

Metodología para la Estimación de Variables Petrofísicas a partir de la Integración de Imágenes de Tomografía Computacional y Física Digital de Rocas

Laura Melissa Forero Garrido

Jeffriey Steve Dorronsoro Malaver

Trabajo de Grado para Optar a los títulos de Geóloga e Ingeniero de Petróleos

Director

Yully Katherine Araque Nuñez

Geóloga Especialista

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingenierías Físico-Químicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Escuela De Geología
Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A Dios padre todo poderoso, por siempre guiar mi camino, escuchar mis suplicas y bendecirme día tras día.

A mis padres y mis hermanos que son mi mayor motivación pues sin sus consejos y palabras de aliento no lo habría logrado.

A mi compañero de vida, por su infinita paciencia y su amor incondicional. Te agradezco por siempre creer en mí y motivarme a cumplir mis sueños.

Dedicatoria

A mi madre, mujer guerrera, fuerte, comprensiva y amorosa que ha estado a mi lado sin importar las adversidades y altibajos, que siempre me ha apoyado de manera incondicional. Esa mujer con la enorme responsabilidad de ayudarme a forjar la persona que soy hoy en día y que lo hizo con total entereza y compromiso. Estoy muy orgulloso de ti.

A mi padre, que tuvo que partir antes de lo esperado, pero que siempre ha estado a mi lado apoyándome y velando por mi bienestar, gracias viejo por tus enseñanzas, porque sin tus anécdotas e historias no hubiese aprendido a ver la vida con otros ojos.

A mi futura esposa, que me ha ayudado a crecer enormemente como persona; pilar inquebrantable, el cual fue mi soporte cuando estaba solo, alejado de mi casa. Te agradezco infinitamente tu dedicación, comprensión, amor y ternura que día a día me entregas y me motivan a seguir adelante creciendo a tu lado.

A Héctor, ese hombre amable que durante estos años ha sido soporte y compañía para mi madre, cuando yo tuve que partir en busca de mi futuro. Le agradezco desde el fondo de mi corazón la amabilidad, cariño y amistad que siempre me ha brindado.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por habernos ofrecido el espacio para nuestro desarrollo personal y profesional, brindándonos todas las herramientas necesarias para alcanzar una meta más en nuestras vidas.

A nuestra directora de tesis, Yully Araque, quien nos acompañó durante el desarrollo de este proyecto y estuvo dispuesta a ayudarnos a salir adelante cuando las circunstancias durante el proyecto no fueron las idóneas.

A Felipe Romero, gran profesional y amigo, quien fue quien nos mostró la problemática que abarcamos con este proyecto y estuvo durante el proceso de desarrollo a nuestro lado colaborándonos con las inquietudes que se presentaron.

A las escuelas de geología e ingeniería de petróleos, desde su cuerpo administrativos hasta los docentes, quienes aportaron de distintas maneras en nuestro desarrollo profesional y crecimiento personal.

A nuestros amigos, quienes, entre reuniones, chistes y bromas, fueron un gran apoyo para nosotros, nos impulsaron y nos dieron ánimos para culminar esta etapa.

A Steven Menjura, gran amigo, quien contribuyo enormemente para la realización de este proyecto. Le agradezco hermano esa amistad y ese cariño incondicional que me mostro cuando más lo necesite.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	12
1. Objetivos.....	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos	13
Marco Teórico.....	14
2. ¿Qué es física digital de rocas?.....	14
3. ¿Qué es la dinámica computacional de fluidos?.....	15
3.1 Métodos numéricos más usados en simulación	16
3.2 Pasos De Una Simulación CFD	18
3.2.1 Geometría.....	18
3.2.2 Enmallado	19
3.2.3 Corrida de programa.....	20
3.2.4 Obtención y análisis de resultados	21
4. Modelo Hidráulico	21
4.1. Ecuaciones de Navier-Stokes.....	21
4.2. Ecuación de continuidad.....	22
5. Metodología.....	23
5.1 Fase 1: Recopilación de información y búsqueda de datos	23
5.1.1 Obtención del Dataset.....	23
5.2 Fase 2: Tratamiento de datos (Adquisición, Segmentación y Malla Tetraédrica)	24
5.2.1 Adquisición de datos: Carga, Visualización y Preprocesado.....	25

5.2.2 Segmentación de los datos.....	32
5.2.3 Reconstrucción del modelo.....	35
5.3 Fase 3: Definición de parámetros para la simulación.....	38
5.3.1 Geometry o Geometría	38
5.3.2 Mesh o Enmallado.....	39
5.3.3 Setup o Configuración	40
5.3.4 Solution o Solución	42
5.3.5 Results	43
5.4 Fase 4: Estimación de propiedades petrofísicas.....	44
5.4.1 Porosidad	44
5.4.2 Permeabilidad Absoluta.....	45
6. Esquematización de la metodología.....	48
7. Conclusiones.....	49
8. Recomendaciones.....	51
Referencias Bibliográficas.....	52

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del aceite mineral usado como fluido de estudio	41
Tabla 2. Condiciones de frontera para las caras de flujo	41
Tabla 3. Parámetros usados para el cálculo de porosidad de la muestra	45
Tabla 4. Parámetros usados para el cálculo de permeabilidad de la muestra	47

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Ejemplo de una malla estructurada y una malla no estructurada	20
Figura 2. Portal Object Research Systems.....	24
Figura 3. Interfaz del software Avizo 9.....	24
Figura 4. Tomografía computarizada de un Orbicella annulari	25
Figura 5. Cortes ortogonales de la data inicial en 2D.....	26
Figura 6. Representación 3D del volumen inicial sin segmentar.....	27
Figura 7. Volumen de los datos recortados sin segmentar	28
Figura 8. Comparación de los filtros de mediana y bilateral	30
Figura 9. Puerto Colormap dentro del módulo de ortho slice e histograma respectivo	31
Figura 10. Módulo de segmentación con la respectiva segmentación de los datos	33
Figura 11. Binarización de los datos	34
Figura 12. Selección de subvolumen.....	35
Figura 13. Generación de superficie triangular y su posterior simplificación.....	37
Figura 14. Visualización de la malla tetraédrica.....	38
Figura 15. Visualización de la malla dentro del software Ansys	40
Figura 16. Condiciones de frontera en el simulador	42
Figura 17. Esquematización de la metodología propuesta	48

Glosario

Vóxel: es la unidad cúbica que compone un objeto tridimensional cuya profundidad se corresponde con el grosor de corte y es, por tanto, el equivalente del píxel en un objeto 2D. Cada vóxel se representa en la pantalla en un píxel.

Resumen

Título: Metodología para la estimación de variables petrofísicas a partir de la integración de imágenes de tomografía computacional y física digital de rocas. *

Autores: Laura Melissa Forero Garrido Y Jeffrey Steve Dorronsor Malaver **

Palabras Clave: Física Digital de Rocas, Tomografía Computacional, Dinámica Computacional de Fluidos, Caracterización Petrofísica, Simulación.

Descripción: La física digital de rocas es una técnica que cada vez va tomando más protagonismo dentro del estudio petrofísico de las rocas, ya que nos permite conocer la organización interna de estas, facilitando la estimación de algunas de sus propiedades físicas como porosidad, tamaño de garganta de poro, entre otras. Así mismo, la dinámica computacional de fluidos tiene un papel importante dentro de la industria petrolera ya que permite el estudio y predicción del comportamiento de distintos fluidos sometidos a diferentes condiciones de flujo.

Este escrito tiene como fin exponer el desarrollo de una metodología cuyo objetivo es realizar una estimación de propiedades petrofísicas de una muestra de roca por medio de la integración de las técnicas anteriormente mencionadas, empezando por la adquisición y tratamiento de imágenes, continuando con la segmentación y reconstrucción del modelo sobre el cual se generará posteriormente una malla tetraédrica, para la cual se establecerán los parámetros de simulación por medio del uso del software Ansys y se obtendría un perfil de velocidad para el cálculo de una velocidad promedio con la que se realizaría la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Yully Katherine Araque Nuñez. Geóloga Especialista en Estadística.

Abstract

Title: Methodology for the estimation of petrophysical variables from the integration of computational tomography images and digital rock physics. *

Authors: Laura Melissa Forero Garrido Y Jeffrey Steve Dorronsoro Malaver **

Key Words: Digital Rock Physics, Computational Tomography, Computational Fluid Dynamics, Petrophysical Characterization, Simulation.

Description: Digital rock physics is a technique that is becoming increasingly important in the petrophysical study of rocks, since it allows us to know their internal organization, facilitating the estimation of some of their physical properties such as porosity, pore throat size, among other. Likewise, computational fluid dynamics plays an important role within the industry since it allows the study and prediction of the behavior of different fluids subjected to different flow conditions.

The purpose of this paper is to expose the development of a methodology whose objective is to estimate the petrophysical properties of a rock sample through the integration of the aforementioned techniques, starting with the acquisition and treatment of images, continuing with the segmentation and reconstruction of the model on which a tetrahedral mesh will subsequently be generated, for which the simulation parameters will be established through the use of the Ansys software and a velocity profile would be obtained for the calculation of an average velocity with which the estimation of the petrophysical properties of the rock would be carried out.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Geology. School of Petroleum Engineering. Director: Yully Katherine Araque Nuñez. Geologist Specialist in Statistics.

Introducción

En la industria petrolera se desarrollan procesos multidisciplinarios los cuales sin importar el campo en el que se desenvuelva el trabajador, siempre se debe tener en cuenta la incertidumbre, la cual está asociada principalmente al tipo de yacimiento, extensión y litología de este, así como las propiedades petrofísicas de la roca (porosidad, permeabilidad, densidad, tamaño de garganta de poro, entre otros). Una vez estos aspectos van siendo conocidos y analizados, la incertidumbre va disminuyendo lo cual se traduce en un mayor porcentaje de éxito para el desarrollo de los proyectos.

El elevado costo de los análisis de muestras realizados en laboratorios especializados es la preocupación esencial que nos lleva a desarrollar esta tesis, pues se desea disminuir estos costos y complementar con información valiosa que ayude a la toma de decisiones frente a los proyectos que se puedan desarrollar en la industria de los hidrocarburos.

Por tal razón el desarrollo de esta metodología tiene como fin poder llegar a conocer los valores de algunas propiedades petrofísicas integrando la física digital de rocas (DRP) y la dinámica computacional de fluidos (CFD), reduciendo los costos de inversión y tiempos de obtención de valores para dichas propiedades en cuanto al yacimiento se refiere, logrando de esta manera un mejor conocimiento del reservorio y sus propiedades, así mismo un mayor porcentaje de éxito para el proyecto y a largo plazo poder realizar análisis computacionales en masa según la extensión de los campos petroleros a intervenir.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

- Proponer una metodología para la estimación de propiedades petrofísicas a partir de la integración de imágenes de tomografía computacional y física digital de rocas.

1.2 Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte sobre el cálculo de propiedades petrofísicas por medio de la integración de imágenes de tomografía computacional y física digital de rocas.
- Generar una malla tetraédrica 3D de simulación a partir del procesamiento de imágenes 2D y el método de segmentación de la roca.
- Establecer los parámetros de simulación que permitan la solución de las ecuaciones diferenciales asociadas al comportamiento del fluido por medio del método de volúmenes finitos.
- Explicar el proceso para la estimación de las propiedades petrofísicas a partir de la aplicación de la metodología propuesta.

Marco Teórico

2. ¿Qué es física digital de rocas?

La física digital de rocas o “DRP” por sus siglas en inglés es una técnica de análisis digital que implica la obtención de imágenes en alta resolución de muestras de rocas que, a diferencia del análisis convencional, no solo pueden ser obtenidas de núcleos de perforación, sino que también pueden ser obtenidas de pequeños fragmentos de roca, lo que permite que los datos se obtengan potencialmente de ripios, *sidewall cores*, muestras dañadas y no consolidadas (Knackstedt et al, 2009); estas imágenes se adquieren mediante el uso de escáneres como la tomografía computarizada (CT), tomografía micro-computarizada (micro-CT) y la microscopía electrónica de barrido (FIB-SEM), con el fin de generar modelos 3D de la compleja estructura y microestructura de una muestra de roca para lograr tener una mejor comprensión de las geometrías de los poros y otras características como las propiedades elásticas y eléctricas (James, 2015).

La física digital de rocas (DRP) ha surgido rápidamente como una fuente potencial de relaciones valiosas entre las propiedades de las rocas y la comprensión de los procesos a escala de poros que gobiernan estas propiedades (Schepp et al, 2020) convirtiéndose así en una parte complementaria dentro de la caracterización de yacimientos (e.g., Blunt y King, 1991; Iassonov et al., 2009; Andrä et al., 2013a; Andrä et al., 2013b)

Algunas de las aplicaciones más importantes de la física digital de rocas son: inversión de datos sísmicos para convertir series de reflectividad en propiedades de las rocas, como impedancia acústica, porosidad, volumen de arcilla, etcétera (Kemper, 2010; Xin-Gang y De-Hua, 2009); cuantificación de propiedades de las rocas para caracterizar el yacimiento mediante análisis

estadísticos multivariantes (Avseth et al., 2007; Doyen, 2009); caracterización dinámica de especímenes de roca empleando técnicas experimentales (King, 2009) y recientemente, modelado digital, tridimensional, que permite simular diferentes tipos de flujo y observar el efecto simultáneo de varios factores sobre los valores de velocidad (Knackstedt et al., 2009; Dvorkin y Nur, 2009).

El flujo de trabajo de la física digital de rocas consta de tres pasos: generación de imágenes, segmentación y simulaciones numéricas. Se produce una imagen digital en 3D de la muestra de roca mediante un método de tomografía. Por segmentación, el espacio poroso y las fases minerales se separan de las imágenes. La información microestructural obtenida se utiliza para simulaciones numéricas de procesos de transporte físico para obtener propiedades efectivas, como la permeabilidad y los módulos elásticos (Schepp et al, 2020).

3. ¿Qué es la dinámica computacional de fluidos?

La dinámica computacional de fluidos (“CFD” por sus siglas en inglés) se puede definir como el proceso de modelado de fenómenos físicos que involucran flujo de fluidos y la solución de estos por medio del uso de métodos numéricos y herramientas computacionales.

La finalidad del uso de CFD es poder solucionar problemas físicos que involucran flujo de fluidos que experimentalmente serían muy complicados de resolver, por ejemplo el análisis del flujo del aire sobre un auto en movimiento, en el cual se necesitaría que el piso se moviera a la misma velocidad del aire para poder asociarlo como un único fluido interactuando con el objeto, lo cual experimentalmente es muy difícil, sin embargo, en una herramienta computacional es más sencillo poder configurar este tipo de datos, lo cual hace mucho más fácil y preciso el análisis de este fenómeno.

Los primeros pasos de lo que hoy se conoce como CFD lo dio el grupo T-3 del Laboratorio Nacional de Los Álamos de la universidad de California, dirigido por Francis H. Harlow (El cual es considerado uno de los pioneros en CFD), en el año 1957, los cuales publicaron un reporte llamado “The particle-in-cell method for hydrodynamic calculations” en el cual se presenta un método de solución para problemas hidrodinámicos en 2D, por medio de aproximaciones de diferencias finitas y ecuaciones diferenciales, utilizando herramientas computacionales para la obtención de dicha solución.

En 1967 se publicaría un artículo llamado “Calculation of potential flow about arbitrary bodies”, escrito por J. L. Hess y A. M. O. Smith, en el cual se describe un método de análisis tridimensional del flujo de fluidos por medio de la discretización de las superficies en paneles, de ahí el nombre “Método de Paneles”.

Actualmente teniendo en cuenta los altos costos y el tiempo consumido asociado a la experimentación; las suposiciones, generalizaciones y aproximaciones asociados a los modelos analíticos; teniendo en cuenta estas limitaciones, los recientes avances en el desarrollo de las soluciones numéricas para las ecuaciones de Navier-Stokes y la mejora en la potencia y la eficiencia en la computación, es fácil entender por qué ha aumentado la confianza en la aplicación de CFD como una alternativa viable en la industria y la ciencia. (Norton, T y Sun, D.-W, 2006).

3.1 Métodos numéricos más usados en simulación

La mayoría de los modelos que se utilizan en CFD requieren la solución de un grupo de ecuaciones diferenciales, por lo cual se hace de vital importancia el uso de algún método numérico que permita encontrar una solución discreta.

Y cuando se habla de CFD existen principalmente 3 métodos numéricos utilizados para la solución de ecuaciones diferenciales parciales, los cuales son:

- **Método de elementos finitos (FEM):** En este se aproxima la variable de la ecuación diferencial como una combinación lineal de funciones de prueba (interpolación, ecuación de forma o ecuación de base), conocida como función de peso (Logan, 2012). Principalmente este método es utilizado en el campo estructural para analizar diferentes conceptos asociados a las estructuras, como por ejemplo un análisis de fatiga en una viga de construcción o una tuerca, sin embargo, también es viable su uso en la solución de problemas que involucren fluidos.
- **Método de diferencias finitas (FDM):** Basado en el desarrollo de series de Taylor y su truncamiento en el segundo o tercer término, es el método más utilizado para el desarrollo de ecuaciones diferenciales parciales. Tiene rápida convergencia y estabilidad, pero presenta como limitante una elevada complejidad cuando se trabaja en mallas no estructuradas (Chung, 2010).
- **Método de volúmenes finitos (FVM):** Se fundamenta en relacionar una variable original de la ecuación diferencial a una variable promedio de cada volumen de control previamente establecido, y calcular el flujo de cada uno de estos volúmenes. Es el método más utilizado en la dinámica computacional de fluidos.

Tanto el método de volúmenes finitos como el de elementos finitos son una buena opción para el desarrollo de mallas no estructuradas o híbridas, contrario al método de diferencias finitas.

3.2 Pasos De Una Simulación CFD

Cuando se habla de la aplicación de CFD para la solución de un problema es necesario seguir ciertos pasos para poder realizar una simulación eficiente y así obtener resultados precisos y válidos. Estos pasos son:

- Geometría
- Enmallado
- Corrida de programa
- Obtención y análisis de resultados

3.2.1 Geometría

Cuando se habla de la geometría se hace referencia al diseño de la forma del objeto que se va a utilizar para la simulación, esta geometría depende de lo que se valla a simular, pueden ser tuberías, motores, rocas o cualquier cosa que se pueda diseñar en distintos programas como pueden ser SolidWorks, Ansys, entre otros, todo depende del objeto sobre el cual se va a hacer el estudio y el objetivo de este. También se puede importar un diseño obtenido de otros métodos como puede ser el apilado de imágenes de micro-CT, CT o FIB-SEM, las imágenes obtenidas de estas metodologías se deben tratar en un programa que permita el apilado y construcción de una geometría 3D a partir de las imágenes 2D las cuales son resultados de los estudios previamente mencionados, algunos programas que permiten este apilado son Avizo, Rhino o ImageJ; cabe aclarar que cada programa genera imágenes con diferentes características y su correcto procesamiento dependerá de la habilidad del profesional.

3.2.2 Enmallado

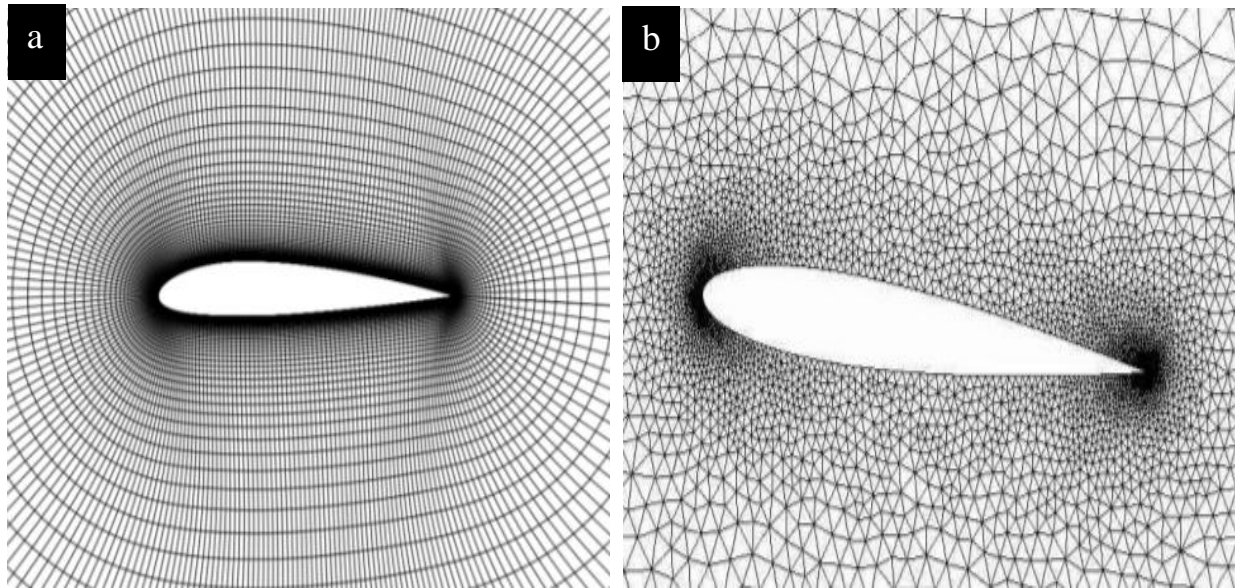
Para poder simular en geometrías definidas es importante definir volúmenes de control, los cuales son divisiones del dominio de la simulación elegidos para realizar el estudio deseado sobre cada uno de ellos de manera individual, entre mayor sea el número de volúmenes de control en los cuales se divida la geometría, mayor exactitud y precisión se obtendrá en los resultados de interés para la simulación. Al momento de realizar esta división, se crea algo denominado malla, también conocida como *grid* en inglés.

Existen 2 tipos de mallas principales:

- **Mallas estructuradas:** Una malla estructurada se caracteriza por una conectividad regular, elementos ordenados y bien definidos. Sin embargo, no es eficiente cuando se trabaja con geometrías muy complejas. Cuando se trabaja en 2D se usan cuadriláteros y cuando es 3D son hexaedros. (Ver Figura 1).
- **Mallas no estructuradas:** En este tipo de mallas los elementos no poseen orden alguno, por lo cual permite cubrir en su totalidad la geometría con la cual se va a trabajar con una combinación de polígonos de distintos tamaños, al trabajar en 2D generalmente se usan triángulos y en 3D tetraedros. Al no tener un orden específico, estas mallas necesitan que se determinen ciertos parámetros para asegurar una calidad óptima de la malla, como la ortogonalidad y la asimetría, para el primero un valor cercano a 0 es malo y cercano a 1 es lo mejor, para la asimetría en una malla triangular/tetraédrica el valor debe mantenerse por debajo de 0.95, valores más altos pueden dar lugar a problemas de convergencia. (ANSYS, Inc., 2013). (Ver Figura 1).

Figura 1

Ejemplo de una malla estructurada y una malla no estructurada



Nota. (a) Ejemplo de malla estructurada. (b) Ejemplo de una malla no estructurada. Tomado y modificado de (Gómez, 2015).

3.2.3 Corrida de programa

Dependiendo del programa que se vaya a utilizar para la simulación, pueden ser necesarios ciertos parámetros para asegurar la obtención de datos correctos como resultados. Para el caso concreto de esta tesis, el programa que se eligió es ANSYS, más exactamente el módulo *Fluent* de Ansys, el cual se centra en el análisis de fluidos.

Dentro del programa Ansys *Fluent*, el apartado de *Setup* permite definir aspectos como las caras de entrada y salida, paredes de no flujo, la caracterización de los fluidos que se van a utilizar en la simulación también permite establecer una configuración o *Set* de las condiciones de frontera

de todo el sistema y la definición de cómo se va a aplicar el método de discretización. Con una buena elección de los parámetros anteriormente mencionados se asegura que los resultados obtenidos de la simulación son confiables y acertados.

3.2.4 Obtención y análisis de resultados

Una vez se haya corrido el programa y ya se hayan resultado las ecuaciones lineales (ecuaciones de Navier-Stokes y continuidad), se procede a analizar la convergencia y estabilidad del método por medio del gráfico de estabilidad arrojado por el software, y los resultados obtenidos de la simulación. La solución obtenida de la simulación se procede a verificar ya sea con datos experimentales reales que se pueden obtener de pruebas de laboratorio, de la literatura o con datos generales si no se cuentan con los específicos. Una vez hecho esto se pueden analizar márgenes de errores y así poder pulir y mejorar el modelo propuesto posteriormente.

4. Modelo Hidráulico

El modelo hidráulico de este proyecto se basa en dos modelos matemáticos, las ecuaciones de Navier-Stokes y la ecuación de continuidad.

4.1. Ecuaciones de Navier-Stokes

La ecuación de Navier-Stokes es un sistema de ecuaciones en derivadas parciales no lineales que describen el movimiento de un fluido viscoso formado por tres ecuaciones, una para cada dirección del espacio, es decir, X, Y y Z. (López, A., 2015). Estas ecuaciones se relacionan con la conservación de *momentum* dentro del sistema.

De forma general se puede observar de la siguiente manera:

$$\frac{\partial \rho \mathbf{u}}{\partial t} + \nabla * (\rho \mathbf{u}) = -\nabla P + \nabla * \boldsymbol{\tau} + \rho \mathbf{g} \quad (1)$$

Donde, \mathbf{u} es la velocidad instantánea, P es la presión, $\boldsymbol{\tau}$ es el tensor de esfuerzos viscosos y \mathbf{g} el vector de la gravedad. (Sharma, 2017).

A continuación, se presentan las ecuaciones de Navier-Stokes para un fluido newtoniano de densidad y viscosidad constante, descompuesta en las 3 direcciones del espacio.

$$\rho g_x - \frac{\partial P}{\partial x} + \mu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) = \rho \frac{du}{dt} \quad (2)$$

$$\rho g_y - \frac{\partial P}{\partial y} + \mu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) = \rho \frac{dv}{dt} \quad (3)$$

$$\rho g_z - \frac{\partial P}{\partial z} + \mu \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) = \rho \frac{dw}{dt} \quad (4)$$

4.2. Ecuación de continuidad

La ecuación que se relaciona a la conservación de masa para flujo estacionario de un fluido viscoso, newtoniano e incompresible, como el aceite mineral usado en este proyecto, es la ecuación de continuidad (Lluguay, 2016). La ecuación de continuidad es la siguiente:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla * (\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (5)$$

Donde, \mathbf{u} es la velocidad instantánea, ρ densidad y t tiempo. (Sharma, 2017).

5. Metodología

5.1 Fase 1: Recopilación de información y búsqueda de datos

Integra la búsqueda de información bibliográfica referente al uso de técnicas de análisis de imágenes computacionales en rocas, trabajos e investigaciones previas acerca del análisis de propiedades petrofísicas por medio de DRP, artículos relacionados con la aplicación de CFD en muestras de roca y la obtención de datos asociados a estas como imágenes computacionales, pruebas de laboratorio, investigaciones, papers, entre otros. Toda esta información recopilada será útil a la hora de tratar, analizar y presentar los datos.

5.1.1 Obtención del Dataset

La información se puede conseguir en bases de datos libres como:

- Google Dataset Search (<https://datasetsearch.research.google.com/>)
- Digital Rocks (<https://www.digitalrocksportal.org/>)
- Object Research Systems (<https://www.theobjects.com/dragonfly/index.html>)
- Harvard Dataverse (<https://dataverse.harvard.edu/>)

También se puede pedir a instituciones como:

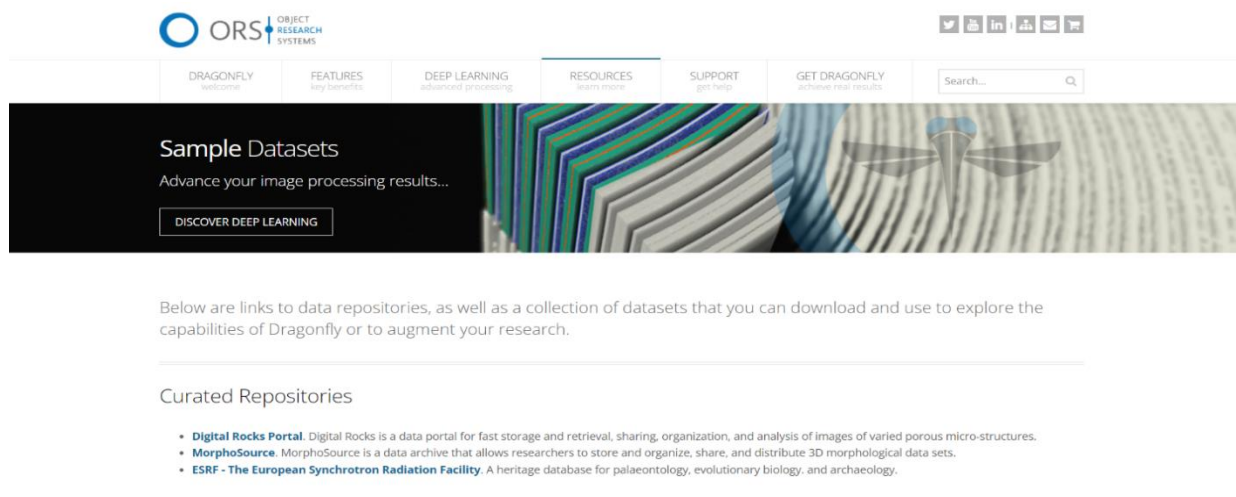
- Instituto Colombiano del Petróleo – ICP
- Servicio Geológico Colombiano – SGC
- Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

5.2 Fase 2: Tratamiento de datos (Adquisición, Segmentación y Malla Tetraédrica)

Para el siguiente proyecto el dataset fue tomado del portal *Object Research Systems*, (<https://www.theobjects.com/dragonfly/index.html>) y su uso es libre. (Ver Figura 2).

Figura 2

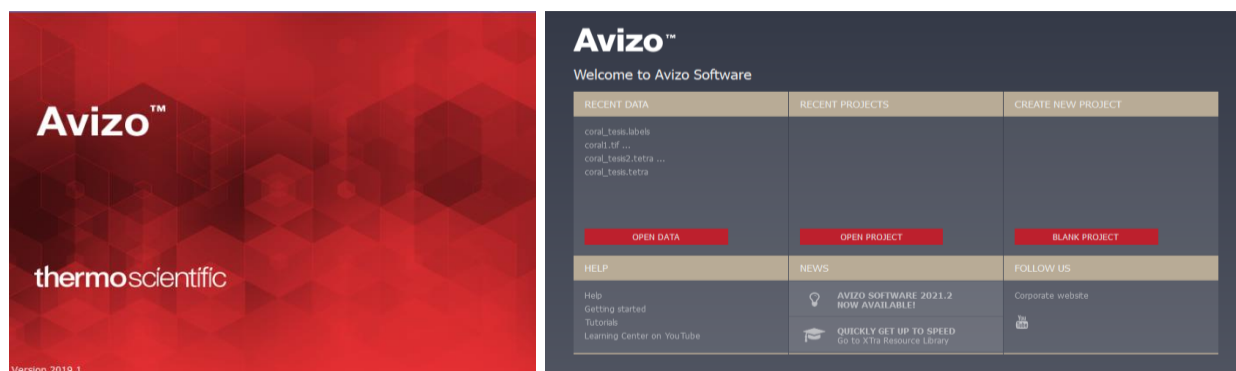
Portal Object Research Systems.



En cuanto al mejoramiento, segmentación y mallado de los datos se llevó a cabo con el software Avizo 9 (Thermo-Fisher, FEI Visualization Sciences Group). (Ver Figura 3).

Figura 3

Interfaz del software Avizo 9

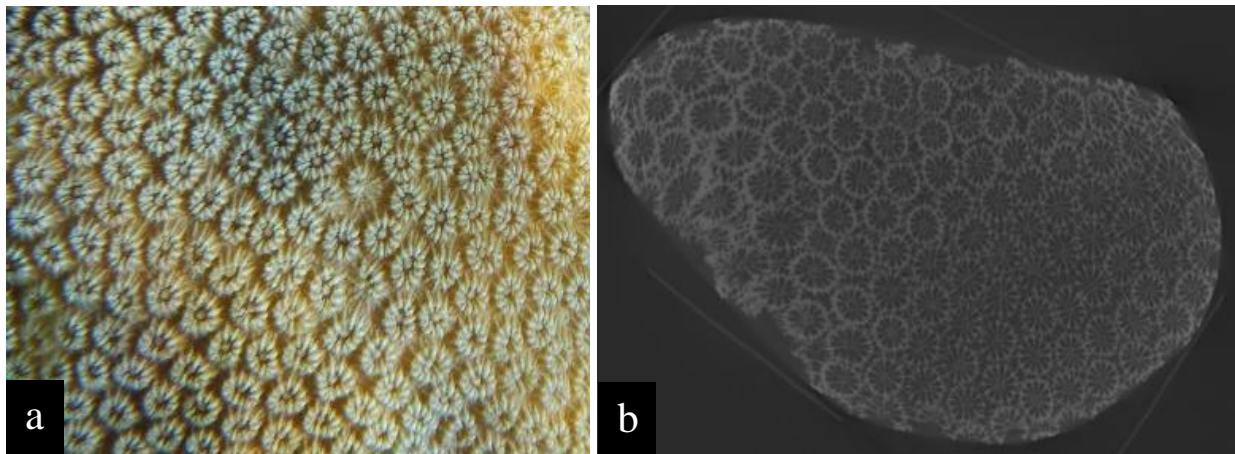


5.2.1 Adquisición de datos: Carga, Visualización y Preprocesado.

5.2.1.1 Carga de datos, Visualización de imágenes y Representación de volumen. El dataset corresponde a una tomografía computarizada de un coral, donde encontramos una serie de archivos 2D en formato .TIFF de dimensiones 720 píxeles de ancho x 440 píxeles de alto, los cuales se importan al software Avizo como una pila o stack de imágenes 2D, cabe señalar que, al ser imágenes tomográficas, corresponden a una representación gráfica de los distintos coeficientes de atenuación, que consta de pequeñas unidades con un único valor de atenuación denominadas voxels³ por tanto, cada segmento de imagen se convierte de píxeles 2D a píxeles 3D con el fin de generar un modelo 3D de la roca. (Ver Figura 4).

Figura 4

*Tomografía computarizada de un *Orbicella annularis**



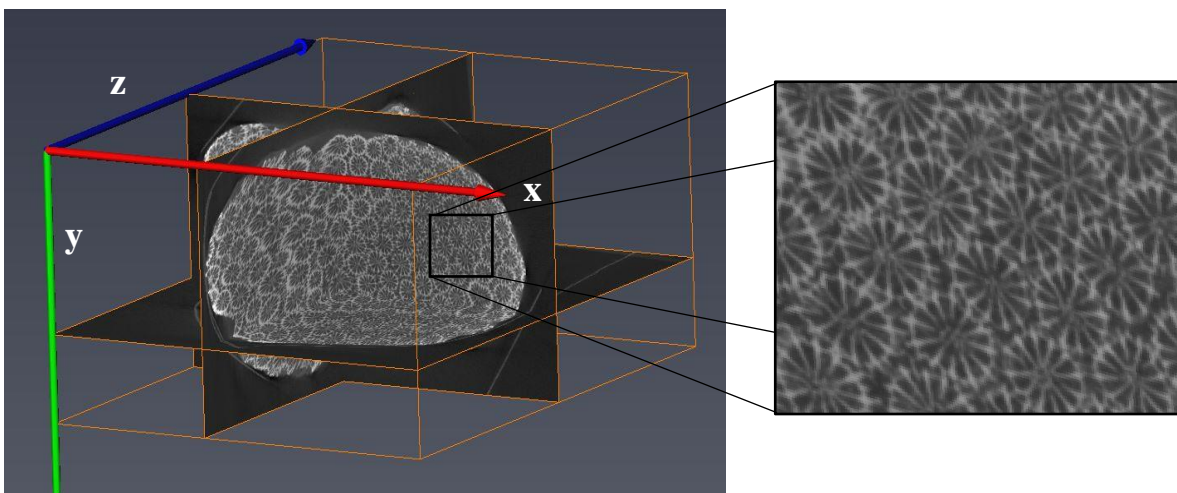
Nota. (a) *Orbicella annularis* especie de coral que pertenece a la familia Merulinidae. (b) Un *Slice* de la tomografía computarizada del coral.

³ El tamaño de un vóxel determina la resolución del tomógrafo, es decir, cuantas más pequeñas sean las dimensiones de los *voxels* mayor será la capacidad del equipo para describir estructuras pequeñas. (Ortiz, Plata, Herrera y Santos, 2015).

La forma más rápida de visualizar datos de imágenes 3D es extrayendo cortes ortogonales (*Orthogonal Slices*) del conjunto de datos 3D, es así como se pueden visualizar múltiples cortes simultáneamente con diferentes orientaciones. (Ver Figura 5).

Figura 5

Cortes ortogonales de la data inicial en 2D



Nota. Cortes ortogonales de la data inicial en 2D y un acercamiento donde se aprecian mejor los vóxeles.

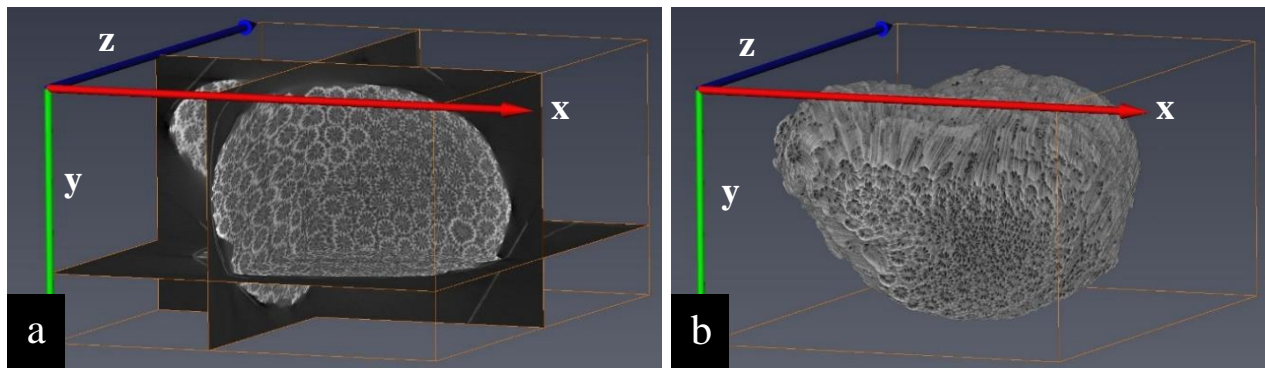
Es posible distinguir entre vóxeles más brillantes los cuales tienen una densidad más alta y representan dominios sólidos (Roca, Coral) y vóxeles más oscuros los cuales tienen una densidad menor y representan el espacio vacío (Aire circundante, Poros), debido a que esta interpretación no es exacta se debe corroborar con la información de los datos.

Representación de volumen

Uno de los métodos más intuitivos y eficientes para visualizar datos de imágenes 3D es la representación directa de volumen la cual proporciona un modelo tridimensional de todo el conjunto de datos sin segmentación. Este modelo se basa en la emisión y absorción de luz que corresponde a cada vóxel del volumen. El algoritmo del software simula la emisión de rayos de luz a través del volumen desde fuentes preestablecidas y determina cuánta luz llega a cada vóxel y es emitida o absorbida por el mismo. Por lo tanto, la representación de volumen puede resaltar instantáneamente las características relevantes de sus datos. (Thermo-Fisher Scientific, 2018).

Figura 6

Representación 3D del volumen inicial sin segmentar



Nota. (a) Cortes ortogonales de la data inicial en 2D. (b) representación 3D del volumen inicial sin segmentar.

5.2.1.2 Pre-Procesado: Recorte de datos, Identificación de ruido, Mejoramiento de la imagen y Análisis simple de datos.

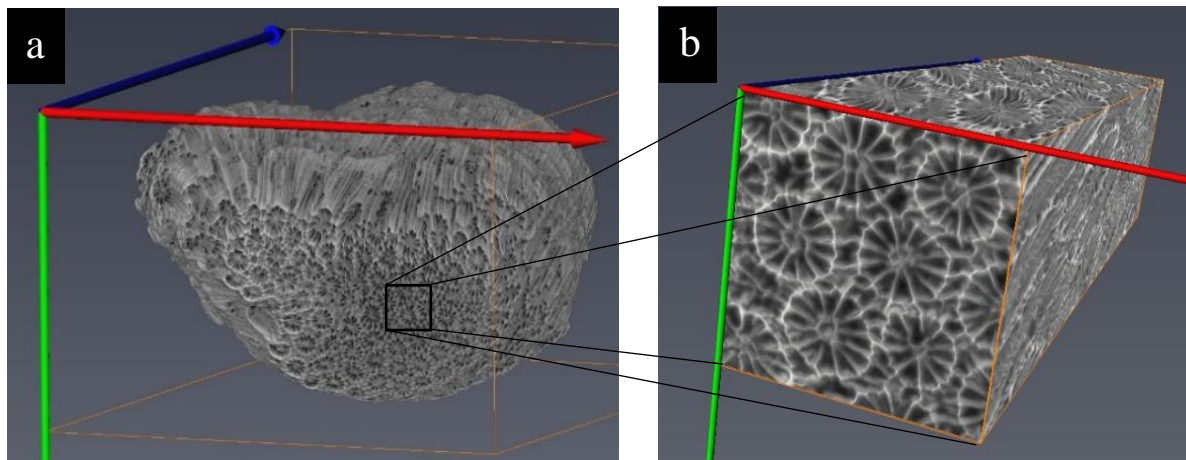
Recorte de datos

El software cuenta con un editor de recorte que permite recortar un conjunto de datos, ampliarlo replicando vóxeles de límite o modificar sus coordenadas, es decir, cambiar su cuadro delimitador o *bounding box*. Recortar los datos es útil para definir regiones de interés, eliminar áreas no deseadas de los datos, acelerar el procesamiento de las imágenes o minimizar el tiempo de cómputo.

Hay dos formas de recortar el conjunto de datos. Puede escribir los rangos deseados de coordenadas x, y y z en la ventana del editor de recorte o poner el visor en modo de interacción y ajustar el cuadro de recorte usando las manijas verdes directamente en la ventana del visor. (Thermo-Fisher Scientific, 2018). (Ver Figura 7).

Figura 7

Volumen de los datos recortados sin segmentar



Nota. (a) Volumen original de los datos sin segmentar. (b) Volumen de los datos recortados sin segmentar.

Identificación de ruido y Mejoramiento de la imagen

Antes de la segmentación, a menudo es necesario reducir el ruido o las anomalías de la imagen y mejorar las características de interés. Los filtros de imagen son herramientas que se utilizan para mejorar una imagen o resaltar sus características. El software cuenta con distintas técnicas que se usan para suavizar o reducir el ruido y así obtener los mejores resultados con el análisis de imágenes. Estas herramientas se clasifican según su función principal y las más comunes son:

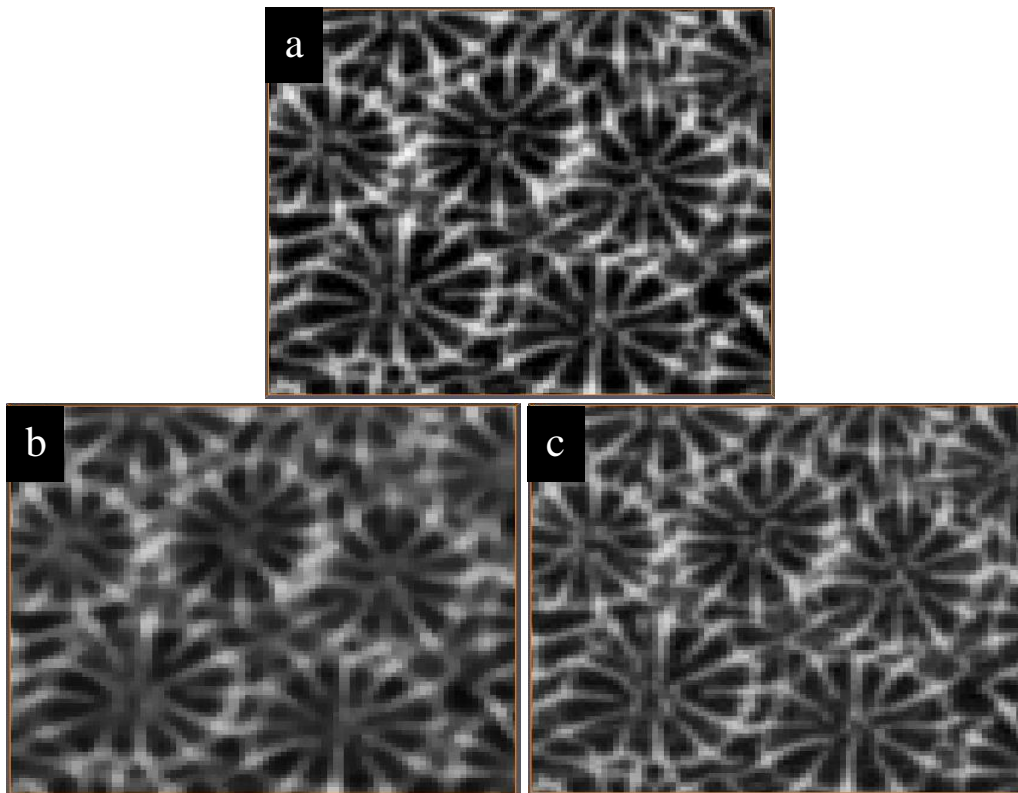
- **Suavizado:** Estos filtros ayudan a suavizar las imágenes ruidosas (reducen eficazmente el ruido), pero puede requerir un uso cuidadoso para no alterar la información contenida en la imagen.
- **Nitidez:** Estos filtros ayudan a reforzar el contraste en los bordes y hacen que los detalles parezcan más nítidos.
- **Detección de bordes:** Estos filtros resaltan los límites entre diferentes materiales o fases.

Para el caso de estudio, los datos usados no contaban con una gran cantidad de ruido por lo tanto se optó por analizar 2 tipos de filtros de suavizado, el filtro de mediana o *median filter* el cual conserva los bordes eliminando el ruido aleatorio y es eficaz eliminando el ruido impulsivo o de sal y pimienta (puntos de dispersión) y el filtro bilateral o *bilateral filter* el cual equilibra el suavizado siendo capaz de conservar los bordes (grandes diferencias en el valor tonal) mientras suaviza las regiones más planas (pequeñas diferencias tonales).

Teniendo en cuenta que este tipo de filtros requiere de un uso cuidadoso para no alterar la información contenida en las imágenes especialmente con fines de cuantificación, se escogió usar el filtro bilateral que dio como resultado un suavizado ligero contrario al filtro de mediana que dio como resultado un suavizado fuerte. (Ver Figura 8).

Figura 8

Comparación de los filtros de mediana y bilateral



Nota. (a) Imagen original. (b) Median filter. (c) Bilateral filter.

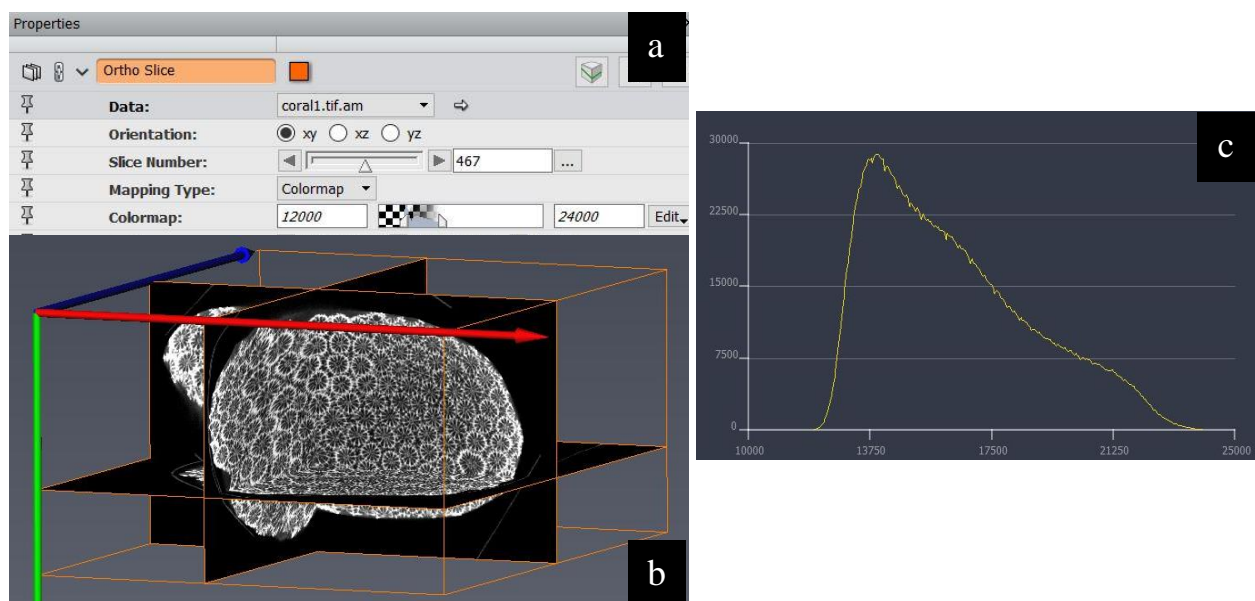
Análisis de datos simple

Se revisan los valores de intensidad del dataset por medio del puerto *Colormap* del módulo de cortes ortogonales, estableciendo así, qué valores escalares se asignan a blanco o negro, respectivamente, con el fin de proporcionar una forma sencilla de determinar un umbral o *Threshold*, que luego se puede usar para la segmentación, por ejemplo, para separar los píxeles de fondo de otras estructuras de interés. Esto se puede hacer más fácilmente haciendo coincidir los valores mínimo y máximo. (Thermo-Fisher Scientific, 2018).

Para los datos de estudio los valores de *Colormap* iniciales fueron de Min: 11540 Max: 25390 y después del análisis se determinaron los valores de Min: 12000 Max: 24000 los cuales se usarán más adelante durante la segmentación, estos valores se pueden cambiar hasta obtener el resultado adecuado durante la segmentación. (Ver Figura 9).

Figura 9

Puerto Colormap dentro del módulo de ortho slice e histograma respectivo



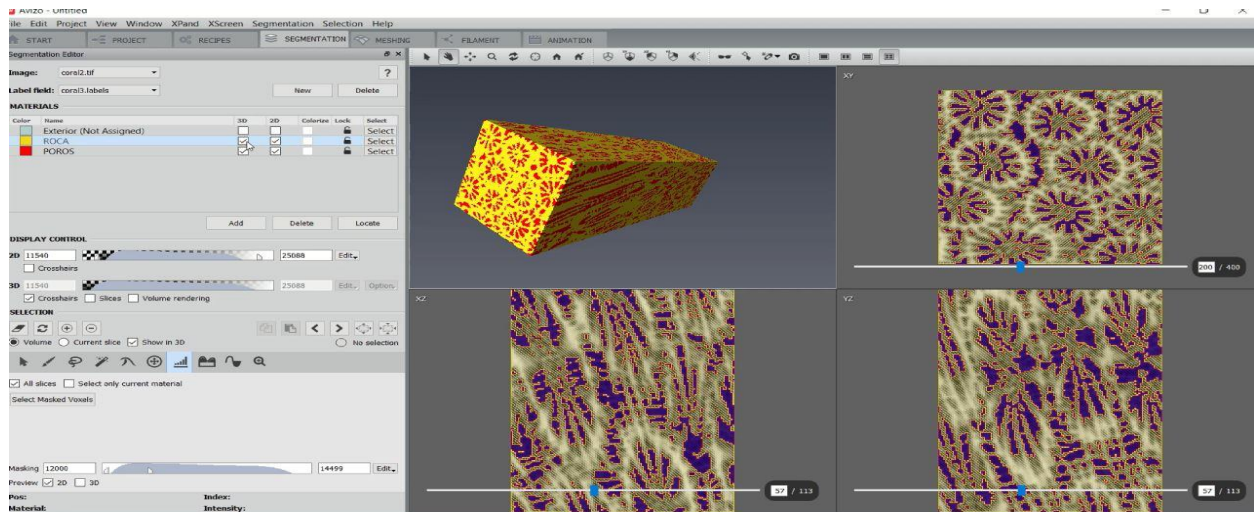
Nota. (a) Puerto *Colormap* dentro del módulo de *ortho slice* con los datos de mínimo y máximo establecidos. (b) Visualización de los respectivos datos. (c) Histograma de frecuencia vs píxeles para comprobar los valores de *Colormap*.

5.2.2 Segmentación de los datos

Una segmentación asigna una etiqueta a cada píxel de la imagen, que describe la región o material asociado con el píxel. (Thermo-Fisher Scientific, 2018). Dependiendo de los datos con los que se cuente y los resultados que se desean el proceso de segmentación puede ser manual, semiautomático o automático. Una segmentación es el requisito previo para la generación de modelos de superficie y una cuantificación precisa, como la medición de volumen. (Thermo-Fisher Scientific, 2018). El preprocesado de las imágenes facilita en últimas la segmentación ya que durante la asignación de las fases el umbral usado será el mismo que el usado durante el preprocesado. *Colormap* Min: 12000 Max: 24000. (Ver Figura 10). La resolución de los datos usados en este caso permite identificar 2 fases las cuales se clasifican en roca y poros según criterio propio.

Figura 10

Módulo de segmentación con la respectiva segmentación de los datos



Binarización

La binarización es la conversión de una imagen en escala de grises a una imagen binaria, es decir que todos los píxeles de la imagen se reducen a solo 2 posibles valores que cumplen con un conjunto de condiciones (la intensidad de píxeles dentro de los dos límites establecidos en el *Threshold*). La binarización de umbral o *Threshold Binarization* se utiliza cuando la información relevante en la imagen en escala de grises corresponde a un intervalo de nivel de gris específico. (ThermoFisher Scientific, 2018). La creación de umbrales es un método de segmentación simple que puede ser manual, semiautomático o automático dependiendo de lo que se quiere discretizar con los datos. Avizo cuenta con varias herramientas que pueden facilitar la binarización, tales como:

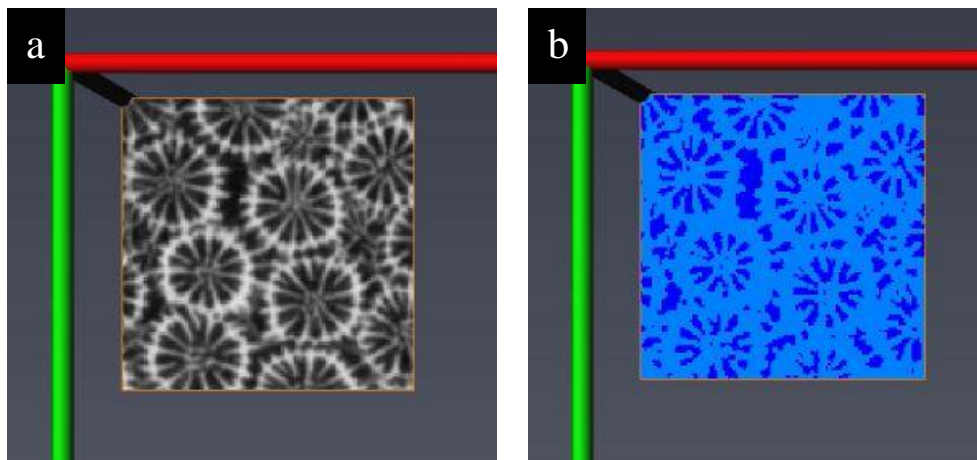
- **Auto-Thresholding:** El cual calcula automáticamente el umbral de los datos.

- ***Interactive Top-Hat***: El cual segmenta áreas no uniformes, es útil cuando no se logra con el umbral simple captar características importantes de los datos sin ruidos no deseados.
- ***Hysteresis Thresholding***: El cual se usa para lograr una binarización intermedia entre los umbrales bajo y alto que definen un área conservada y un área rechazada.

Para los datos de estudio se usó un método de binarización automático llamado *Auto Thresholding* el cual calcula automáticamente los valores de umbral los cuales dieron Min: 11704 y Max: 24771 luego se compararon con los identificados inicialmente Min: 12000 Max: 24000 y manualmente se ajustaron para que coincidieran mejor con las 2 fases definidas anteriormente (Roca – Poros). (Ver Figura 11).

Figura 11

Binarización de los datos



Nota. (a) Visualización original de los datos. (b) Binarización de los datos.

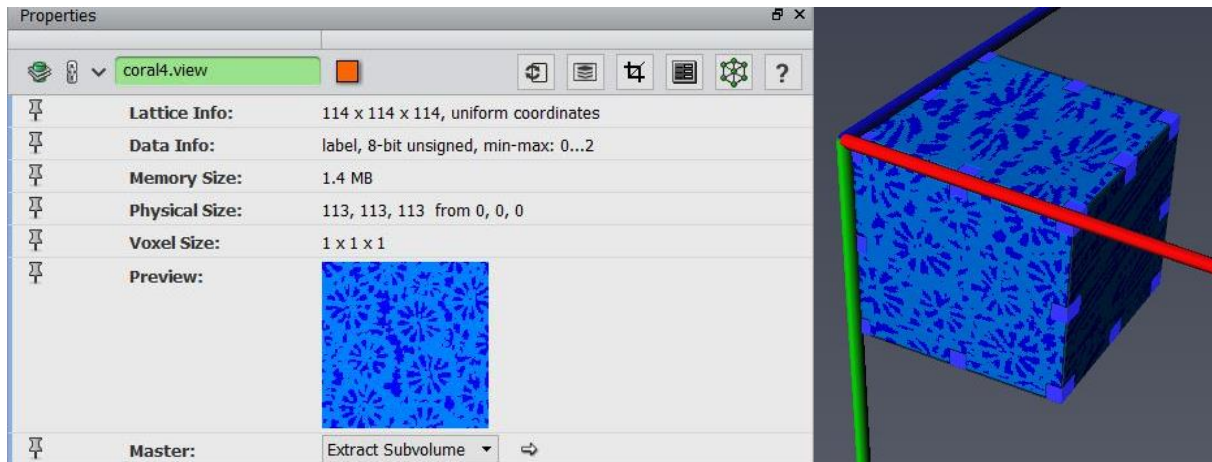
5.2.3 Reconstrucción del modelo

Avizo permite al usuario crear modelos geométricos derivados de varios tipos de datos, para el caso se creará una superficie triangular a partir de las imágenes en 3D y se generará una malla tetraédrica a partir de la superficie.

5.2.3.1 Selección de Sub-Volumen. Debido a que el costo computacional para el dataset inicial es muy alto, es necesario seleccionar un subvolumen para mitigar este costo a la hora de generar la malla tetraédrica, este subvolumen tiene unas dimensiones de 30 x 30 x 30 (mm). (Ver Figura 12).

Figura 12

Selección de subvolumen



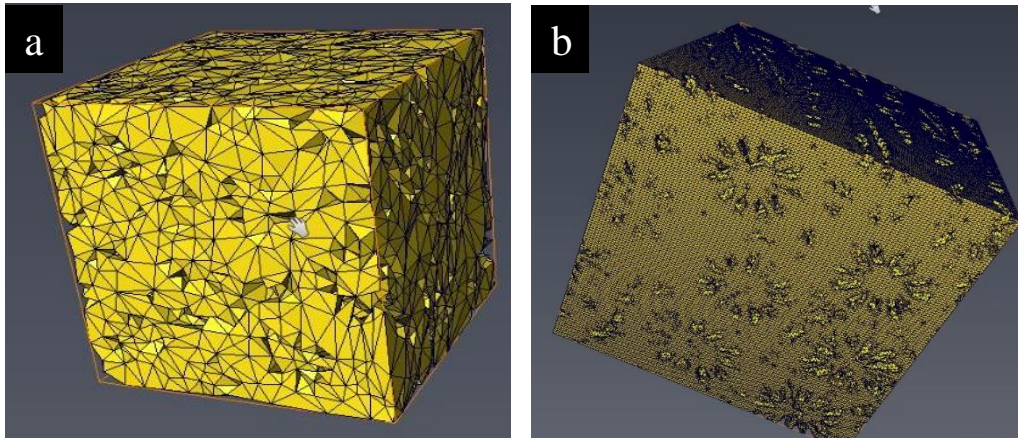
5.2.3.2 Generación de superficie triangular. Una vez que se han segmentado las características de interés de la muestra, el software cuenta con una herramienta que genera un modelo de superficie 3D, topológicamente este modelo es acertado respecto a los límites de los materiales definidos anteriormente en la segmentación, de esta manera es posible generar

modelos realistas de alta calidad, incluso si los datos de la imagen son de baja resolución o contienen artefactos de ruido graves. (Ver Figura 13)

5.2.3.3 Simplificación, edición y re-enmallado de superficie. Por lo general la cantidad de triángulos creados en la generación de superficie es demasiado grande para las operaciones posteriores por tal motivo la simplificación de la superficie consiste en reducir el número de triángulos en el modelo de superficie, es decir que se genera una malla más homogénea que permite optimizar los procesos computacionales. Según Thermo Fisher Scientific (2018) el algoritmo de simplificación del software Avizo es uno de los más elaborados disponibles, siendo este capaz de preservar las correcciones topológicas, es decir, que evita las auto intersecciones comúnmente producidas por otros métodos. Además, controla la calidad de la malla resultante con la herramienta de re-enmallado o *Remesh Surface* según las medidas habituales en el análisis de elementos finitos e incluso cuenta con un editor de superficies para suavizar la superficie, definir condiciones de contorno para una simulación numérica y verificar y modificar triángulos de superficie. (Ver Figura 13).

Figura 13

Generación de superficie triangular y su posterior simplificación

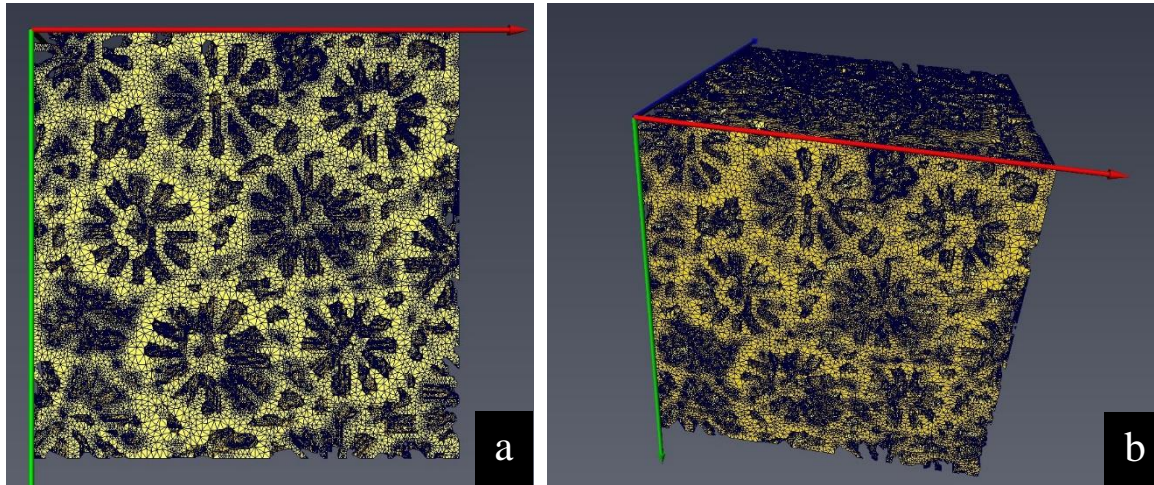


Nota. (a) Superficie triangular. (b) Simplificación de superficie triangular.

5.2.3.4 Generación de malla tetraédrica. Por último, una vez simplificada y re-enmallada la superficie se genera una malla tetraédrica volumétrica (Ver Figura 14), es decir, que el volumen encerrado por la superficie se llena de tetraedros, estas mallas son necesarias para llevar a cabo simulaciones avanzadas de elementos finitos. El software permite exportar el archivo en distintos formatos al ser compatible con varios programas de simulación estándar. Para el caso se debe exportar en archivo en .ANS el cual es compatible con el software Ansys.

Figura 14

Visualización de la malla tetraédrica



Nota. (a) Visualización del Plano XY de la malla final. (b) Visualización 3D de la malla final.

5.3 Fase 3: Definición de parámetros para la simulación.

Para realizar la simulación que se propone en esta metodología, se escogió el software llamado Ansys, más exactamente la herramienta *Fluent*, que posee varios módulos por medio de los cuales se ajustan los parámetros necesarios para la simulación, estos son:

5.3.1 Geometry o Geometría

En este módulo se puede construir la geometría sobre la cual se va a realizar la simulación, sin embargo, también existe la posibilidad de importar geometrías previamente diseñadas en otros programas como lo puede ser SolidWorks, AutoCAD, entre otros, específicamente para este proyecto se importó la geometría del programa Avizo. (Ver Figura 15).

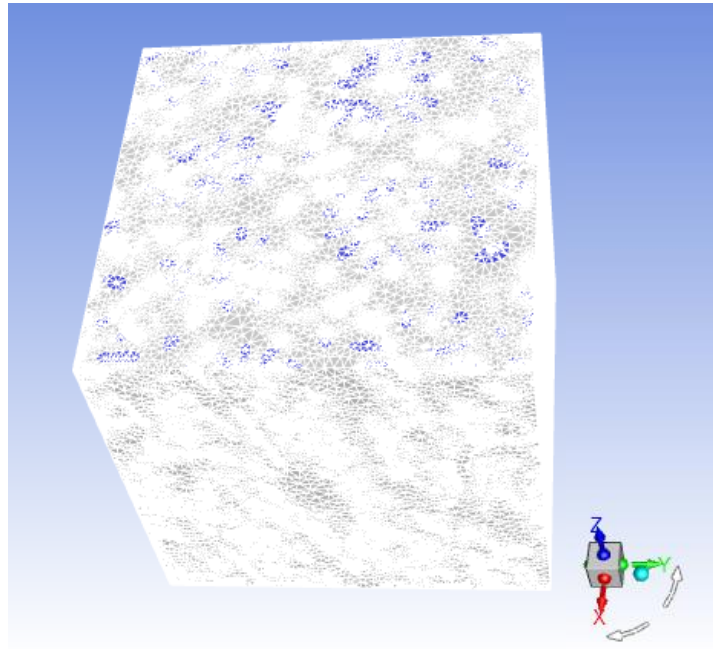
5.3.2 *Mesh o Enmallado*

Este es el módulo en el cual se puede realizar el enmallado de la geometría que se diseñó o se importó en la sección de *Geometry*. Ansys posee la opción de generar una malla automática, lo cual es un muy buen punto de inicio para empezar el enmallado, ya que siempre es necesario corregir la malla automática de manera manual, generalmente cuando las superficies tienen geometrías complejas se tienden a generar un mal enmallado de manera automática, por eso es importante realizar las correcciones necesarias para poder obtener como resultado una malla lo suficientemente refinada. También es importante destacar que entre más fina y refinada sea la malla más precisos son los resultados que se van a obtener, sin embargo, también va a ser más demorado y pesado el procesamiento, por lo cual existe una relación directa entre la calidad de la malla y la capacidad del ordenador en el cual se va a realizar la simulación, esta es una de las principales restricciones que se tiene para el desarrollo de proyectos como este.

Es importante destacar que tanto la definición de la geometría y el enmallado de la misma se realizó en el software Avizo, por lo cual no se usó ninguno de los dos apartados anteriores en este proyecto, pero se hace necesario definirlos para generar un mayor entendimiento de la metodología propuesta.

Figura 15

Visualización de la malla dentro del software Ansys



5.3.3 Setup o Configuración

En este módulo se realizó la configuración de algunos parámetros para la simulación, como lo son, las características del fluido de estudio, las condiciones de frontera entre otros aspectos.

Para el caso de estudio se tienen los siguientes datos del fluido:

Tabla 1*Propiedades del aceite mineral usado como fluido de estudio*

ACEITE MINERAL	
Densidad	0.85 Kg/m ³
Viscosidad	0.3214 Poise

Para establecer las condiciones de frontera se observa que la geometría sobre la cual se realizaría la simulación es un cubo de 6 caras, por esto es necesario restringir el flujo en la dirección deseada. Para el estudio, se configuraron 4 caras como paredes y los 2 restantes se programaron con presiones de entrada y salida, estas 2 caras sobre el eje Z, siendo esta la dirección de flujo escogida.

A continuación, se muestran las condiciones de entrada y salida de presión seleccionadas.

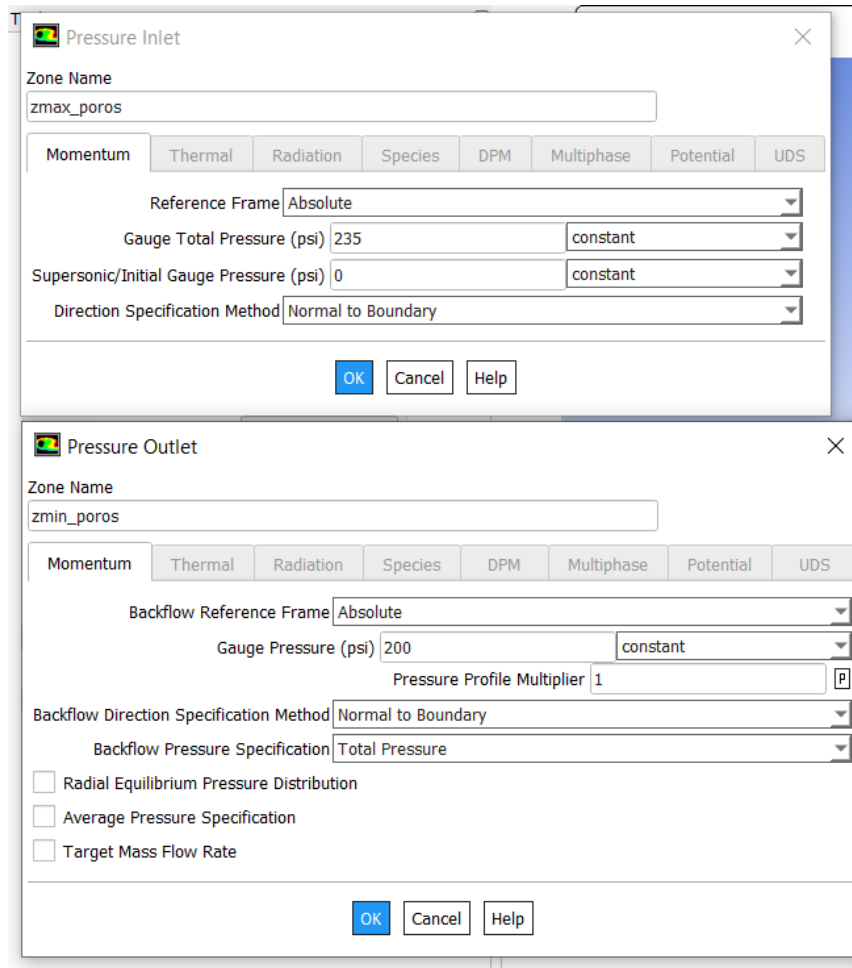
Tabla 2*Condiciones de frontera para las caras de flujo*

CONDICIÓN	VALOR
Presión de Entrada	235 Psi
Presión de Salida	200 Psi

A continuación, se observa cómo se deben ingresar estos valores en el software.

Figura 16

Condiciones de frontera en el simulador



5.3.4 Solution o Solución

Una vez establecidos los parámetros de simulación, en el módulo de *Solution* se precede a establecer y especificar los valores iniciales de la simulación de ser necesarios, los cuales son las velocidades en los 3 ejes, una presión inicial sobre todo el sistema y una temperatura inicial, el número de iteraciones las cuales las decide quien esté realizando la simulación y si esta, se va a realizar en estado estable o transiente. Para el caso específico del proyecto, se escogió un estado

transiente, lo cual indica un cambio en el balance de masa durante el paso del tiempo, principalmente por acumulación, en otras palabras, la masa que entra no es igual a la que sale. Para el estado transiente *Ansys fluent* maneja una formulación para la discretización temporal, la cual debe cumplir la siguiente relación:

$$\lambda < \frac{\Delta x}{u} \quad (6)$$

Donde Δx representa el tamaño de la garganta de poro más pequeña del dominio en el que se va a trabajar y u es la velocidad en ese mismo dominio. Sin embargo, esto solo indica cual es el time step más grande con el cual se debe trabajar para que la simulación funcione, pero generalmente se busca trabajar con un valor de time step mucho menor al máximo calculado.

Una vez ya se tienen definidos los parámetros tanto de condiciones de frontera como las condiciones iniciales, número de iteraciones y pasos de tiempo, se procedería a realizar la simulación, lo cual consiste en la solución de los modelos matemáticos seleccionados para el proyecto por parte del simulador, es decir, las ecuaciones de Navier-Stokes y continuidad, para poder obtener los resultados y con estos calcular las propiedades petrofísicas objetivo del proyecto, es decir, porosidad y permeabilidad.

5.3.5 Results

En este módulo es en el cual se analizan los resultados de la simulación, como lo son valores de presión, velocidad, entre otros parámetros, por medio de la obtención de contornos, planos, líneas y muchas otras aplicaciones que ofrece el módulo, sin embargo, para el caso de estudio, se buscarían valores de velocidad en la cara de salida del *grid* de simulación, esto se puede

ver por medio de un mapa de contornos de velocidad en dicha cara. La cara va a presentar una cantidad muy variable de velocidades, por eso se deberá calcular la velocidad promedio de la cara, y con el este valor por medio de la ley de Darcy obtener la permeabilidad absoluta de la muestra.

5.4 Fase 4: Estimación de propiedades petrofísicas

Para este proyecto se decidió analizar dos propiedades petrofísicas básicas de la roca, la porosidad y la permeabilidad absoluta, utilizando el caso de estudio como una ejemplificación de la aplicación de la metodología propuesta.

5.4.1 Porosidad

Para la obtención de la porosidad, se necesitan los valores de volumen total y volumen poroso. Estos valores se pueden obtener del software de Avizo, ya que, al realizar la segmentación de la muestra de roca, se diferencian los volúmenes tanto poroso como de roca.

Una vez se han determinado los valores de estos volúmenes, se reemplazan en la ecuación de porosidad, la cual es al siguiente:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (7)$$

Donde V_p es el volumen poroso de la muestra, y el V_t es el volumen total de la roca.

Para el caso de estudio tenemos los siguientes valores para los volúmenes y la porosidad.

Tabla 3*Parámetros usados para el cálculo de porosidad de la muestra*

PARÁMETRO	VALOR
Volumen poroso (Vp)	636049 voxels
Volumen total (Vt)	1442831 voxels

Reemplazando los valores de la tabla anterior en la ecuación número (7) podemos calcular el valor de porosidad.

$$\emptyset = \frac{Vp}{Vt} * 100$$

$$\emptyset = \frac{636049}{1442831} * 100$$

$$\emptyset = 44 \%$$

5.4.2 Permeabilidad Absoluta

Para el cálculo de la permeabilidad absoluta se va a utilizar la ecuación de Darcy

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (8)$$

Donde K es la permeabilidad absoluta, Q el caudal, μ la viscosidad del fluido, L la longitud, A el área transversal y un ΔP que es el delta de presión entre la entrada y la salida del sistema.

De acuerdo con la metodología propuesta, de la simulación en Ansys Fluent se obtendría una velocidad promedio en la cara de salida de la muestra que será usada para el cálculo de la permeabilidad, sin embargo, la ecuación de Darcy no tiene como termino la velocidad, pero por medio de la descomposición del caudal que es igual a:

$$q = v * A \quad (9)$$

Reemplazando (9) en (8)

$$K = \frac{v * A * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (10)$$

Cancelando las áreas, ya que ambas son la misma área transversal al flujo, obtenemos una ecuación para calcular permeabilidad en función de la velocidad.

$$K = \frac{v * \mu * L}{\Delta P} \quad (11)$$

Para el caso de ejemplo, se tiene los siguientes valores con los cuales se podría calcular la permeabilidad de la muestra, sin embargo, se dejará la ecuación expresada en función de la velocidad promedio debido a que este valor es el obtenido de la simulación al aplicar la metodología propuesta.

Tabla 4*Parámetros usados para el cálculo de permeabilidad de la muestra*

PARÁMETRO	VALOR
Viscosidad (μ)	32 Cp
Longitud (L)	3 cm
ΔP	35 psi
Velocidad (v)	Valor promedio que se obtiene como resultado de la simulación

Reemplazando los valores de la tabla anterior en la ecuación número (11) podemos calcular el valor de permeabilidad.

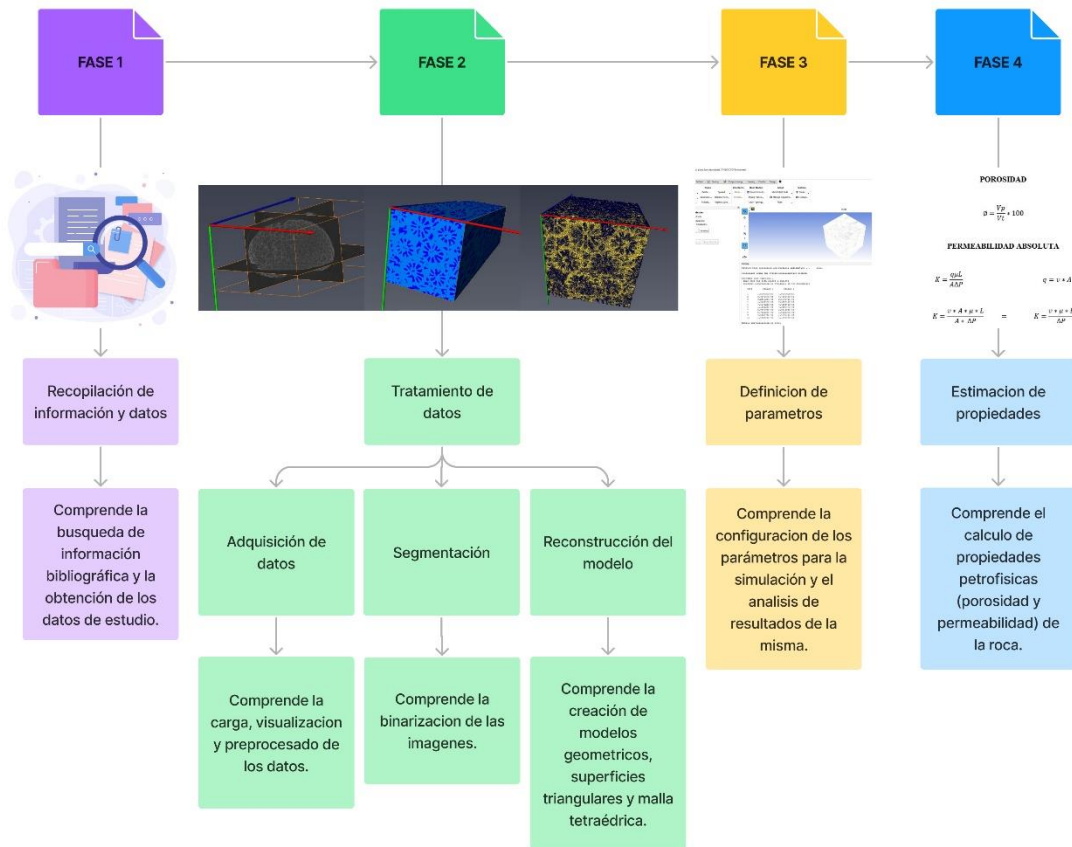
$$K = \frac{v * \mu * L}{\Delta P}$$

$$K = \frac{v * (32 \text{ Cp}) * (3 \text{ cm})}{(35 \text{ psi})}$$

6. Esquematización de la metodología

Figura 17

Esquematización de la metodología propuesta



7. Conclusiones

- Al integrar el uso de herramientas digitales al estudio petrofísico, se diversifican las posibilidades de escenarios que se pueden analizar, de propiedades que podrían ser estimadas; Sin embargo, es importante destacar que este tipo de metodologías no se desarrollan con la intención de reemplazar los métodos de laboratorio, por el contrario, se proponen como una herramienta que sumándola a las pruebas convencionales permitirán disminuir de manera significativa la incertidumbre que rodea el proyecto.
- Para implementar la metodología propuesta en este proyecto es importante contar con un dataset que contenga cierta información referente a la muestra de roca, por ejemplo, descripción geológica, descripción granulométrica, porosidad y permeabilidad absoluta medidas en laboratorio. Así mismo, la resolución de las imágenes es fundamental al momento del desarrollo de esta metodología, ya que para su aplicación es importante poder observar la porosidad al momento de reconstruir la muestra de roca de manera digital.
- Luego de experimentar el tratamiento de las imágenes en algunos softwares como Image J, Mango, Rhino y Avizo, se decidió usar AVIZO ya que posee una interfaz intuitiva y amigable con el usuario, facilitando el flujo de trabajo y los procesos que se deben realizar al dataset para la reconstrucción digital de la muestra de roca.
- Se escogió ejemplificar la metodología parametrizando la simulación con datos muy parecidos a los usados en laboratorio, ya que por ejemplo para realizar el mismo análisis a

condiciones de yacimiento, se necesitarían datos como la temperatura de este, características de los fluidos presentes en el yacimiento y la presión a la cual estaba sometida la muestra de roca en el subsuelo, datos con los cuales el dataset del proyecto no contaba.

- Al momento de realizar la estimación de propiedades para la muestra de roca, la porosidad se calculó por medio del software Avizo, esto luego de realizar el proceso de segmentación ya que en este punto fue posible obtener los valores de volumen total y volumen poroso de la muestra, teniendo como resultado una porosidad del 44%.
- Para la estimación de la permeabilidad, no fue posible calcular un valor por medio de la simulación debido a que las licencias académicas usadas en el proyecto no permitían llegar a obtener el resultado necesario, sin embargo, sí se plantea de forma clara y concisa cómo se debe llevar a cabo la simulación y posteriormente el cálculo de permeabilidad por medio de la aplicación de la metodología; no obstante, es posible hacer una apreciación acerca del valor que pudiese llegar a tener esta propiedad, puesto que se observó en las imágenes analizadas en el software Avizo que la muestra de roca contaba con gran parte de su porosidad interconectada, es decir, que cuenta con una buena porosidad efectiva, con lo cual se asume que se obtendrá un buen valor de permeabilidad.
- Teniendo en cuenta los valores de porosidad y el presunto valor de permeabilidad absoluta, se concluye que la muestra de estudio en este proyecto se podría considerar un reservorio de buena calidad para hidrocarburos.

8. Recomendaciones

- Se aconseja para continuar con el desarrollo de la metodología, conseguir las licencias completas del programa, ya que las licencias académicas, las cuales son las usadas en este proyecto, tienen muchas restricciones, tanto del tamaño de información que permite trabajar, como la cantidad de funciones utilizables; Así mismo, se recomienda trabajar con un computador lo suficientemente potente para que los programas puedan trabajar y correr de forma eficiente.
- Se recomienda continuar con el desarrollo de la metodología enfocándola a la estimación de propiedades petrofísicas diferentes a las propuestas en esta tesis, ya que el proyecto tiene el potencial de ser utilizado tanto para propiedades más específicas como en la aplicación de otros campos de la industria.

Referencias Bibliográficas

- AKKUTLU, I. Y., & FATHI, E. (2012). Multiscale Gas Transport in Shales with Local Kerogen Heterogeneities. *SPE Journal*, 17(04), 1002–1011. <https://doi.org/10.2118/146422>
- ANDRÄ, H., COMBARET, N., DVORKIN, J., GLATT, E., HAN, J., KABEL, M., ZHAN, X. (2013). Digital rock physics benchmarks-Part I: Imaging and segmentation. *Computers and Geosciences*, 50, 25–32. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2012.09.005>
- ANDRÄ, H., COMBARET, N., DVORKIN, J., GLATT, E., HAN, J., KABEL, M., ZHAN, X. (2013). Digital rock physics benchmarks-part II: Computing effective properties. *Computers and Geosciences*. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2012.09.008>
- ARNS, C. H., KNACKSTEDT, M. A., PINCZEWSKI, W. V., & GARBOCZI, E. J. (2002). Computation of linear elastic properties from microtomographic images: Methodology and agreement between theory and experiment. *Geophysics*, 67(5), 1396–1405. <https://doi.org/10.1190/1.1512785>
- DVORKIN, J., WALLS, J., TUTUNCU, A., PRASAD, M., NUR, A., & MESE, A. (2003). Rock property determination using digital rock physics. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2003, (OCTOBER)*, 1660–1663. <https://doi.org/10.1190/1.1817624>
- HANDOYO, FATKHAN, SUHARNO, FOURIER, D. (2017). Introduction to Digital Rock Physics and Predictive Rock Properties of Reservoir Sandstone. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 62(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/62/1/012022>
- HANDOYO, FATKHAN, FOURIER, D. (2018). Digital Rock Physics Applications: Visualisation Complex Pore and Porosity-Permeability Estimations of the Porous Sandstone Reservoir.

- IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 132(1).
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/132/1/012002>
- INCORPORATED, A. (2013). ANSYS Fluent Theory Guide. ANSYS 15.0 Documentation, 15317(November), 814. [https://doi.org/10.1016/0140-3664\(87\)90311-2](https://doi.org/10.1016/0140-3664(87)90311-2)
- KEEHM, Y., MUKERJI, T., & NUR, A. (2001). Computational rock physics at the pore scale: Transport properties and diagenesis in realistic pore geometries. *The Leading Edge*, 20(2), 180–183. <https://doi.org/10.1190/1.1438904>
- MEES, F., SWENNEN, R., GEET, M. VAN, & JACOBS, P. (2003). Applications of X-ray computed tomography in the geosciences. Geological Society, London, Special Publications, 215(1), 1–6. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01>
- MOHAMMADMORADI, P., & KANTZAS, A. (2016). Pore-scale permeability calculation using CFD and DSMC techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146(May), 515–525. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.010>
- SHARMA, A. (2017). *Introduction to Computational Fluid Dynamics: Development, Application and Analysis*. Chichester: Jhon Wiley and Sons Ltd.
- SUNGKORN, R., MORCOTE, A., CARPIO, G., DAVALOS, G., MU, Y., GRADER, A., TOELKE, J. (2015). Multi-Scale and Upscaling of Digital Rock Physics with a Machine That Can Learn About Rocks. *Sca*, 1–11.
- SWAMI, V., CLARKSON, C. R., & SETTARI, A. (2012). Non-Darcy Flow in Shale Nanopores: Do We Have a Final Answer? SPE Canadian Unconventional Resources Conference, (November), 1–17. <https://doi.org/10.2118/162665-MS>