totalmente saturada de aceite y totalmente saturada de agua. La ecuación (13) debe ser aplicada en un cálculo vóxel a vóxel, o corte a corte, por esto es importante que, en los diferentes escaneos, la roca se sitúe en la misma ubicación, para poder aplicar una superposición de imágenes.

Las ecuaciones sean para un sistema bifásico o trifásico son dependientes del coeficiente de atenuación másico por ende se debe garantizar una diferenciación entre el efecto Compton y el efecto fotoeléctrico; que puede ser efectuada con el uso de dopantes, generando una potencialización del efecto fotoeléctrico y de esta manera una diferencia notable de contraste en las imágenes obtenidas a alta y baja energía.

Por otro lado, los dopantes son fluidos de alto número atómico usados para la determinación de saturación bifásica, durante la caracterización dinámica de fluidos en medios porosos usando tomografía computarizada.

1.5. Software de visualización

Se necesita de mucha información para hacer un análisis eficaz de las imágenes obtenidas mediante la tomografía computarizada (CT), por tal razón se hace necesario el uso de herramientas de visualización o software de visualización. Dicho software puede brindar diferentes elementos de análisis y estos pueden variar de acuerdo a los objetivos de análisis planteados por el analista de imagen. En este caso para la estimación de saturaciones in situ, usaremos como software de visualización IMAGE J, el cual nos permitirá realizar un análisis cualitativo de la muestra gracias a la reconstrucción en 3D de las imágenes obtenidas con la CT.

ImageJ es un programa informático de tratamiento digital de imagen orientado principalmente hacia el ámbito de las ciencias de la salud. Se trata de un software de dominio público y de código abierto desarrollado en lenguaje Java. (Sánchez, 2014) Incluye por defecto potentes herramientas para editar, procesar y analizar imágenes de casi cualquier tipo y formato. Sin embargo, su mayor virtud reside en su extensibilidad: las funcionalidades de ImageJ pueden ampliarse hasta resolver

casi cualquier problema de tratamiento digital de imagen mediante macros, scripts y, especialmente, plugins programables en lenguaje Java gracias a la API que ofrece.

1.6. Balance de materia

Las ecuaciones de balance de materia son herramientas valiosas matemáticamente desarrolladas para realizar predicciones en un yacimiento. La ecuación de balance de materiales, como su nombre lo indica, es simplemente una ecuación en la cual se ha llevado a cabo un balance de materiales o un inventario de los fluidos de un yacimiento. Una forma común del balance de materiales es aquel que desarrolla un balance basado en el aceite que hay en el yacimiento como sigue:

$$\text{Aceite inicial in-situ} = \text{Aceite producido} + \text{Aceite remanente} \quad \text{Ecuación 14}$$

Para poder aplicar un balance de materia se deben considerar los siguientes aspectos:

- i. Volumen poroso constante. No existe compactación ni subsidencia
- ii. El PVT es representativo del yacimiento
- iii. Proceso isotérmico
- iv. C_w y C_t son despreciables
- v. Se considera equilibrio termodinámico
- vi. Dimensión cero (modelo de yacimiento tipo tanque)

2. Desarrollo experimental

El experimento consiste en inyección de aceite en una roca totalmente saturada de agua hasta llevar a saturación irreducible de agua (drenaje), para posteriormente, inyectar agua para desplazar el aceite (imbibición); los dos desplazamientos se realizan a tasa de 0.25 cc/min. Las propiedades más relevantes de la roca y los fluidos utilizados pueden encontrarse en la Tabla 1. En este caso, la salmuera preparada contiene 15000 ppm de yoduro de sodio.

Tabla 1

Propiedades de la roca y fluido

Propiedad	Valor	Unidad
Propiedades de la roca		
Largo	146,875	mm
Diámetro	38,222	mm
Condiciones de experimento		
Temperatura	21	°C
Presión de confinamiento	1000	PSI

2.1. Recopilación de información de la muestra

La información del desarrollo experimental se encuentra dividida en: las imágenes CT de cada uno de los cortes realizados a la muestra, los datos petrofísicos (son debido a análisis anteriormente realizados), y las visualizaciones en 2D y 3D de la muestra; su respectivo análisis con la demás

información, fueron realizados por el grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburos de la escuela de petróleos.

La muestra a utilizar es una arenisca consolidada de la formación Mirador, para lo cual se requiere que la roca presente una permeabilidad absoluta de más de 100 mD, esto con el fin de garantizar un buen régimen de flujo a través de la misma. Además, por el arreglo experimental del equipo, es necesario que la muestra cumpla con las medidas del coreholder.

En la figura 3 se muestra la roca real con su nombre, la cual fue utilizada en la aplicación de la técnica de tomografía computarizada



Figura 3. Muestra de roca tipo tapón. Fuente: GMPH-UIS

2.2. Preparación de muestra y equipo

Para que se pueda realizar la estimación de las saturaciones durante el experimento, es necesario que ciertos procedimientos se cumplan durante la adquisición de las imágenes y de la información en general. A continuación, en esta sección encontramos el procedimiento a seguir.

Se requiere un escáner médico multicorte de mínimo 64 cortes axiales por rotación, de tercera o cuarta generación con la capacidad de realizar slice cada 0.5 mm. El equipo debe tener energía graduable, de manera que se pueda realizar escaneo a energía alta (120 - 140 kV) y a energía baja (80 – 100 Kv).

Antes de realizar desplazamientos en la roca con alguno de los fluidos, es necesario escanear la roca seca con el fin de conocer características estáticas tales como la densidad de grano " ρ_g ", distribuciones espaciales y posibles canales de flujo, y establecer la dependencia lineal entre CT_n y ρ , Estas propiedades calculadas a partir de los coeficientes de atenuación son parte importante del proceso ya que más adelante se necesitará esta información para hacer los cálculos; este producto hasta el momento se llama primera adquisición.

Posteriormente se satura la roca con salmuera dopada, la cual volvemos a escanear, teniendo así, las imágenes de una segunda adquisición, esto nos permitirá conocer la densidad de la salmuera " ρ_w ".

Luego se realiza un desplazamiento de la salmuera con el aceite mineral, adquiriendo así las imágenes respectivas de la roca totalmente saturada de aceite; también se escanean los fluidos solos (sin estar dentro de la roca), con el fin de medir sus atenuaciones.

La prueba se realiza en el sistema CFS 700-CT, control de presión de confinamiento y temperatura, un coreholder de titanio (transparente a los rayos-X debido a su nivel de atenuación) y un separador bifásico con sistema de video tracker, integrados con un escáner médico General Electric de cuarta generación, con captura helicoidal de 64 cortes por rotación (GE Optima 660).

El experimento consiste en inyección de aceite en una roca saturada de salmuera (drenaje), y luego un desplazamiento de aceite inyectando salmuera (imbibición); los dos desplazamientos se

realizan midiendo la recuperación, cada $0,1VP_i$ hasta alcanzar ruptura, punto en el cual la medición de recuperación se empieza a realizar cada $0,5VP_i$.

Seguidamente para la estimación de saturaciones, las imágenes son cargadas en Image-J, con el propósito de realizar los análisis de artefactos (nombre técnico que reciben los errores en la medición) obtenidos durante el experimento y también calcular los valores de atenuación de la roca en cada una de las etapas del proceso, y con estos coeficientes de atenuación, llevar a cabo los cálculos con cada una de las metodologías planteadas y al final de obtener los resultados de saturación, hacer la validación de los mismos con el método de balance de masa.

2.3. Desplazamiento y adquisición de imágenes

Para la correcta interpretación de los experimentos es necesario realizar adquisiciones de imágenes en tiempos definidos de éste, ya que estos puntos son necesarios para las estimaciones posteriores de saturación.

Las imágenes de tomografía obtenidas se procesan utilizando el software ImageJ, el cual permite un análisis estadístico de áreas concretas de las mismas.

Para la estimación de saturaciones, las imágenes son cargadas en Image-J, con el fin de obtener los valores promedio de atenuación de la roca en diferentes tiempos y a diferentes distancias, para esto, es necesario la definición de un área de interés o ROI (*region of interest*), de manera que el software sólo analice la información correspondiente a la roca y omita todo lo demás.

2.4. Adquisición de los coeficientes de atenuación

Las imágenes de las muestras tomadas para este estudio por el proyecto de tomografía que realiza ECOPETROL con ayuda del grupo de investigación GMPH son de vital importancia, ya que de estas se extraerán los coeficientes de atenuación, los cuales son la base para esta investigación y para la realización de las metodologías.

Es importante señalar que se escanean los fluidos separados de la roca, con el fin de medir sus atenuaciones.

La técnica usada fue basada en el uso del software de visualización ImageJ, el cual además de cargar y mostrar las imágenes de los cortes en 2D y de las muestras tipo tapón en 3D, permite extraer los coeficientes de atenuación de una manera rápida y confiable para su posterior análisis. Se debe tener en cuenta que las imágenes utilizadas para la extracción de los coeficientes de atenuación o números CT corresponden al escaneo realizado por el tomógrafo en alta energía, ya que está relacionada con la densidad total que presenta la muestra.

La extracción de los valores de coeficientes de atenuación promedio para cada imagen de la muestra, se explica en el siguiente proceso:

Debido a la presencia del coreholder en las adquisiciones, cada uno de los slices presenta un artefacto asociado llamado “Beam Hardening” lo que en español se traduce como endurecimiento de rayo. Esto se explica teniendo en cuenta que el haz de rayos emitido por el tomógrafo es un haz policromático y en condiciones ideales el haz de rayo debe ser monocromático con el fin de que los receptores midan la atenuación en cada imagen sin este error.

Para explicar este artefacto la figura 4 muestra como en un slice de la muestra seca dentro del coreholder en la primera adquisición se aprecia el efecto del Beam Hardening haciendo un aumento en el contraste de la imagen.

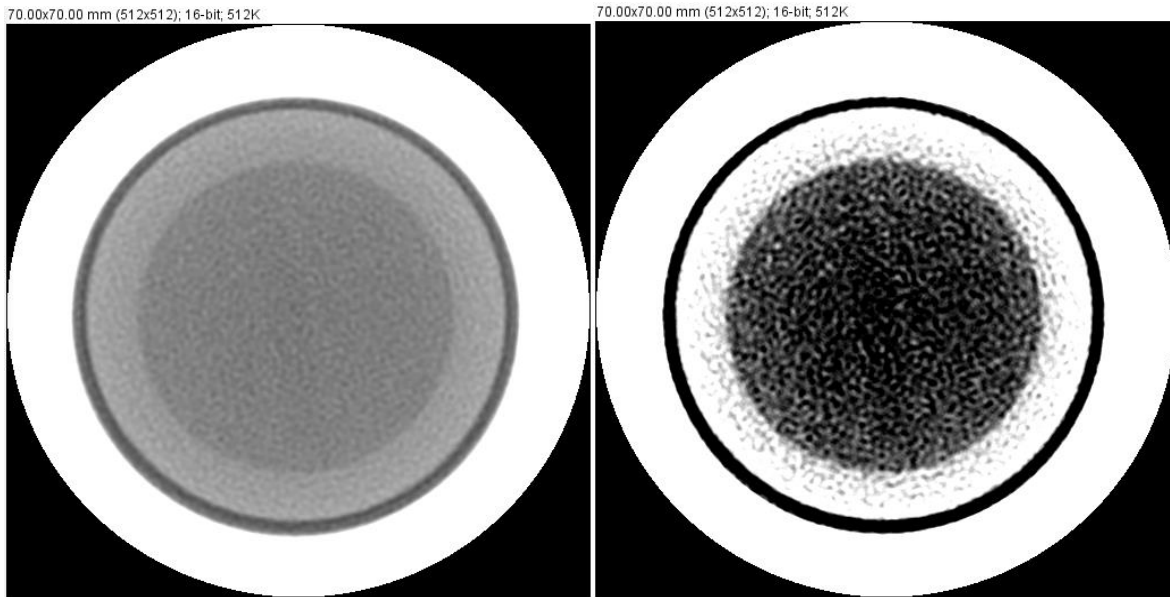


Figura 4. Efecto Beam Hardening

La figura 4 fue tomada a la muestra B-81 en la primera adquisición mientras la roca estaba totalmente seca con el fin de conocer propiedades estáticas, establecer relación lineal entre la densidad y el número CT de la muestra, corresponden al slice número diez.

Las imágenes fueron tratadas con el software ImageJ y hasta el momento el tratamiento consistió en modificar los niveles de contraste y brillo para que el efecto de Beam Hardening fuera más fácil de apreciar; el orden de los elementos presentes en la imagen circular de afuera hacia adentro es: en la parte exterior de una tonalidad bastante clara debido a su alto coeficiente de atenuación está el coreholder de titanio, seguido de una delgada línea bastante más oscura que es el líquido de confinamiento (este líquido no está en contacto directo con la muestra). Para que la prueba se realice a los 1000 psi anteriormente planteados, el líquido está en contacto con la manga de caucho dentro de la cual se encuentra la muestra, esta manga presenta un coeficiente algo más bajo que la muestra y es debido a ella que se produce el artefacto y en la parte central de la imagen con un círculo igualdad aparente en coeficiente de atenuación esta la muestra en estudio.

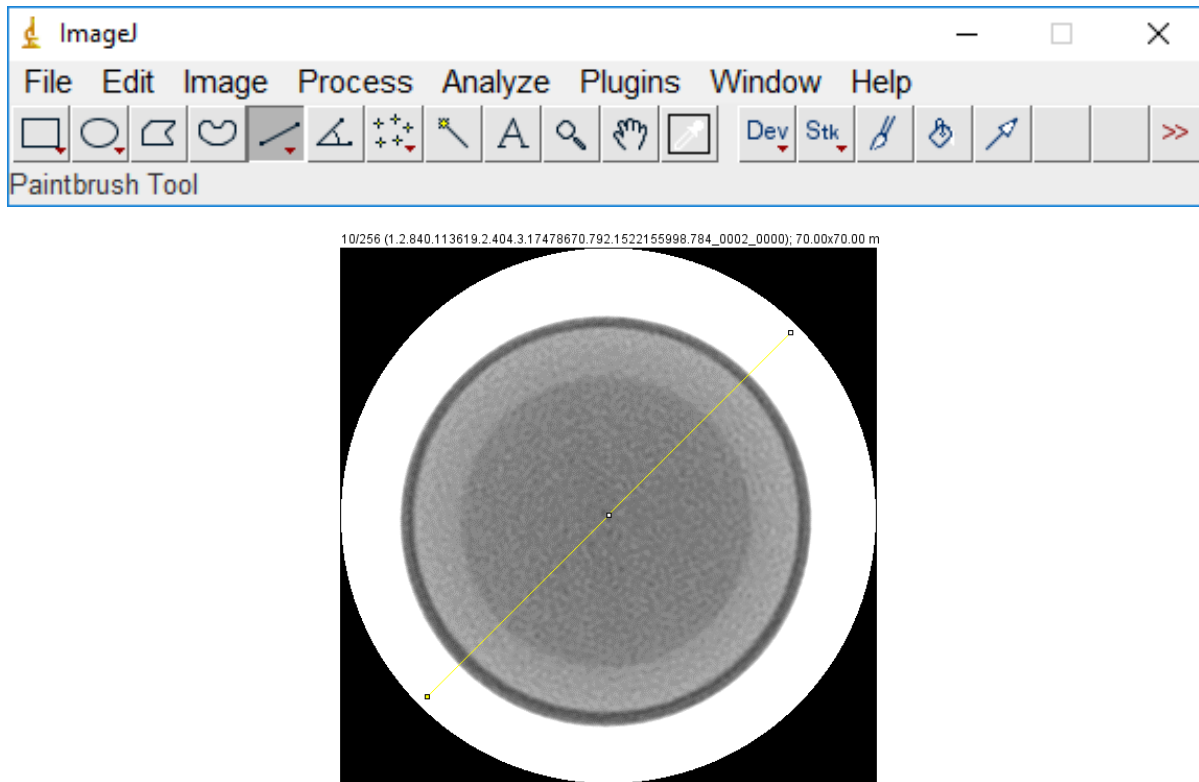


Figura 5. Corte lineal.

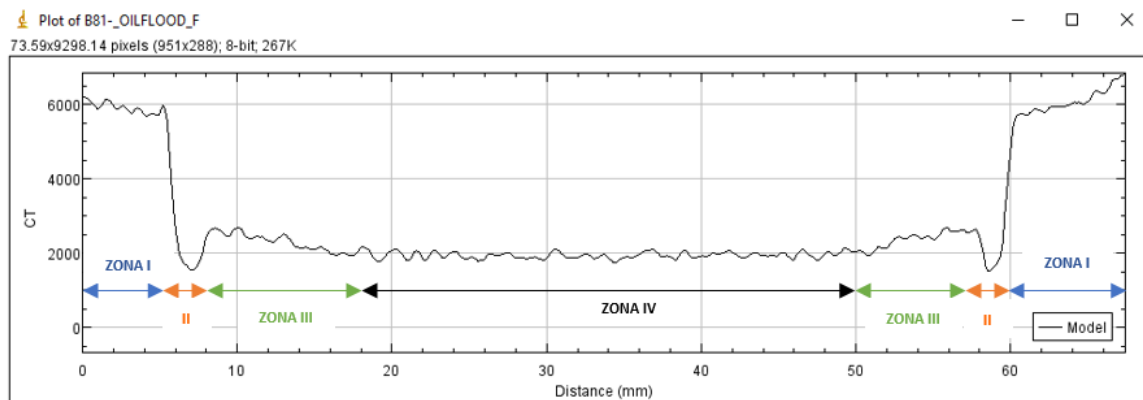


Figura 6. Número CT vs Longitud del corte

En la figura 5 muestra en menú de opciones que brinda el software ImageJ para el tratamiento de las imágenes, en este caso elegimos la opción “Straight” que sirve para crear un corte sobre el cual mediremos los coeficientes de atenuación en cada uno de los puntos que la componen.

La línea que está marcada en la figura 5 es un corte inclinado al slice con el fin de medir los coeficientes de atenuación a lo largo de ella y se ven representados gráficamente en la figura 6, donde el eje vertical es el número CT graficado en función de la longitud de la misma, esto con el fin de representar gráficamente las cuatro regiones de diferentes coeficientes.

De esta forma, se tiene la zona I representada en los intervalos de 0-5mm y 60-68mm los cuales hacen referencia al coreholder con un número CT promedio de 5938; luego la zona II que hace referencia al líquido de confinamiento que en este caso fue agua destilada, está en los intervalos 5-8mm y 57-60mm con un coeficiente promedio de 1568; la zona III es la manga de caucho donde está posicionada la muestra en los intervalos 8-18mm y 50-57mm con un coeficiente promedio de 2594; y la zona IV es la zona de estudio y está en el intervalo 18-50mm con un coeficiente promedio de 1942.

Para evitar este artefacto se establece una región de interés ROI (Region Of Interest) por sus siglas en inglés, región dentro de la cual no se aprecien las afectaciones del endurecimiento de rayo, esto con el fin de no tener en cuenta la afectación en el coeficiente de atenuación debido a la zona III, y ese mismo ROI es el que se usará para el análisis de las demás adquisiciones para comparar los datos de la misma parte de la roca, considerando que la muestra no se movió en relación al equipo durante las adquisiciones y durante las mismas así:

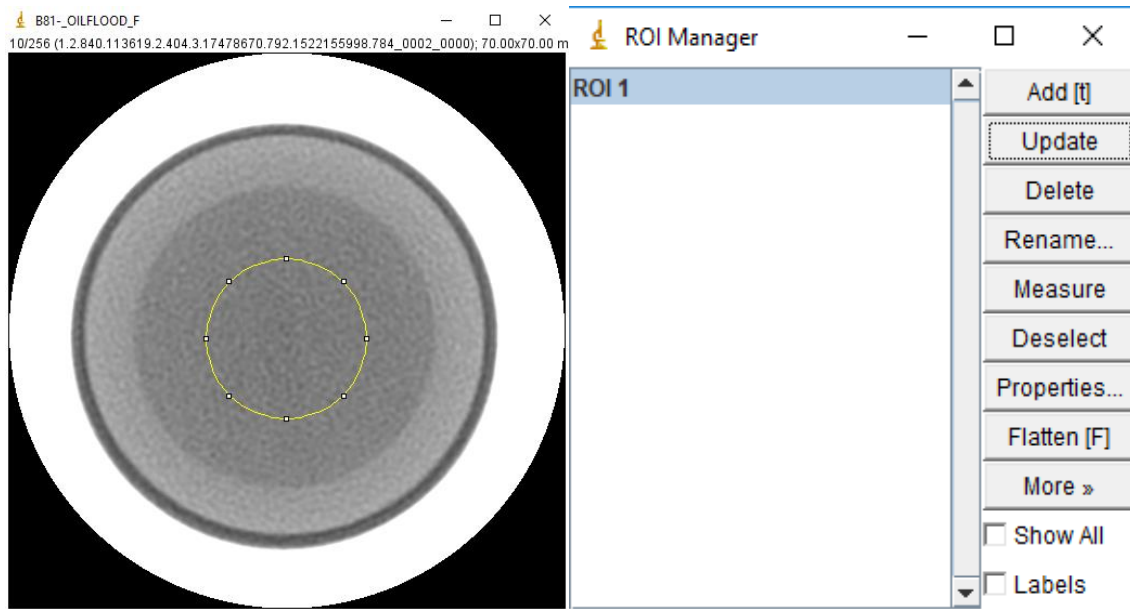


Figura 7: Estableciendo el ROI.

Dentro del ROI anteriormente establecido en la figura 7 se realizarán todos los cálculos teniendo en cuenta que no está presente el endurecimiento de rayo.

3. Procesamiento de las imágenes

En este capítulo se detalla el proceso que se llevó a cabo con el fin de llegar a cumplir los objetivos específicos de este trabajo de investigación, para alcanzar este fin, fue necesario el uso del software ImageJ para el análisis de los datos recolectados en la etapa del desarrollo del experimento.

3.1. Manipulación de los coeficientes de atenuación

A continuación, el proceso que se llevó a cabo con cada una de las adquisiciones se detalla paso a paso, desde el software utilizado hasta obtener los valores de saturación utilizando cada una de las metodologías planteadas.

Ya habiendo establecido un ROI para evitar el endurecimiento de rayo, se procede a obtener los valores de atenuación promedio de cada uno de los slices de la muestra así:

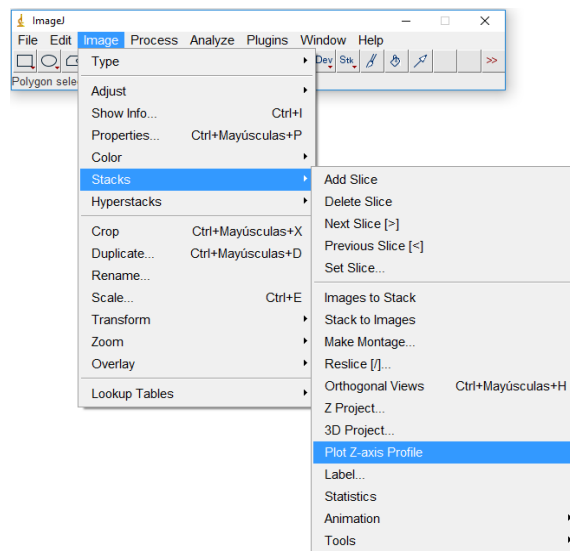


Figura 8. Obtención de los valores de atenuación promedio.

En la figura 8 se nota el panel de opciones del programa ImageJ con el cual se hace el tratamiento de las imágenes. En la pestaña llamada “Image” se despliega una serie de opciones las cuales se pueden utilizar con el fin de modificar y obtener datos producto de la adquisición. Dentro de estas opciones usamos “Stacks” que trata del uso que se le puede dar al paquete de slices que tiene cada carpeta, además de eso, se cargan las imágenes como una serie continua; es decir, a cada una de las imágenes el software se encarga de posicionarlas de manera continua ; dentro de las pestañas que pertenecen Stacks se usa “Plot Z-axis Profile” el cual como variable de salida otorga una ilustración correspondiente al valor de atenuación promedio de cada slice en contraste con la longitud de la muestra.

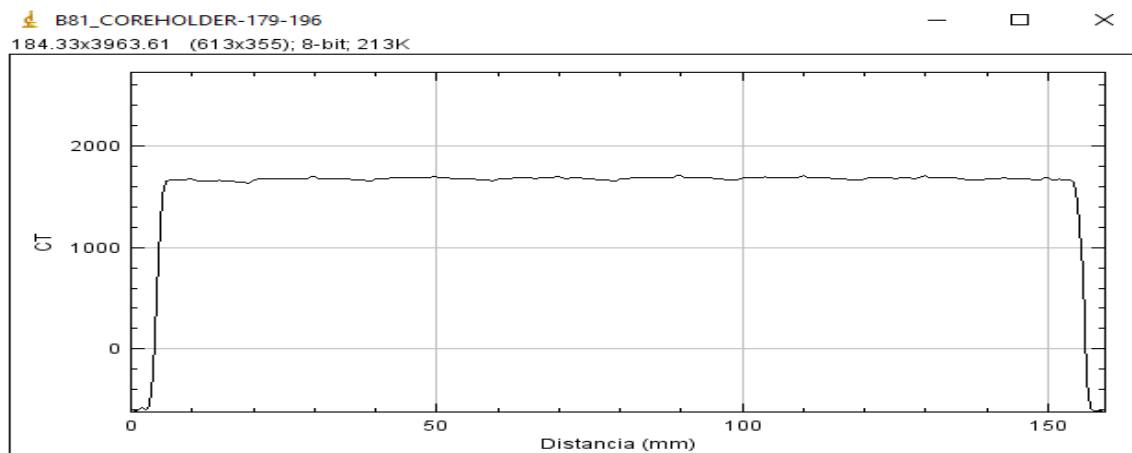


Figura 9. Número CT promedio vs Longitud de muestreo.

Para todas las corridas de fluidos a través de la muestra se mantuvo la misma posición además de la misma configuración en relación a la zona de muestreo, es decir, cada uno de los paquetes de imágenes cuenta con 256 slices y cada uno de ellos debido a la resolución del tomógrafo tiene un espesor de 0,625 mm lo cual nos da una zona de muestreo con una longitud de 159,375 mm.

La muestra B-81 tiene una longitud de 146,875 mm; al ser menor la longitud de la muestra que la longitud de la zona de escaneo, eso genera unos datos que no han de ser tenidos en cuenta por el análisis ya que por la parte de la base son referentes al cabezal de inyección y en el tope hacen referencia al cabezal de producción que además sostiene la muestra fija en su lugar durante todos los desplazamientos.



Figura 10. Ruido longitudinal.

En la figura 10 muestra el tratamiento del ruido longitudinal que presentan los datos debido a la diferencia entre la longitud de la zona de muestreo y la longitud de la roca misma, esto es necesario además del tratamiento realizado axialmente para evitar el efecto del endurecimiento de rayo y en la imagen anterior a esta se aprecia que el ruido está presente en un tramo inicial y uno final de la gráfica ya que hasta el momento no se han restringido los slices necesarios para trabajar con datos solo de la muestra.

Producto del análisis de las imágenes que están representadas en la gráfica, es necesario realizar una discretización de las imágenes partiendo de la base, dentro de las cuales ocho slices hacen parte de la paredes del coreholder y dos más presentan aún Beam Hardening, por lo cual es necesario obviar el comportamiento de los diez primeros slices para el análisis de los datos, así como en el

tope las últimas diez imágenes no presentan un comportamiento acorde con los coeficientes de la muestra, sus coeficientes son muy altos, lo cual da a entender que hacen parte del cilindro pistón por lo cual tampoco se tendrán en cuenta.

Es de esta forma como a través del software, se discretizan los slices necesarios para trabajar con la zona de la muestra sin ruido. Fue necesario omitir el comportamiento de veinte slices, diez a partir de la base y diez antes del tope:

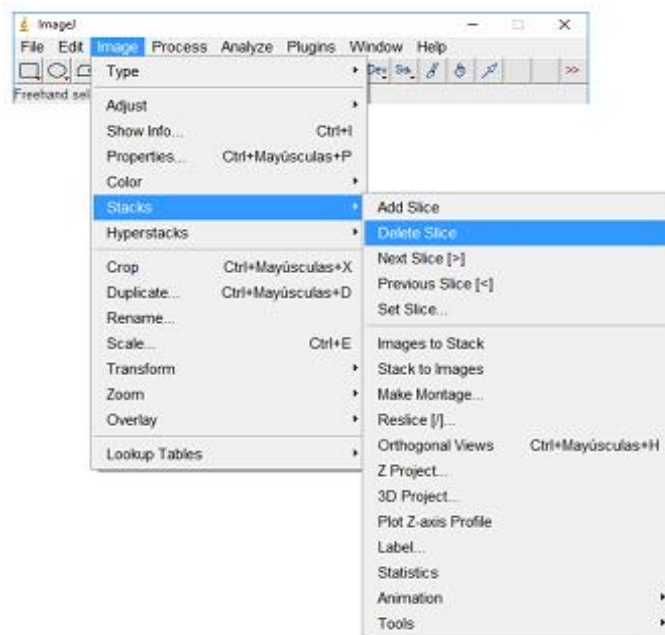


Figura 11. Omitir slices de ruido.

El tratamiento anteriormente realizado al igual que el establecimiento del ROI, se hace para cada una de las adquisiciones durante el experimento para contar con la misma zona de estudio. De esta manera la gráfica que relaciona los coeficientes promedio de la figura 12 teniendo en cuenta solo el área de estudio, queda de la siguiente condición:

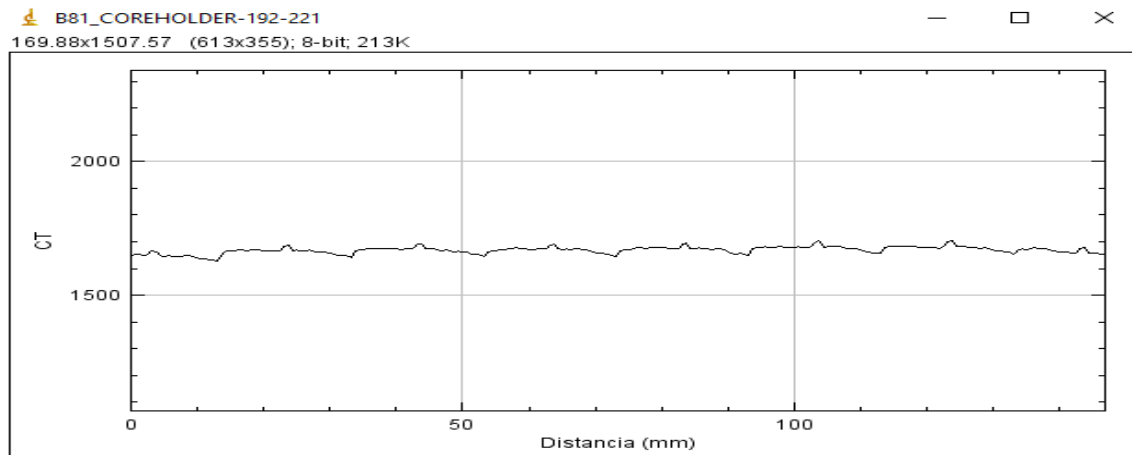


Figura 12. Número CT promedio vs Longitud de la muestra.

Y es así como obtenemos los valores de coeficientes de atenuación promedio por slice de toda la muestra a estudiar sin tener en cuenta los ruidos axiales ni longitudinales propios de la naturaleza del experimento, y sobre esta área de interés ya definida se aplican las metodologías a experimentar con el fin de estudiar el comportamiento de las saturaciones en cada una de ellas, teniendo en cuenta la misma región de estudio.

Además de los ruidos hasta el momento presentados (axiales y longitudinales), el escáner médico de cuarta generación GE Optima 660 cuenta con 32 pares de emisores y receptores de los rayos X a lo largo de la sección multicorte del gantry y cada uno de estos pares se calibra automáticamente teniendo en cuenta también su posición angular para el análisis numérico del algoritmo que ofrece como valores de salida. La reconstrucción de las imágenes de cada uno de los slices; si bien la mesa no se mueve axialmente dentro del gantry, si tiene un movimiento longitudinal a intervalos a lo largo de la parte central del mismo, esto hace que los ciclos de detectores multicorte generen automáticamente un artefacto asociado a ese movimiento que se presenta en una repetitividad de un patrón durante el estudio de los coeficientes de atenuación, pero

este artefacto no representa ruido en sí, más es importante suprimirlo porque afecta el análisis global de los datos.

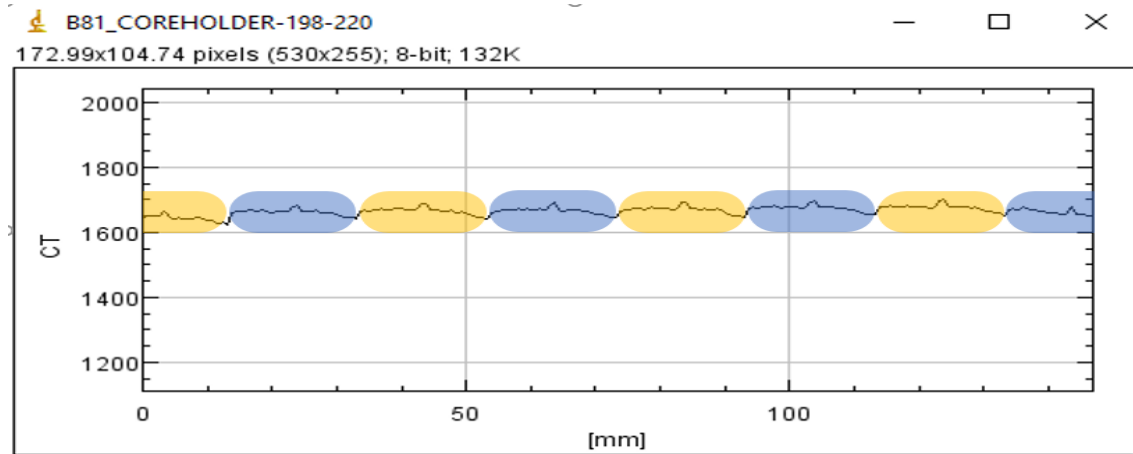


Figura 13. Patrón Core Holder.

Gráficamente el artefacto se nota con la repetición de un punto mínimo y uno máximo a cada uno de los movimientos de la mesa durante el proceso de la adquisición de las imágenes, es por esto que esos valores no son propios de la naturaleza del área de estudio. El tratamiento a realizar con este tipo de artefacto es omitir manualmente los valores que están fuera del comportamiento normal de atenuación y de esta manera se reduce más aún la nube de datos a obtener y es más pertinente el estudio. Dicho procedimiento al igual que los dos anteriores, se llevan a cabo en cada una de las adquisiciones. A la par, durante el drenaje se graficó cada uno de las tomas de imágenes sin la supresión de este artefacto y también una figura con el tratamiento ya realizado para observar de forma detallada el resultado del proceso.

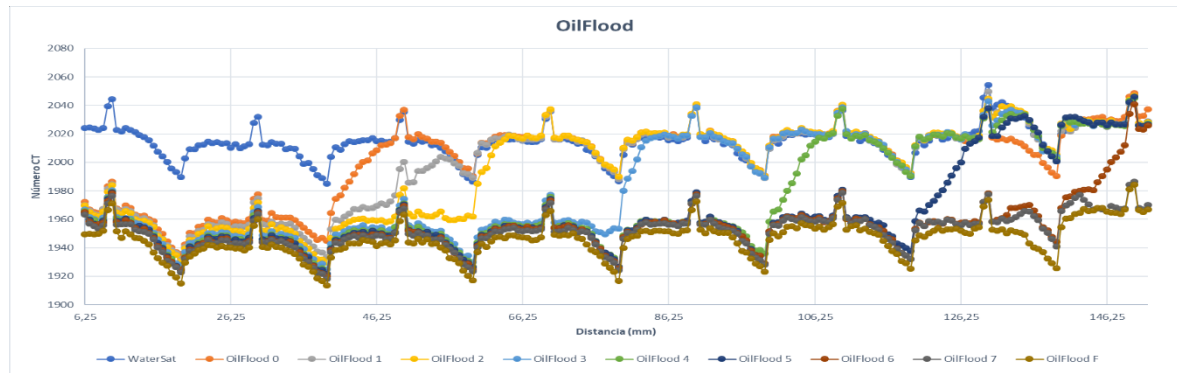


Figura 14. Oilflood.

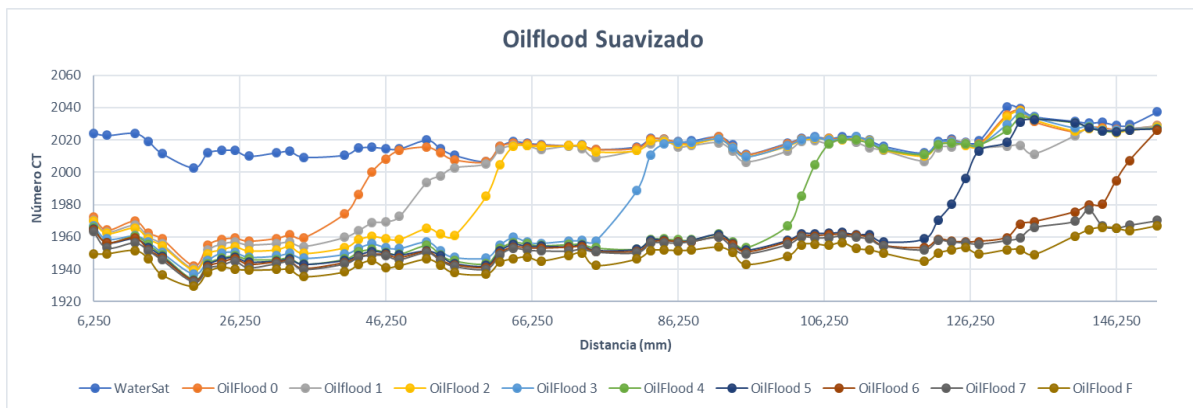


Figura 15. Oilflood Suavizado.

Producto del tratamiento realizado a la muestra B-81 el software ImageJ permite realizar una visualización en tres dimensiones de la compilación de los slices En las siguientes imágenes se nota el ruido axial “Beam Hardening” y el ruido longitudinal explicado en la figura 8, además de los perfiles de visualización en cada una de las tres dimensiones.

Así, la figura 17 muestra un corte axial central de la muestra en el plano XY y dos cortes longitudinales correspondientes a los planos XZ Y YZ, en cada uno de los cortes se distingue el ruido producido por los artefactos definidos con anterioridad; específicamente en el plano XY se nota que hace presencia el coreholder, el espacio para confinamiento, la manga y la roca, es en este

corte donde se hace la especificación del endurecimiento de rayo mientras que en los planos XZ y YZ se nota en el tope y en la base de cada una de las imágenes, los slices que no son representativos a la muestra, los cuales han de ser omitidos del estudio.

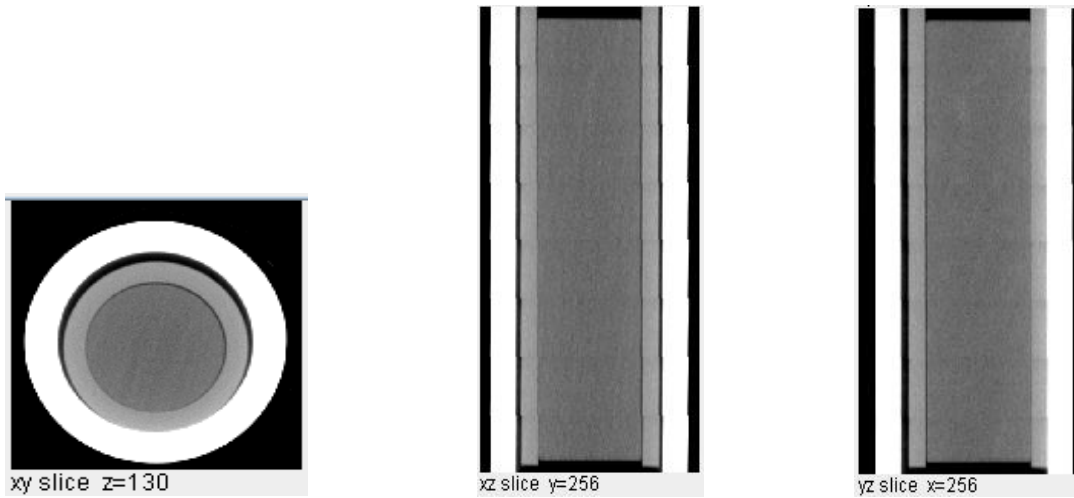


Figura 16. Perfiles de muestra con ruido.

La figura 16 muestra la construcción espacial de las imágenes en dos dimensiones de la muestra antes del tratamiento, en ella se diferencian con colores los distintos valores de atenuación, esto permite identificar gráficamente que está compuesta por diferentes materiales, además de ruido esperado en la parte externa del coreholder debido también al endurecimiento de rayo.

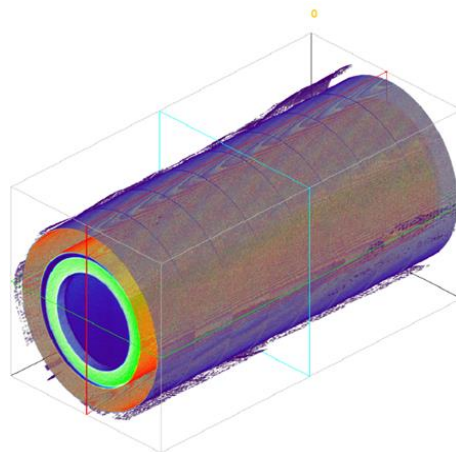


Figura 17. Visualización 3D de muestra con ruido

Esta área de estudio hasta el momento no es la indicada para analizar debido a que está siendo afectada por varios fenómenos físicos que les agregan ruido a las mediciones, luego de la disminución de ese ruido a unos niveles aceptables, se produjo también perfiles del área a estudiar, así como también la visualización 3D de la misma área.

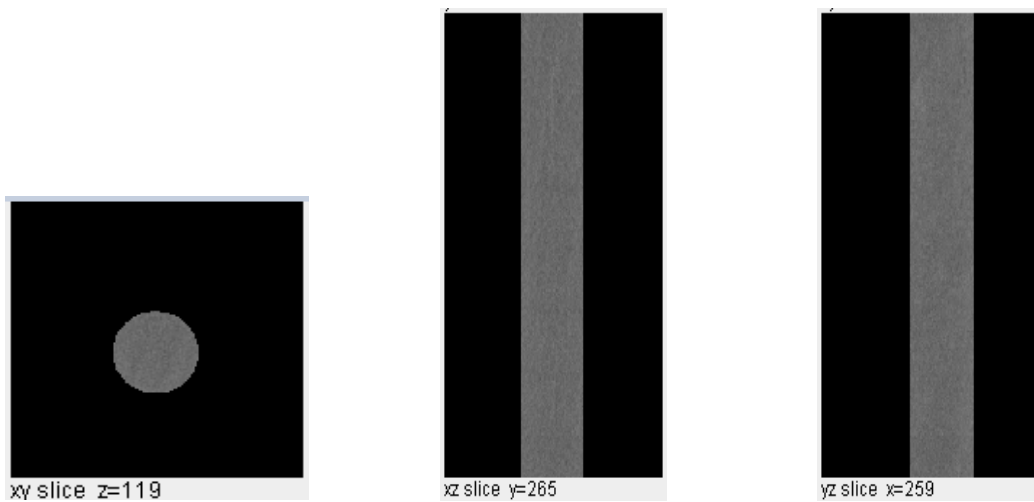


Figura 18. Perfiles de muestra sin ruido.

Luego del tratamiento de las imágenes se presentan los cortes observados en la figura 18, los cuales permiten observar que el área axial de estudio ilustrada por el plano XY está libre del error ocasionado por el endurecimiento de rayo, así como también los planos XZ y YZ sin el ruido longitudinal generado por la diferencia de longitud de escaneo del equipo y la longitud de la muestra, generando la siguiente visualización espacial.

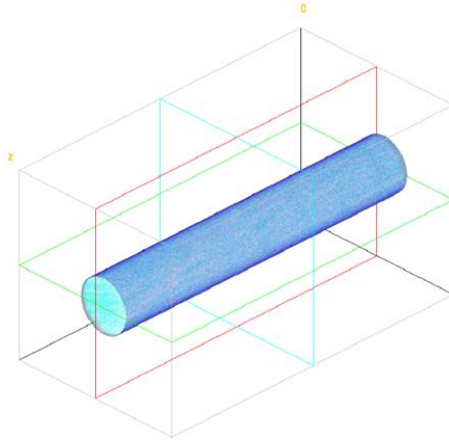


Figura 19. Visualización 3D de muestra sin ruido

La compilación de los slices adquiridos de la muestra luego de un proceso de supresión de ruido y ajustes de las imágenes permite obtener la reconstrucción en tres dimensiones del área a estudiar y se representa en la figura 19, donde visualmente se nota un coeficiente de atenuación promedio más uniforme, lo que era de esperarse al no tener ningún flujo aún.

Este proceso de análisis de imágenes se lleva a cabo para cada una de las adquisiciones producto de los distintos desplazamientos a los cuales se ve sometida la muestra para de esta manera, obtener resultados con un grado de certeza lo suficientemente alto para posteriormente hacer la estimación de las saturaciones con cada una de las metodologías ya definidas.

3.2. Aplicación de la Metodología de la Universidad de Calgary

Ya definida teóricamente la metodología de la Universidad de Calgary para estimar saturaciones por medio del uso de imágenes de tomografía computarizada durante los desplazamientos, esta sección consta del proceso realizado con los datos obtenidos del experimento con el fin de aplicar la metodología.

En primera instancia la metodología consta de asumir una relación lineal entre la densidad de la muestra estudiada teniendo en cuenta su número CT, se establece la fórmula que modela esa relación lineal con el fin de que esa asunción se cumpla durante las demás adquisiciones, el propósito es calcular los coeficientes que satisfagan la relación por lo cual se establece la siguiente fórmula:

$$\rho_b = \alpha \cdot CT_n + \beta \quad \text{Ecuación 15}$$

Para modelar la ecuación basta con calcular los coeficientes α & β , es por esto que además de las adquisiciones a la muestra se hizo una corrida con cuatro materiales de características conocidas para establecer esa relación lineal, para esto se utilizaron los siguientes cuatro materiales:

- Acetona
- Agua destilada
- Muestra B-31
- Aluminio



Figura 20. Materiales de calibración.

En este punto es importante aclarar que esta adquisición se realizó antes de montar la muestra de estudio en el equipo, es por esto que el ROI utilizado para el estudio de esta adquisición es distinto, buscando suprimir el efecto del endurecimiento de rayo en cada uno de los materiales presentes en la adquisición.

Producto de ese escaneo, analizando las imágenes con el software ImageJ se obtuvo el siguiente perfil de número CT contra la longitud del área de medición:

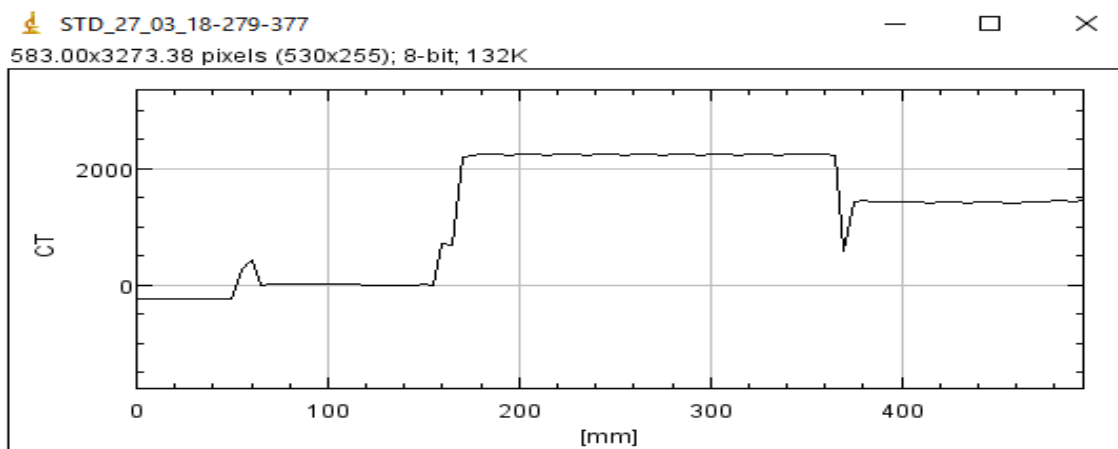


Figura 21. Número CT promedio vs Longitud (calibración), elaborado en imageJ. Proyecto de tomografía de la escuela de ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Se aprecia en la imagen los números CT de cada uno de los materiales estudiados, sin embargo, es necesario seccionar la imagen para de esta forma hallar el promedio de número CT de cada uno de los materiales por separado y además de eso se requiere la densidad total de cada uno de ellos para la calibración y estimación de la dependencia lineal, es de esta forma como se construye la siguiente tabla:

Tabla 2

Valores de calibración

	Número CT	Densidad, Kg/m ³
Acetona	-238,469	787,275
Agua destilada	5,312	997,52
Muestra B-31	1428,964	2055
Aluminio	2249,549	2695,75

Con los datos de la tabla 2 se procede a hacer la gráfica de los datos y sobre la gráfica se genera la regresión, que en este caso es lineal debido a que la metodología lo plantea de esa forma y es así como se obtiene la siguiente figura:

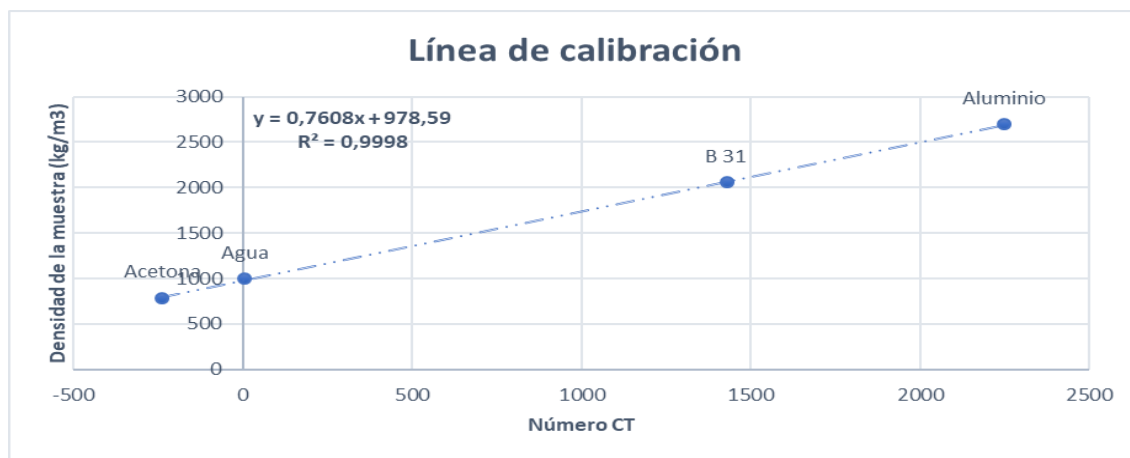


Figura 22. Número CT vs Densidad (Calibración).

Con los cuatro puntos se construye una ecuación que modele ese comportamiento y que satisfaga el comportamiento linealmente esperado por los datos y la ecuación que los modela es la siguiente:

$$\rho_b = 0,7608 \cdot CT_n + 978,59$$

Ecuación 16

Ya establecidos los coeficientes $\alpha = 0,7608$, $\beta = 978,59$ se trabajará con esta ecuación como ecuación de calibración para el experimento o como modelo de dependencia lineal entre número CT y densidad de la muestra.

Sin embargo, esta calibración se hace con las medidas de las propiedades de los materiales por fuera del coreholder y todo el desarrollo experimental de los desplazamientos se da dentro, por lo cual es muy importante hacer una corrección en la ecuación de calibración para tener en cuenta este efecto producto del confinamiento y que el rayo debe atravesar dos veces la pared del coreholder desde los emisores hasta los detectores del tomógrafo. Es por lo anterior, que la siguiente figura muestra la información del coeficiente de atenuación promedio dentro y fuera del coreholder para la muestra de calibración, y con esta diferencia entre los dos valores se corrige la ecuación de calibración.

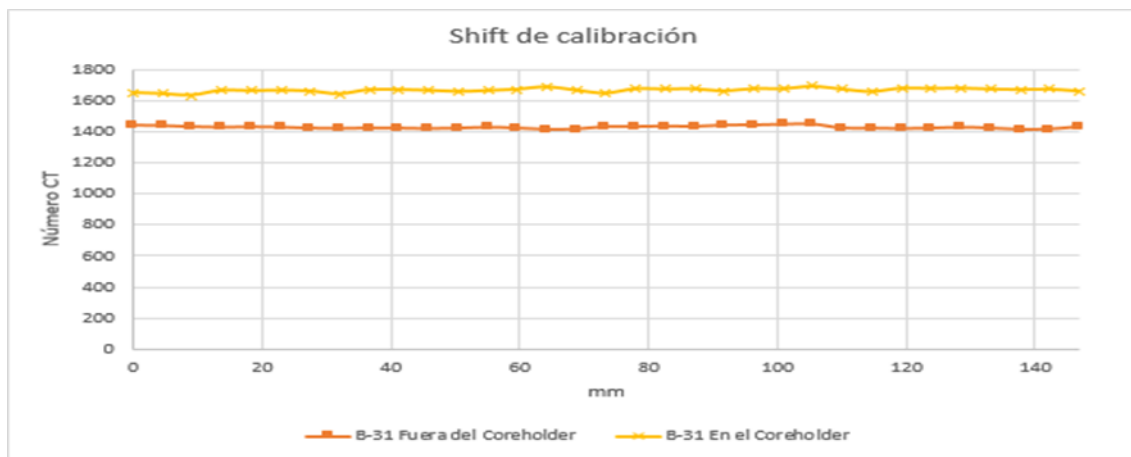


Figura 23. Shift de calibración.

Al estar dentro del coreholder se nota que la muestra de calibración subió su número de atenuación de un promedio del coeficiente de atenuación de 1428,964 a un coeficiente promedio

de 1668,389 producto de la presencia del coreholder, explicado anteriormente, este shift de calibración se le aplica a la ecuación de calibración de la siguiente manera:

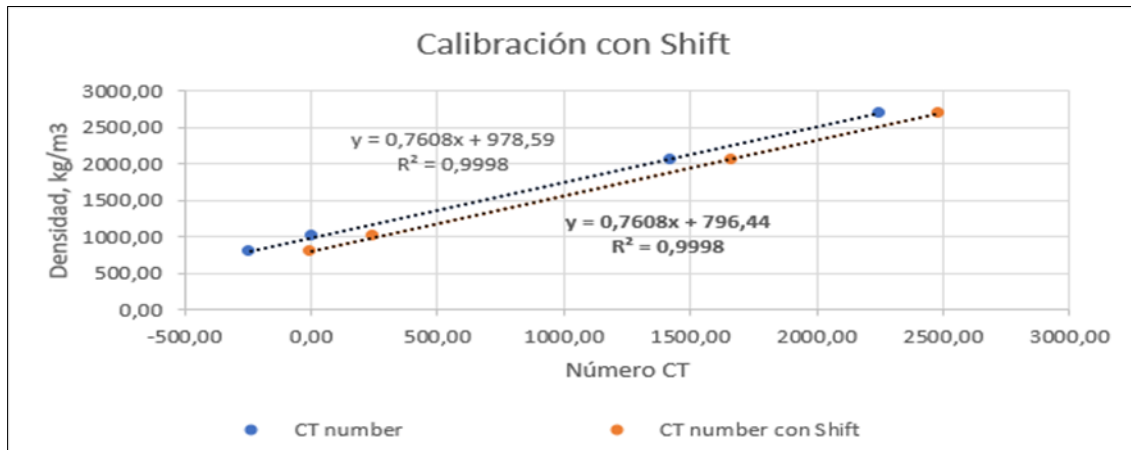


Figura 24. Calibración con shift.

Gracias a este procedimiento, la ecuación a utilizar para el desarrollo de la metodología se modifica y queda de la siguiente manera:

$$\rho_b = 0,7608 \cdot CT_n + 796,44$$

Ecuación 17

Quedan de esta forma, fijos los coeficientes de la siguiente manera $\alpha = 0,7608$, $\beta = 796,44$ y es con estos valores que trabaja como ecuación de calibración de dependencia lineal.

A continuación, durante el proceso de desplazamiento del aceite con agua “Imbibición” se realiza una adquisición de imágenes y estas son procesadas, realizando la eliminación del ruido presente en ellas y luego se obtienen los valores de número CT promedio en cada uno de los slices

Durante la imbibición, el equipo realiza diez tomas de imágenes, el tomógrafo se programó para realizar una toma de imágenes cada 6 minutos, y es así como se visualiza el frente durante todo el desplazamiento gracias a las imágenes.

El proceso de análisis de los datos obtenidos explicado anteriormente otorga no más que el valor del número CT promedio para cada slice, en la siguiente figura se representa los valores de CT en relación a la longitud de la muestra, y se establece una serie para cada una de las corridas de imágenes dentro de la primera adquisición.

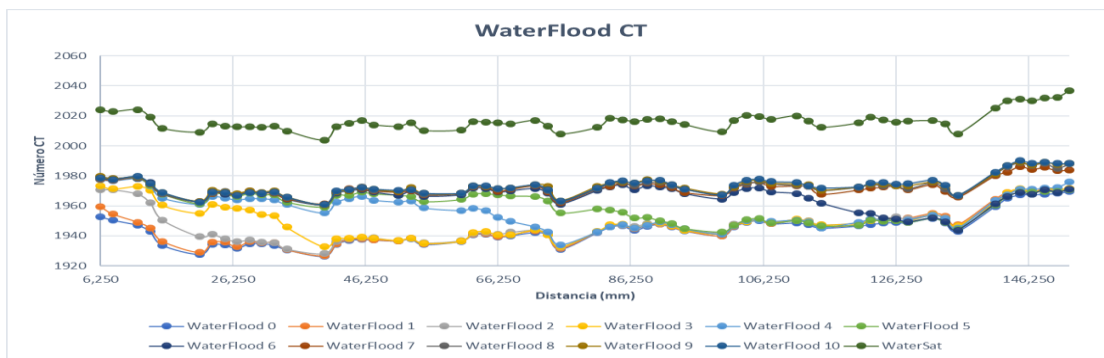


Figura 25. Waterflood.

La figura 25 es una gráfica que relaciona el número CT promedio de cada slice en relación a la longitud de la muestra. En ella se presentan diez líneas que conforman el gráfico con los nombres de serie establecidos en la imagen, es de esta manera como se construyeron esas líneas, la serie “WaterSat”, son los valores promedio de atenuación mientras que la muestra estaba saturada totalmente por agua, ya explicado el concepto del coeficiente de atenuación y el proceso físico que lo ocasiona, es claro que esta serie presenta los mayores valores dentro de toda la imagen; por otro lado, “WaterFlood 0” representa la última toma de imágenes luego del proceso de imbibición, es decir, cuando estaba por empezar el desplazamiento y por ende en los espacios porosos hay solo aceite mineral con un coeficiente de atenuación por debajo de cualquiera de las demás series.

Ya explicadas las líneas que componen los valores mínimo y máximo, durante el proceso de drenaje representado en las imágenes la figura 25, esto también permite identificar la posición del frente de aceite, lo cual se explica cuando el coeficiente de atenuación en la parte más cercana a la base de la muestra y presenta una decadencia brusca de la tendencia que tiene para posteriormente estabilizarse en valores de CT más bajos, esta es una de las ventajas de la técnica de tomografía, ya que este fenómeno permite realizar análisis del comportamiento de frentes de desplazamiento sin ser un proceso invasivo con el desplazamiento.

Ahora, continuando con la aplicación de la metodología de la Universidad de Calgary, el proceso a seguir es utilizar la regresión lineal construida en primera instancia producto de la calibración del equipo y los valores de CT medidos para el proceso de drenaje, y construir con ellos -aplicando la regresión- una nube de datos que se refiera al valor promedio de densidad en relación a la posición de cada slice dentro de la zona estudiada.

Producto de la aplicación de la regresión lineal a cada uno de los datos obtenidos gracias a las imágenes, se construye la siguiente figura que relaciona los valores de densidad de cada slice contra la posición de cada uno de ellos.

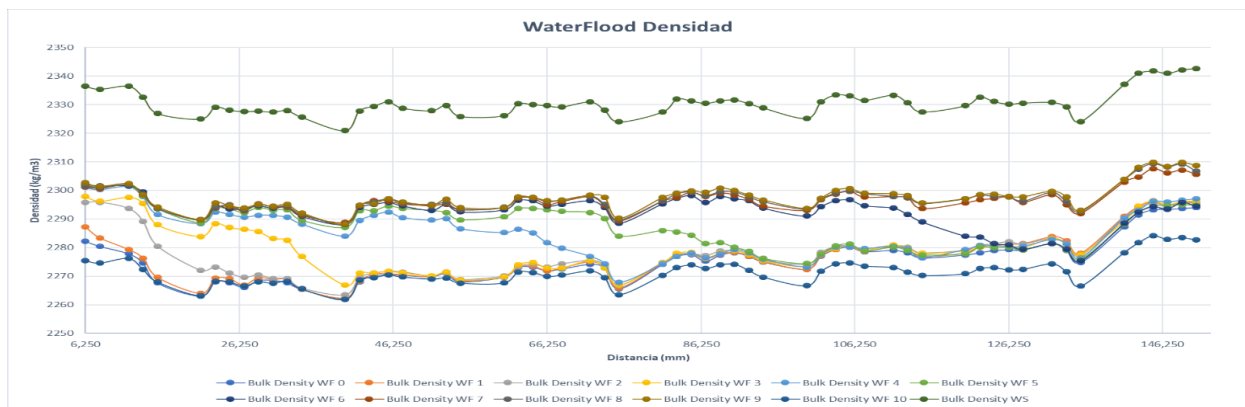


Figura 26. Bulk Density vs Length.

Cada uno de esos puntos se debe gracias a un tratamiento de imágenes en el cual se eliminó el ruido, se calculó el número CT para cada una de ellas mientras se construyó la dependencia lineal a la que responde la densidad en relación a el coeficiente de atenuación, y gracias a esa dependencia, es posible pasar de tener número CT a tener valores de densidad total o "*Bulk Density*".

Además, ya tenemos también los datos de las densidades de cada uno de los fluidos que hicieron presencia en el primer desplazamiento, por lo cual es posible citar la ecuación 9, en la cual la única variable que desconocemos es la saturación de aceite " S_o ".

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot S_o \cdot \rho_o + \emptyset \cdot (1 - S_o) \cdot \rho_w \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde " ρ_b " es la densidad bulk calculada gracias a la regresión, " \emptyset " es la densidad que fue calculada gracias a la ecuación 8, " ρ_g " es la densidad de grano que obtenemos de la adquisición en la cual la muestra aún estaba seca, " ρ_o " es la densidad del aceite mineral con el cual se hizo el desplazamiento, " ρ_w " es la densidad de la salmuera que hacia presencia en la muestra y " S_o " es la saturación de aceite en cada punto de la muestra.

Para la consecución de los valores de porosidad a lo largo de la muestra es necesario hacer una asunción, y es que tenemos imágenes de tomografía de la muestra seca y dentro de su espacio poroso no hay más que aire, lo cual no tiene un impacto significativo en el coeficiente de atenuación, obteniendo la siguiente ecuación de donde despejamos la porosidad, teniendo en cuenta que el valor de la densidad de grano es uniforme a lo largo de la muestra.

$$\rho_b = \rho_g * (1 - \emptyset) + \rho_{aire} * \emptyset \quad \text{Ecuación 19}$$

$$\rho_b = \rho_g * (1 - \emptyset)$$

$$\emptyset = 1 - \frac{\rho_b}{\rho_g} \quad \text{Ecuación 20}$$

Para el cálculo de la porosidad basta con tener el valor de la masa de la roca seca, la masa de la roca totalmente saturada con agua y el volumen que ocupa la roca, de esta manera podemos calcular ese valor, es por esto que la siguiente imagen representa las masas de la roca seca y saturada de agua respectivamente:

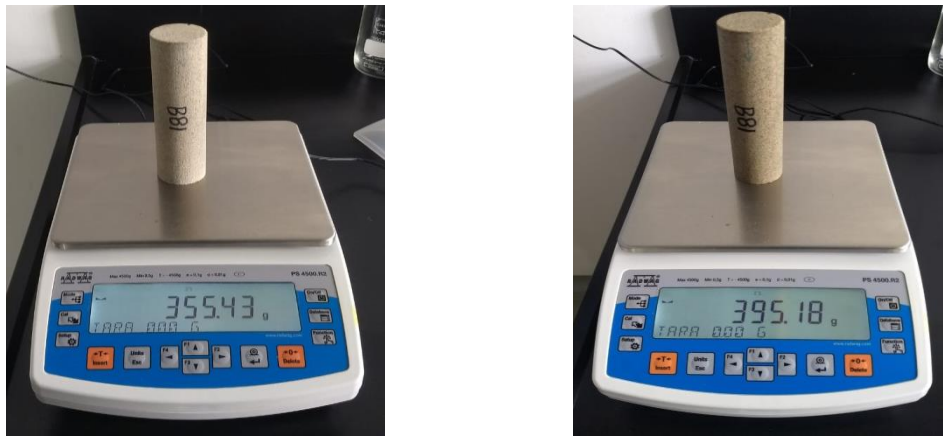


Figura 27. Roca seca y saturada

En la imagen la roca fue saturada totalmente con agua destilada, es decir, la diferencia de masas entre las figuras se debe a la presencia de agua en el espacio poroso por lo cual el siguiente cálculo se realiza con el fin de hallar el volumen de agua dentro de la muestra.

$$\text{Masa de agua} = \text{masa de la muestra saturada} - \text{masa de la muestra seca}$$

$$\text{Masa de agua} = 395,18 \text{ gr} - 355,43 \text{ gr} = 39,75 \text{ gr}$$

Ecuación 21

$$\text{Volumen de agua} = \frac{\text{Masa del agua}}{\text{Densidad del agua}}$$

$$\text{Volumen de agua} = \frac{39,75 \text{ gr}}{1 \text{ gr/cc}} = 39,75 \text{ cc}$$

Ya se conoce el valor del volumen de agua que ocupó ese espacio poroso y es de 39,75 cc, ahora se calcula el valor del volumen de la muestra que hace referencia al espacio ocupado por todos los granos que la componen, además de la matriz y los espacios vacíos dentro de la misma, la siguiente imagen hace referencia a la muestra con sus medidas y con base en eso, se realiza el cálculo del volumen.



Figura 28. Medidas de la muestra

$$\text{Diámetro de la muestra} = 3,822 \text{ cm}$$

$$\text{Longitud de la muestra} = 14,6875 \text{ cm}$$

$$\text{Volumen de la muestra} = \pi \cdot \frac{\text{Diámetro}^2}{4} \cdot \text{Longitud}$$

$$\text{Volumen de la muestra} = \pi \cdot \frac{3,822 \text{ cm}^2}{4} \cdot 14,6875 \text{ cm} = 168,5075 \text{ cc} \quad \text{Ecuación 22}$$

Ya contamos con los dos valores de volumen, uno hace referencia al agua que ocupa los espacios porosos dentro de la muestra y la otra significa el valor ideal de la figura cilíndrica que compone la muestra, es con estos valores que calculamos un valor de porosidad esperada por el cálculo de las imágenes. La porosidad es definida como el espacio poroso que dejan los granos de la muestra debido a un empaquetamiento propio de la misma, en este caso, ese espacio poroso ha sido ocupado en su totalidad por agua destilada.

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen de espacios porosos}}{\text{Volumen total de la muestra}}$$

$$\text{Porosidad} = \frac{39,75 \text{ cc}}{168,5075 \text{ cc}} = 0,236 \quad \text{Ecuación 23}$$

A continuación, asumiendo la roca seca aún, se procede al cálculo de la densidad de grano teniendo en cuenta que tenemos un valor de porosidad esperada que se asume como ideal debido a la confiabilidad de su obtención, y como valor experimental se obtiene el perfil de porosidad debido a la ecuación 23, y se iguala el valor promedio de ese perfil de porosidad obtenido con datos experimentales producto de las imágenes con la porosidad esperada que es función de la densidad de grano y la densidad total mientras que la roca está seca.

De esta manera se itera el valor de la densidad de grano empezando con un valor promedio para rocas sedimentarias de 2650 kg/m³, hasta que se consigue un valor de densidad de grano de 2690 kg/m³ con el cual el valor de porosidad experimental y esperado presentó un error de 0,16%.

A continuación, se usan los datos de densidad total de la roca mientras está saturada totalmente por salmuera, es de esta manera como se calcula el valor de la densidad de la salmuera con un procedimiento similar al del cálculo de la densidad de grano, pero en este caso entra otra variable en juego, y es la densidad de los fluidos como lo muestra la siguiente ecuación:

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot \rho_f \quad \text{Ecuación 24}$$

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot \rho_{Brine} \quad \text{Ecuación 25}$$

Al estar la muestra totalmente saturada con salmuera, la densidad de los fluidos mostrada en la ecuación 24 como " ρ_f " pasa a ser lo mismo que tener la densidad de la salmuera " ρ_{Brine} "; se procede a calcular el valor promedio de porosidad obtenido gracias a aplicar la fórmula e igualarlo al valor de porosidad esperada calculado en la ecuación 26, se usa la siguiente fórmula para la estimación de la porosidad con cada una de las iteraciones con densidades de salmuera distintas.

$$\emptyset = \frac{\rho_b - \rho_g}{\rho_{Brine} - \rho_g} \quad \text{Ecuación 26}$$

Comenzando con una densidad de la salmuera de 1000 kg/m³ teniendo en cuenta que el valor esperado ha de ser mayor debido a la presencia del yoduro de sodio en su composición y producto de las iteraciones se llega a una densidad de salmuera de 14000 kg/m³.

A continuación, se usa la misma asunción en el paso anterior, con el fin de calcular la densidad del aceite y en este caso usaremos los valores de densidad total del "*WaterFlood 0*", que fueron tomados con la muestra totalmente saturada con aceite y con estos valores reemplazamos la fórmula y resulta la siguiente expresión:

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot \rho_f \quad \text{Ecuación 27}$$

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot \rho_g + \emptyset \cdot \rho_{\text{Aceite}} \quad \text{Ecuación 28}$$

Teniendo en cuenta que los valores de coeficiente de atenuación con la roca totalmente saturada de aceite son menores, por lo tanto la densidad total del perfil será menor que la última serie tomada al proceso de imbibición, e iterando de la misma manera la ecuación se espera que la densidad del aceite sea menor que la densidad con la cual se inició las iteraciones que fue también 1000 kg/m³ para una densidad estimada del aceite de 945 kg/m³, y con este valor de densidad se calcula un error en la comparación de densidad medida y calculada de 0,02%.

A continuación, los valores de cada una de las variables conocidas para hacer la construcción del perfil de saturación: $\emptyset = 0,236$, $\rho_g = 2690 \frac{kg}{m^3}$, $\rho_o = 945 \frac{kg}{m^3}$, $\rho_w = 1400 \text{ kg/m}^3$. Y la fórmula particular para la muestra B-81 queda de la siguiente manera:

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \cdot 2690 \frac{kg}{m^3} + \emptyset \cdot S_o \cdot 945 \frac{kg}{m^3} + 0,236 \cdot (1 - S_o) \cdot 1400 \text{ kg/m}^3$$

Donde el único valor desconocido es la saturación de aceite “ S_o ”, y el valor de densidad total “ ρ_b ”, es propio de cada slice al igual que la porosidad “ \emptyset ”, para poder calcular a su vez el perfil de saturación para cualquier serie de alguno de los dos desplazamientos.

Dejando como incógnita el término de saturación de aceite, se obtiene ecuación 29 que se usa en la construcción del perfil de saturaciones.

$$S_O = \frac{\rho_b - \rho_g + \phi \cdot (\rho_g - \rho_w)}{\phi \cdot (\rho_o - \rho_w)}$$

Ecuación 29

$$S_O = \frac{\rho_b - (1 - \phi) \cdot 2690 \text{ kg/m}^3 - \phi \cdot S_{wirr} \cdot 1400 \text{ kg/m}^3}{\phi \cdot 945 \text{ kg/m}^3}$$

Es con esta ecuación que se construye el perfil de saturación para la serie final del proceso de drenaje para poder obtener el valor de S_w , que en los perfiles de saturación presenta un valor distinto para cada serie, pero al momento de realizar el cálculo a una saturación de agua irreducible, los valores dan idénticos al S_{wirr} calculado por el balance de materia, ya que es con este valor de entrada fue que se empezó a realizar el cálculo.

Posteriormente a este proceso, se llevó a cabo la imbibición, obteniendo resultados coherentes con los esperados para el fenómeno, y para la última serie del proceso de imbibición se construye también una ilustración de los valores de saturación de aceite, teniendo en cuenta que en este punto la muestra está en su mayoría saturada por agua y una pequeña cantidad de aceite atrapado en los poros.

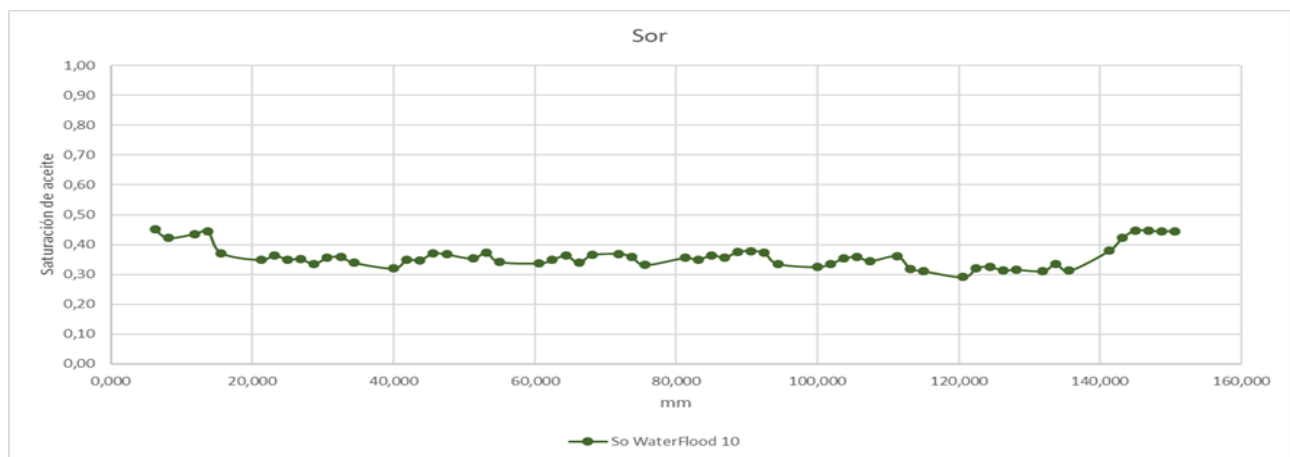


Figura 29. Sor.

Se muestran los valores correspondientes a la saturación de aceite en la muestra luego del proceso de desplazamiento del agua y esto se conoce como aceite remanente o “Sor”, en este caso aplicado a un yacimiento convencional, es el resultado del proceso de un WaterFlood como proceso de recuperación que en este caso se calculó un Sor promedio de 0,36.

3.3. Aplicación de la Metodología de Vinegar & Wellington

Precedentemente se definió teóricamente la metodología de Vinegar & Wellington para estimar saturaciones por medio del uso de imágenes de tomografía computarizada durante los desplazamientos, en este apartado se analizará el proceso realizado con los datos obtenidos del experimento con el fin de aplicar la metodología.

En primera instancia para la estimación de saturaciones bifásicas en esta metodología, la energía ionizante tendrá un coeficiente de atenuación diferente para la salmuera dopada y para el aceite, pero estará en función de la presencia de estos dos fluidos dentro del espacio poroso de la roca y están relacionados así:

$$CTN = CTN_r^w \cdot S_w + CTN_r^o \cdot S_o \quad \text{Ecuación 30}$$

Donde, "CTN" hace referencia al valor del número CT en el estado de saturación a calcular, " CTN_r^w " es la atenuación de la roca saturada con salmuera, " CTN_r^o " es la atenuación de la roca saturada por aceite y " S_o & S_w " son la saturación de aceite y salmuera respectivamente.

Para esta metodología, el desarrollo experimental se realizó en desplazamientos a tasa de 0,25 cc/min. La roca es escaneada a una energía de 140 kV en intervalos de seis minutos. La salmuera preparada contiene 15000 ppm de yoduro de sodio.

Las imágenes de tomografía obtenidas se procesan utilizando el software ImageJ. Se carga una imagen de la roca seca, como se observa en la figura 30 en la cual se aprecia un corte longitudinal de la muestra.

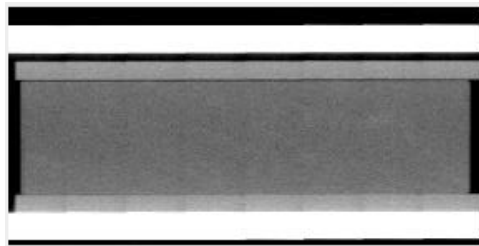


Figura 30. Corte longitudinal de la roca.

Para efectos de simplicidad en los términos usados en la ecuación, es posible mirar la nomenclatura referente al número CT como sencillamente el valor de la atenuación denotado por el símbolo " μ ".

$$S_o = \frac{\mu - \mu_w}{\mu_o - \mu_w}$$

Ecuación 31

La ecuación presentada se aplica, para cada corte de las imágenes adquiridas, obteniendo así una distribución de saturaciones en el dominio de la roca.

Para llevar a cabo lo anterior, es necesario definir un ROI, para que el software solo analice la información correspondiente a la roca y excluya todo lo demás, como se puede apreciar en la figura 31.

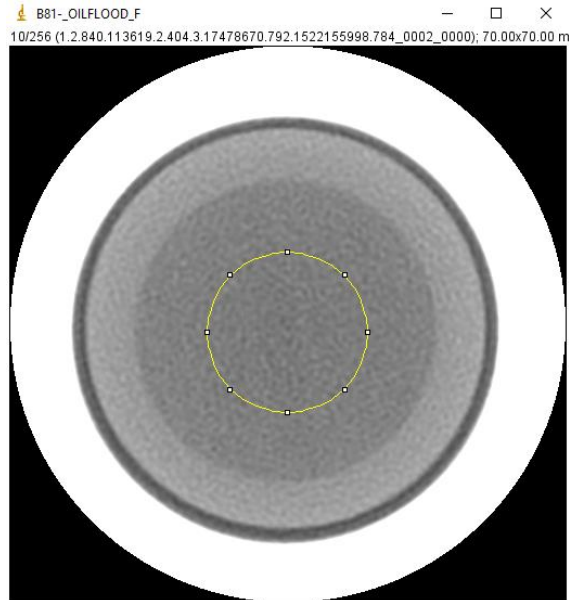


Figura 31. ROI.

Después de seleccionar el área, se construye un perfil del valor de número CT promedio de cada corte o voxel en función de la distancia, esto permite obtener un perfil longitudinal de número CT promedio y observar que la corrida de fluidos a través de la muestra se mantuvo en la misma posición y la misma configuración en relación a la zona de muestreo.

Este proceso se realiza tres veces, con las imágenes correspondientes a la muestra totalmente saturada por agua, con las imágenes correspondientes a la muestra totalmente saturada por aceite y con la última serie del OilFlood ya que es allí donde la muestra ya está en una saturación de aceite esperada en condiciones normales.

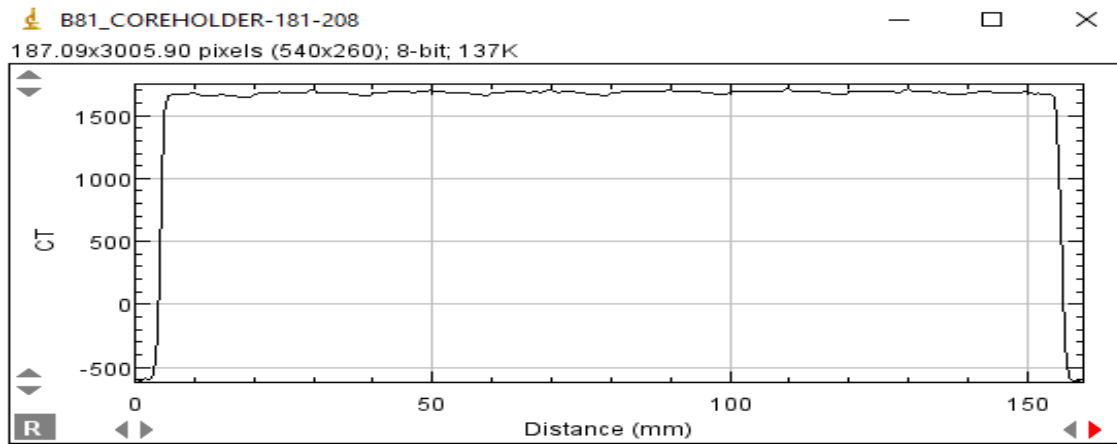


Figura 32. Perfil número CT vs distancia.

En primera instancia se realiza el análisis de las imágenes para la roca en estado totalmente saturada por agua, del cual se esperan los valores de atenuación más altos debido al efecto del dopante en el agua.

Posteriormente se hace la construcción de los perfiles de número CT para la última serie de cada desplazamiento, ya que es con estos datos con los que se aplicará la fórmula de la metodología con el fin de estimar las saturaciones al final del proceso.

La figura 33 hace referencia a los valores promedio de atenuación en cada voxel para la roca saturada con agua.

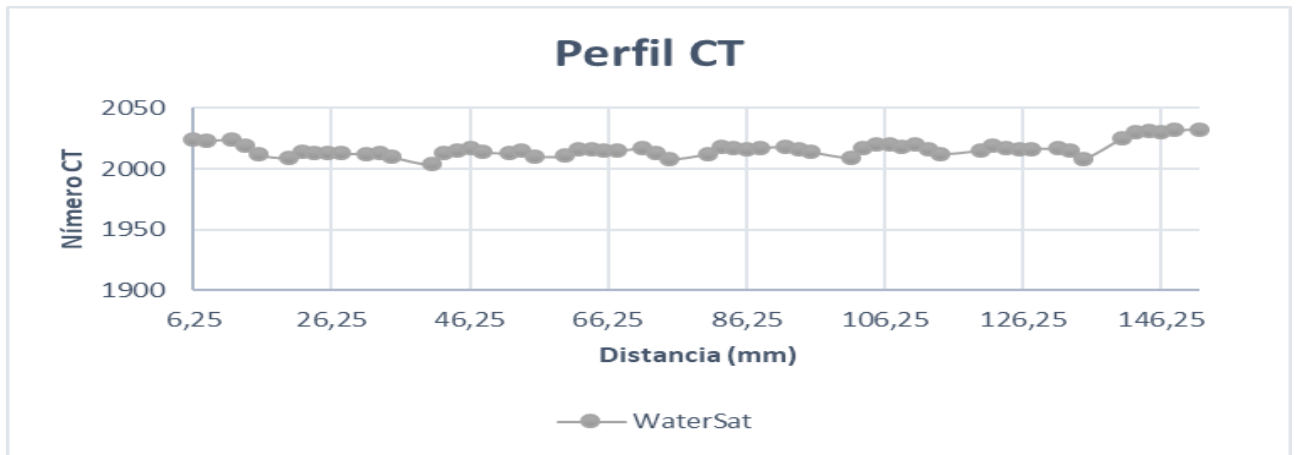


Figura 33. Numero CT vs Longitud de la muestra (watersat).

Con un valor de número CT promedio de 2016,583 a lo largo de la muestra y también se construye la gráfica referente a los valores CT de la muestra:

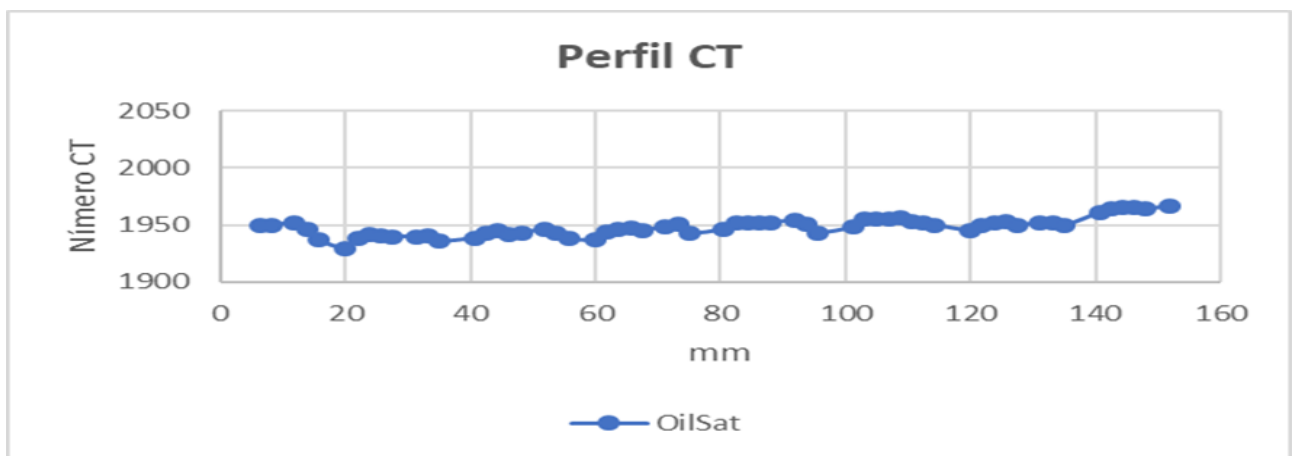


Figura 34. Numero CT vs Longitud de la muestra (oilsat).

Con un valor de número CT promedio de 1948,402 que representa un valor promedio más bajo que la roca saturada por salmuera debido a la diferencia en los coeficientes de atenuación propios de cada fluido ya anteriormente explicados, también se construye la gráfica referente a la última

serie del desplazamiento de aceite a través de la muestra, además de la última serie de desplazamiento de agua a través de la misma, así:

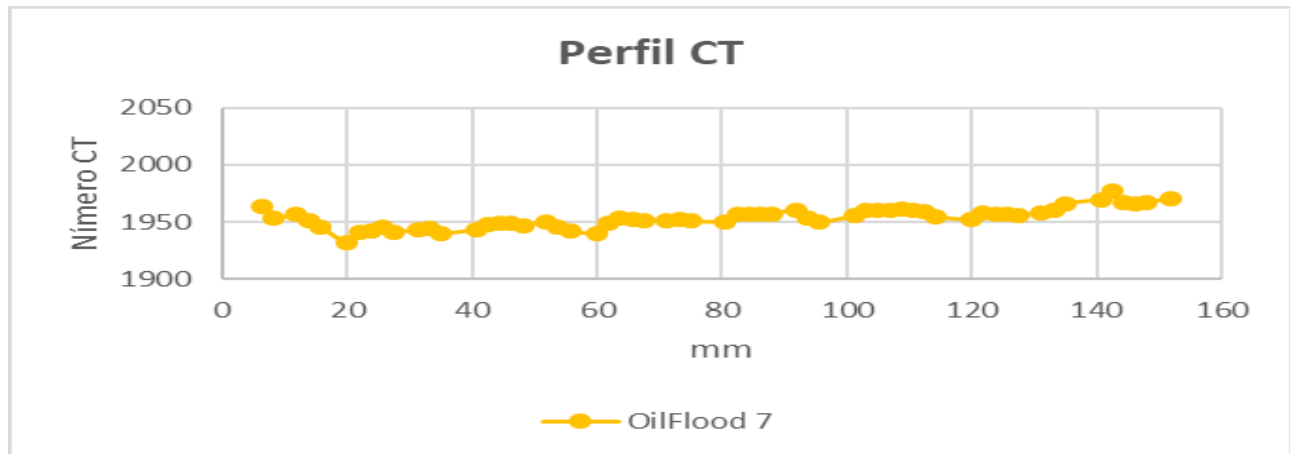


Figura 35. Numero CT vs Longitud de la muestra (OilFlood).

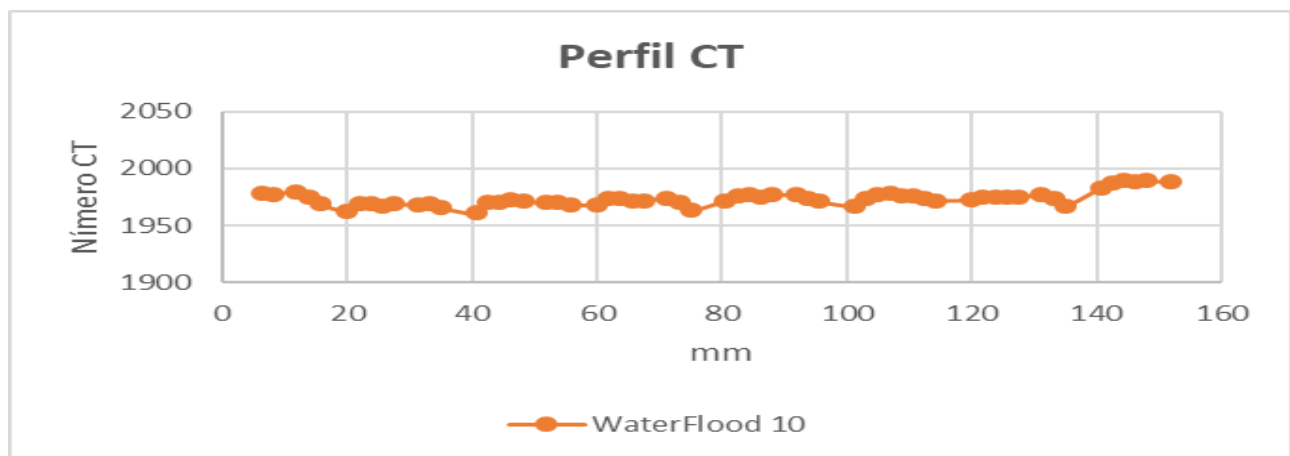


Figura 36. Numero CT vs Longitud de la muestra (WaterFlood).

Para una representación más sencilla de los perfiles construidos anteriormente, se unen en una sola gráfica junto al valor promedio de cada uno de ellos que concuerda con la suposición teórica de la diferencia de los coeficientes de atenuación, así:

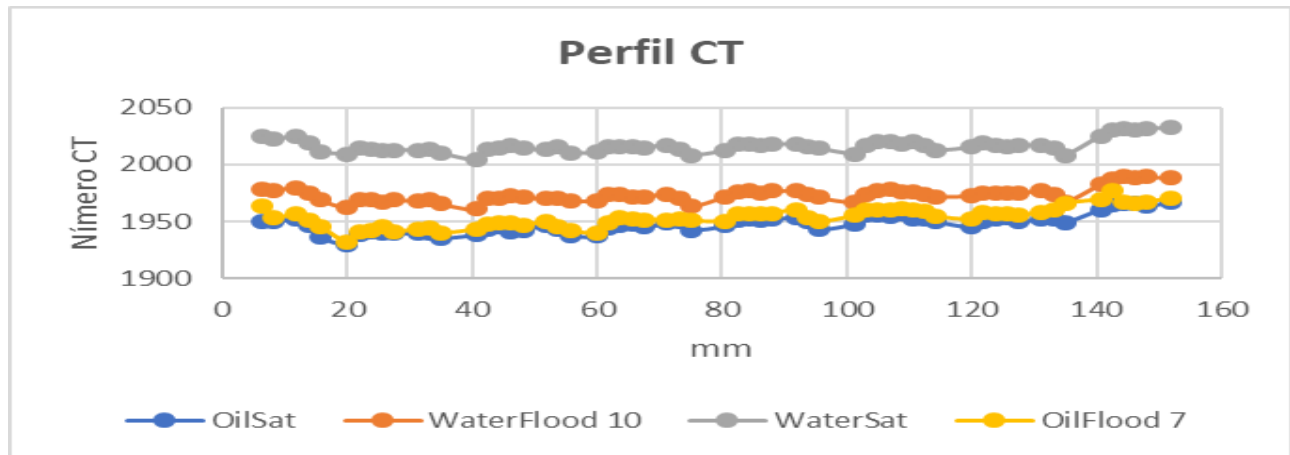


Figura 37: Promedio (Numero CT vs Longitud de la muestra).

Para obtener el valor de saturación aplicamos la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w) \cdot (1 - S_{wirr})}{(CTN_r^{Swirr} - CTN_r^w)} \quad \text{Ecuación 32}$$

Y así, construir el perfil de saturación de agua de la última serie del proceso de drenaje, para conocer el valor de la saturación de agua irreducible como el promedio de las saturaciones de agua en cada slice, la ecuación 28 hace referencia a la saturación de aceite, pero mencionado anteriormente es posible construir la gráfica de la saturación de agua haciendo la relación de que la suma de las dos debe ser igual a la unidad ya que son los dos únicos fluidos presentes en el espacio poroso.

En este punto se aclara que la fórmula de cálculo de la saturación al final del proceso de drenaje se aplica cuando la muestra está a una saturación de agua irreducible, y ese valor de entrada a la fórmula de Swirr fue el valor de partida que se midió con el separador, es por esta razón que el

valor de Swirr calculado con la metodología es idéntico al calculado por balance de materia, que sirve como punto de partida para el cálculo del Sor.

Luego de este proceso, se lleva a cabo el desplazamiento del aceite por parte de la salmuera (imbibición), proceso del cual se obtiene la siguiente gráfica correspondiente a el valor de saturación de aceite en la última de las adquisiciones.

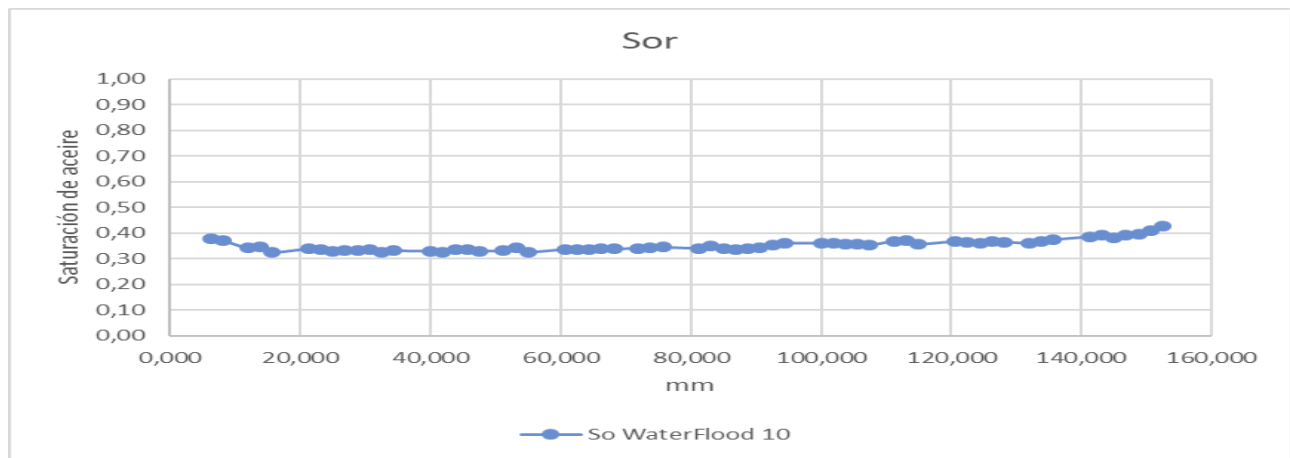


Figura 38. Sor WaterFlood.

Y producto de estos valores, es posible establecer un valor en la muestra de Sor que corresponde al valor promedio de la última serie del WaterFlood y corresponde a 0,352.

4. Evaluación de las metodologías en contraste con el balance de masa

Para esta parte, es necesario tener en cuenta que durante los dos desplazamientos el equipo cuenta con un sistema integrado de un separador con videotracker que es el encargado de realizar la medida de la cantidad de fluidos que allí llegan y por diferencia de densidades se separan, este punto es importante para el desarrollo del balance, ya que ahí se hace el cálculo de la cantidad de fluido recuperado.

Además, es importante anotar que en este caso, el experimento se realizó a una presión de confinamiento constante durante los días que fueron necesarios para las pruebas de 1000 psi, en los momentos en los que los fluidos estaban realizando el desplazamiento a través de la roca, por lo cual, teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado se entiende que los valores de densidad de cada uno de los fluidos no varía en ningún momento de la prueba, teniendo en cuenta también que la temperatura del laboratorio al igual que la presión de confinamiento se mantuvo constante también debido a especificaciones del equipo; es por esto que en términos físicos es el exactamente igual realizar el proceso de comparación con un balance de masa o con un balance volumétrico.

Producto de las imágenes de tomografía y el análisis realizado a las mismas, hasta este punto se ha realizado el cálculo de la densidad total de cada slice, así como la saturación de los fluidos con cada una de las metodologías definidas y gracias a estos análisis es posible calcular el valor del volumen de fluido contenido en cada slice para cada una de las series de desplazamientos realizados, pero primero se realiza el cálculo del volumen de un slice.

$$\text{Diámetro de un slice} = 3,8222 \text{ cm}$$

$$\text{Espesor de un slice} = 0,0625 \text{ cm}$$

$$\text{Volumen de un slice} = \pi \cdot \frac{\text{Diámetro}^2}{4} \cdot \text{Espesor} \quad \text{Ecuación 33}$$

$$\text{Volumen de un slice} = \pi \cdot \frac{3,822 \text{ cm}^2}{4} \cdot 0,0625 \text{ cm} = 0,7171 \text{ cc}$$

Ahora, se incorpora el valor de la porosidad ya que el valor antes calculado es el del volumen de la figura cilíndrica la cual modela un slice, pero gran parte de ese volumen anteriormente calculado se refiere a los granos que construyen la muestra, el valor de porosidad se usa de forma puntual para cada slice a calcular y de esta manera se añade exactitud al cálculo ya que se tiene en cuenta la heterogeneidad a lo largo de la muestra que también fue un perfil calculado anteriormente.

Este cálculo se incorpora a cada uno de los dos desplazamientos que tuvieron lugar durante todo el experimento a través de la roca, lo cual permite calcular el valor en volumen de cada uno de los fluidos presentes en el espacio poroso, para cada serie de adquisiciones.

Gracias a este análisis, es posible la construcción de las gráficas de saturación de cada serie, producto de la aplicación de cada una de las metodologías, se presentan a continuación y posteriormente se calcula el error experimental, teniendo como valor real el obtenido del balance volumétrico ya que esta medida presenta menos incertidumbre al ser más sencilla.

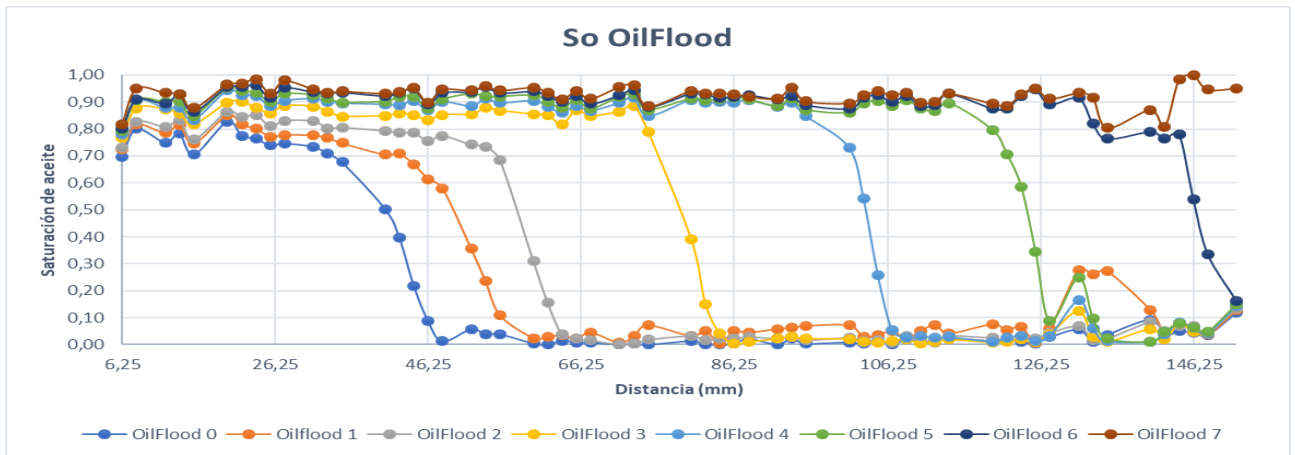


Figura 39. So OilFlood.

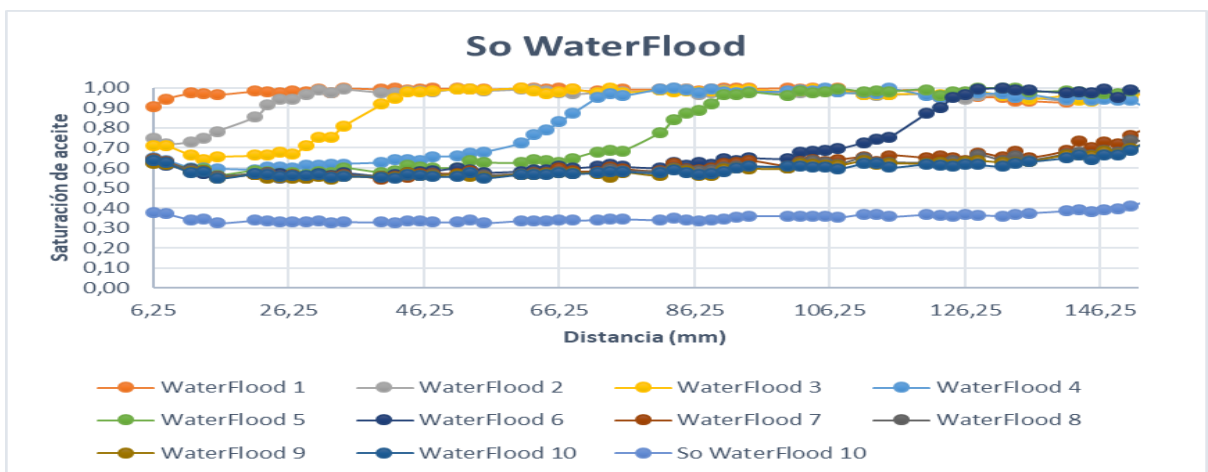


Figura 40. So WaterFlood.

El equipo de desplazamiento acoplado al escáner cuenta con la medición automática del nivel de fluidos en el separador, información con la cual se realiza el balance volumétrico con el que se realiza la comparación de las dos metodologías.



Figura 41. Tres cámaras

Las tres cámaras que se notan en la fotografía permiten conocer en tiempo real el nivel de fluido en el separador gracias a que el equipo se encarga de sobreponer las tres medidas en una imagen, en la cual se aprecia la interfase de los dos fluidos (en este caso salmuera y aceite), para posteriormente conocer el volumen de cada uno de ellos en el separador.

El proceso físico que se da dentro del separador es basado en dos conceptos de la mecánica de fluidos: tensión interfacial y diferencia de densidades; el primero es una propiedad intrínseca de cada uno de los fluidos del experimento y es gracias a este concepto que los dos fluidos son inmiscibles lo cual permite diferenciar en el separador la interfase de una forma más sencilla, y esta interfase se da también con el aceite siempre en la parte superior debido a la segunda propiedad, la diferencia de densidades hace que el proceso de separación se dé de forma natural dejando la salmuera en la parte inferior del separador y la tensión interfacial se encarga de que permanezcan siendo dos cuerpos líquidos distintos.

El programa realiza medidas automáticas cada 30 segundos de todos los parámetros presentes en los experimentos, y gracias a esto se construye la siguiente figura que representa el valor del nivel del separador durante los cinco días que el equipo fue utilizado para los experimentos,

teniendo en cuenta que el cálculo pertinente se realiza en el tiempo exacto en el cual los desplazamientos se llevaron a cabo.



Figura 42. Nivel de separador.

El primer descenso pronunciado se debe a la presencia de aceite que debido a usos anteriores, estaban presentes en las líneas y al momento de hacer la limpieza de las mismas, llegó al separador al igual que el segundo descenso que fue gracias a un tapón de aceite que no permitía llevar a cabo los experimentos y luego de expulsar ese tapón con presión y elevando la temperatura fue posible comenzar los desplazamiento y es a partir de ahí que es pertinente la medida del nivel para los cálculos que se necesitan.

Es de esta manera como se realiza el balance volumétrico en el separador, teniendo en cuenta que en el proceso de drenaje que se da primero, el agua presente en la roca se ve desplazada por el aceite mineral, lo que hace que esa salmuera en el espacio poroso se desplace al separador, y debido a los procesos explicados anteriormente, en el nivel de la interfase se espera un ascenso considerable debido a que la salmuera se ubica en la parte de abajo, y es de esta manera como gracias a la variación en el nivel de fluido en el separador se infiere el proceso de desplazamiento,

en este caso, la imagen a continuación muestra la diferencia del nivel del separador para el caso del primer desplazamiento.

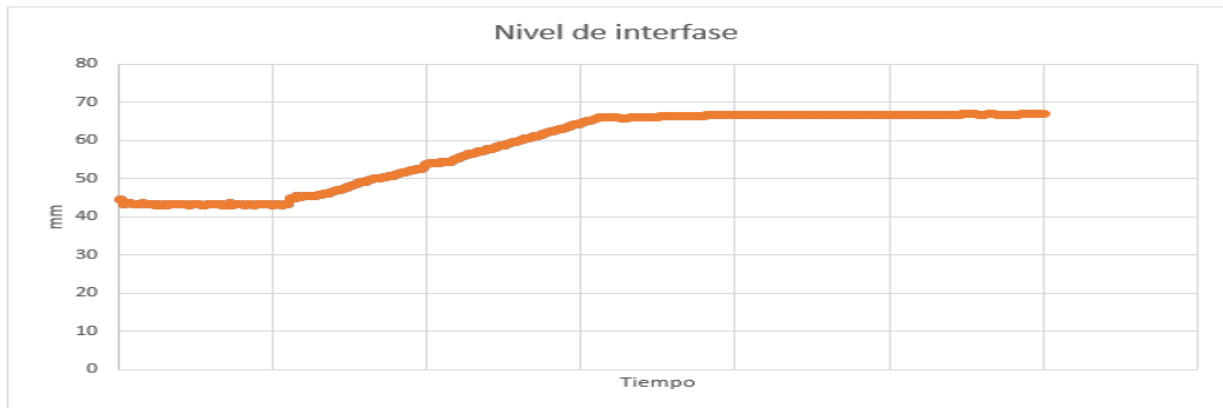


Figura 43. Nivel de separador.

El ascenso del nivel permite calcular el volumen de salmuera que llegó al separador con una diferencia entre el promedio del nivel inicial y el promedio del nivel final del mismo, y de esta manera con esa diferencia se conoce el valor del volumen de agua correspondiente a la presencia de la salmuera en el separador.

$$\text{Medida inicial del nivel} = 43,27 \text{ mm}$$

$$\text{Medida final del nivel} = 66,82 \text{ mm}$$

$$\text{Diferencia de niveles} = \text{Medida final} - \text{Medida inicial} = 66,82 - 43,27 = 23,55 \text{ mm}$$

De esa forma se calcula el valor de la diferencia de nivel debido a la salmuera, teniendo en cuenta que las medidas del separador son el milímetro, por defecto, cada milímetro de diferencia en el nivel hace referencia a un centímetro cúbico, para poder obtener el valor volumétrico se hace la siguiente conversión de unidades.

$$\text{Equivalencia} = 1 \text{ cc/mm}$$

$$\text{Volumen de salmuera} = 23,55 \text{ mm} \cdot 1 \text{ cc/mm} = 23,55 \text{ cc}$$

Es así como se conoce el valor del volumen de salmuera que llegó al separador gracias al proceso de drenaje 23,55 cc. Y con este valor se realiza en cálculo de la cantidad de agua irresucible $Swirr$ utilizando el balance de masa, teniendo que se define como la cantidad de agua que quedó atrapada en el espacio poroso en relación a la cantidad de agua recuperable que en este caso se asume como la cantidad de espacio poroso, así:

$$Swirr = \frac{\text{Agua recuperable} - \text{Agua recuperada}}{\text{Agua recuperable}} \quad \text{Ecuación 34}$$

$$Swirr = \frac{39,75\text{cc} - 23,55\text{cc}}{39,75\text{cc}} = 0,408$$

Luego del proceso de drenaje, se realiza el desplazamiento del aceite con salmuera que naturalmente genera el movimiento de esa masa de aceite desde el espacio poroso de la muestra al separador, teniendo en cuenta que hay una porción de ese aceite que se queda atrapado en la misma, y gracias al sistema automatizado del equipo es posible construir la siguiente figura que representa ese cambio en el nivel debido a la imbibición.

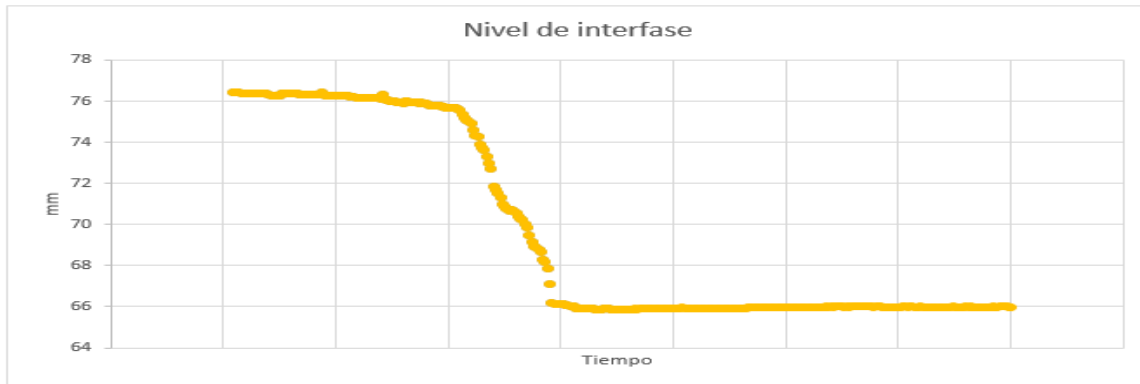


Figura 44. Nivel de interfase.

Explicado anteriormente, el descenso en el nivel de la interfase se debe a la presencia de nuevo aceite en el separador y a continuación se calcula esa diferencia de niveles provocada por la imbibición.

$$\text{Medida inicial del nivel} = 76,35 \text{ mm}$$

$$\text{Medida final del nivel} = 65,99 \text{ mm}$$

$$\text{Diferencia de niveles} = \text{Medida final} - \text{Medida inicial} = 76,35 - 65,99 = 10,36 \text{ mm}$$

Establecido ya por el equipo y explicado para el drenaje, se realiza la conversión de unidades usando la equivalencia propia del equipo para el cual la diferencia de 1mm en el nivel equivale a una diferencia de 1cc para una de las fases que hacen presencia dentro de él.

$$\text{Equivalencia} = 0,93 \text{ }^{cc}/\text{mm}$$

$$\text{Volumen de salmuera} = 10,36 \text{ mm} \cdot 1 \text{ }^{cc}/\text{mm} = 9,64 \text{ cc}$$

Así, conocemos el valor del volumen de aceite que entró en el separador y es con este valor con el cual se calcula la cantidad de aceite residual dentro de la roca Sor, teniendo en cuenta que el aceite recuperable en este caso es la misma cantidad de agua que se desplazó en el proceso inmediatamente anterior, así:

$$Sor = \frac{\text{Aceite recuperable} - \text{Aceite recuperada}}{\text{Aceite recuperable}} \quad \text{Ecuación 35}$$

$$Sor = \frac{23,55cc - 9,635cc}{39,75cc} = 0,35$$

Tabla 3
Comparación de resultados de las metodologías

	Balance de materia	Metodología de Vinegar & Wellington	Metodología de Universidad de Calgary
Sor	0,350	0,352	0,360

A continuación, se presenta el cálculo de los errores relativos por cada una de las metodologías usadas teniendo como valor real, el obtenido por el balance de masa, ya que es el de estimación más directa y porque las metodologías que estamos poniendo a prueba son las que involucran el cálculo de propiedades por medio del uso de las imágenes de tomografía.

El cálculo del error relativo se define como el cociente entre el error absoluto y el valor real del experimento que en este caso particular se calcula para el Swirr y para el Sor, usando como valores reales 0,408 y 0,350 respectivamente por medio de la siguiente expresión matemática.

$$e_{rel} = \frac{f_m - f_r}{f_r} \cdot 100\% \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde, " e_{rel} " se refiere al valor del error relativo, " f_m " es el valor experimental medido por la metodología a juzgar y " f_r " es el valor real con el cual se compara el error, en este caso es producto del balance de masa.

Metodología de la Universidad de Calgary

$$\text{Sor} \quad e_{rel} = \frac{0,360-0,350}{0,350} \cdot 100\% = 2,857\%$$

Metodología de Vinegar & Wellington

$$\text{Sor} \quad e_{rel} = \frac{0,352-0,350}{0,350} \cdot 100\% = 0,571\%$$

Tabla 4

Comparación de resultados de las metodologías con error relativo.

	Metodología de Vinegar & Wellington	Metodología de Universidad de Calgary
Sor	0,571%	2,857%

Teniendo en cuenta que para el cálculo de las metodologías tomamos como valor inicial, el Swirr producto del balance de masa, el valor de error crucial a comparar es el resultado obtenido por cada metodología para el final del desplazamiento, es decir, para la cantidad de aceite residual luego del proceso de imbibición "Sor".

Observando el valor del error relativo de las dos metodologías al final del experimento, de la obtención de los datos y de todo el procesamiento de las imágenes, el estudio concluye con un valor de saturación de aceite residual más preciso para la metodología de Vinegar & Wellington, teniendo en cuenta que esta metodología ha tenido varias correcciones desde su planteamiento y la densidad de cálculo es menor para llegar a los valores de salida.

Es importante resaltar que, como metodología a prueba, la Metodología de la Universidad de Calgary presentó el final un error relativo, considerablemente bajo para ser de las primeras veces que se pone a prueba en un trabajo de investigación, además de que todos los ajustes que requiere fueron realizados de forma pertinente, lo que contribuyó a que el resultado diera un error mínimo.

5. Conclusiones

La comparación de los resultados obtenidos en la estimación de saturaciones por medio de tomografía TAC, con respecto a los que se pueden inferir por balance de materia, muestran que, bajo el esquema de la investigación, los resultados obtenidos con esta herramienta son de alta confiabilidad para la posterior caracterización integral del yacimiento.

El software de visualización (ImageJ) fue de vital importancia en el desarrollo de la investigación, puesto que facilitó el manejo de las imágenes tomadas por tomografía computarizada, permitiendo la extracción de los coeficientes de atenuación y posteriores análisis por medio de las imágenes 2D y 3D.

La Tomografía Computarizada permite evaluar en cada instante de tiempo, y en cada corte transversal, la saturación y volumen atrapado en cada sección de la muestra de roca. Conociendo la variación en el tiempo de la saturación de crudo y agua. Además, el uso de Tomografía Computarizada no compromete la integridad física de la roca, pudiendo ser utilizada en nuevos experimentos de desplazamiento.

Las imágenes de tomografía que se obtuvieron durante el experimento permiten ver el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso, lo cual fue necesario para realizar un procesamiento de imágenes para estimar valores de saturaciones. Esto se pudo realizar gracias a la utilización de la TAC durante la inyección, lo que demuestra la gran utilidad de esta herramienta para estudios en laboratorio.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se pudo llegar a una exactitud y precisión de las saturaciones estimadas por medio de tomografía en contraste con un balance de materia de un 0,571% para la Metodología de Vinegar & Wellington y de 2,857% Metodología de Universidad

de Calgary, estos porcentajes nos indican que es más conveniente utilizar para este tipo de roca la metodología de Vinegar & Wellington para una posterior caracterización integral del yacimiento.

6. Recomendaciones

Se recomienda aplicar la prueba en un equipo con software a tope de vanguardia como los que ofrece la Universidad Industrial de Santander, con el fin del correcto uso del programa ImageJ, sobre todo en casos de cálculo con muchos slices.

Durante el desarrollo experimental, se recomienda planear también un tiempo prudente de imprevistos (dos días) ya que el equipo requiere de una correcta calibración y también que las líneas estén totalmente limpias al momento de empezar los desplazamientos.

Es muy recomendable hacer un claro reconocimiento del equipo de tomografía y de inyección antes de iniciar con la parte del montaje experimental para un correcto manejo e identificación de elementos a la hora de realizar los experimentos.

En el caso de la Metodología de la Universidad de Calgary, durante todo el proceso de análisis de las imágenes y graficar los perfiles, tener en cuenta que cerca a los cabezales se presentaran disparidades en las tendencias ya que esta metodología correlaciona todos los valores de densidad de la misma manera y es en esas zonas donde hay más diferencia entre los perfiles.

Referencias bibliográficas

- Carmona, D.G., Fernández. V.I. (2014). *Caracterización integrada de yacimientos petroleros*. Tesis. México D. F. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Carrillo Sanchez, C. (s.f.). Analisis del Software ImageJ para el analisis cientifico de imagenes. *Escuela Tecnica Superior de Ingenieria y Sistemas de Telecomunicacion*.
- Kantzas, A., & Marentette, D. (1992). *Computer-assited tomography: from qualitative visualization to quantitative core analysis*. The Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Ortiz, A., Herrera, E., & Santos, N. (2015). *Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos X-TAC*. Revista fuentes.
- Sharma , Bringham, & Castanier. (1997). *CT imaging techniques for two-phase and three phase in situ saturation measurments* . Stanford California: Stanford University.
- Vinegar, H. J., Wellington, S. L. (1986). *Tomographic imaging of three-phase flow experiments*. Shell Development Company, Houston, Texas 77001.
- Wellington, S. L., Vinegar, H. *J X-ray Computerized Tomography*.
- Withjack, E.M., Devier, C., Michael, G. (2003). *The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis*. Society of Petroleum Engineers.