

Metodología del manejo de imágenes para la caracterización estática y amarre con propiedades petrofísicas usando la tomografía computarizada. Caso de estudio un pozo de un campo colombiano

Eduar Fabian Tarazona Sanchez, Martin Emilio Vergara Ricardo

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de Geólogo e Ingeniero de Petróleos

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Magister en Geología

Codirectores

Gustavo Andrés Valle Tamayo

Magister en Ingeniería de Petróleos

Edgar Ricardo Pérez Carrillo

Magister en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Escuela de Geología

Bucaramanga

2018

**Tabla de contenido**

<b>Introducción</b>	<b>17</b>
<b>1. Mapeo histórico de la tomografía axial computarizada aplicado a la caracterización estática de yacimientos</b>	<b>19</b>
<b>1.1. Preguntas de investigación.</b>	<b>19</b>
<b>1.2. Ejecución estudio de mapeo.</b>	<b>20</b>
1.2.1. Búsqueda de estudio.	21
1.2.1.1. Ámbito de búsqueda.	21
1.2.1.2. Selección de estudios.	21
1.2.1.2.1. Criterio de selección.	22
1.2.1.2.2. Primera ronda de selección.	22
1.2.1.2.3. Segunda ronda de selección.	23
1.2.1.2.4. Tercera ronda de selección.	23
1.2.1.2.5. Extracción de datos.	23
1.2.1.2.6. Síntesis de datos.	24
<b>1.3. Resultados del estudio</b>	<b>24</b>
1.3.1. Búsqueda y selección de resultados.	24
1.3.2. Distribución de los estudios.	25
1.3.3. Preguntas de investigación resueltas.	28
1.3.3.1. P1: ¿Cómo se puede estimar la densidad a través de la TAC?	28

MANEJO DE IMÁGENES PRODUCTO DE TAC.	7
1.3.3.2. P2: ¿Cómo se puede estimar la porosidad a través de la TAC?	29
1.3.3.3. P3: ¿Cómo se puede estimar la permeabilidad a través de la TAC?	30
1.3.4. Implicaciones para los investigadores.	30
1.3.5. Amenazas a la validez.	31
<b>2. ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR MEDIO DE TAC.</b>	<b>31</b>
<b>2.1. Geología general del campo</b>	<b>32</b>
2.1.1. Localización.	32
2.1.2. Evolución geológica.	32
2.1.3. Registro litológico y estratigráfico.	35
2.1.4. Marco geológico estructural.	36
2.1.5. Set de calibración empleado.	38
<b>2.2. Calculo de densidad</b>	<b>38</b>
2.2.1. Procedimiento para la obtención de los valores CTN a través del visualizador de imágenes <i>Image J.</i>	39
<b>2.3. Calculo de porosidad</b>	<b>40</b>
2.3.1. Calculo de densidad de la matriz.	40
2.3.1.1. Procedimiento de PEF y Zeff.	41
<b>2.4. Evaluación de coeficientes por slice, variable o contaste</b>	<b>42</b>
<b>2.5. Calculo de permeabilidad.</b>	<b>46</b>
<b>3. Validación propiedades por tac y petrofísica.</b>	<b>51</b>

MANEJO DE IMÁGENES PRODUCTO DE TAC.	8
<b>4. Metodología para calculo de propiedades a través de tac.</b>	<b>52</b>
<b>5. Conclusiones</b>	<b>55</b>
<b>6. Recomendaciones</b>	<b>57</b>
<b>Referencias bibliograficas</b>	<b>58</b>

**Lista de Tablas**

Tabla 1 Las preguntas de investigación y su descripción. Adaptada de (Yan, et al., 2016) .....	19
Tabla 2 Base de datos incluida en el estudio. Adaptada de (Yan, et al., 2016).....	21
Tabla 3 Los criterios de inclusión y criterios de exclusión en el estudio de mapeo. Adaptada de (Yan, et al., 2016) .....	22
Tabla 4 Artículos Relevantes. Adaptada de (Yan, et al., 2016) .....	23
Tabla 5 Información Set de Calibración (INC., s.f.) .....	38
Tabla 6 Listado de fantasmas utilizados (Ortiz Meneses, et al., 2015) .....	39
Tabla 7 Rangos de PEF para diferentes rocas. (Ortiz Meneses, et al., 2015).....	41
Tabla 8 Nomenclatura de Rocas por color .....	44
Tabla 9 Relación entre Radio de garaganta y la Porosidad. (Porrás, 1998) .....	47
Tabla 10 Clasificación Descriptiva de la Porosidad. (Rodríguez, 2006).....	52
Tabla 11 Resultados de la Validación datos Petrófísicos y TAC .....	52

### Lista de Figuras

Figura 1 Guía de búsqueda estudio de información. Adaptado de (Yan, et al., 2016).....	20
Figura 2 Resultados de la búsqueda y selección de estudios. Adaptada de (Yan, et al., 2016) ...	25
Figura 3 Grafico de Burbujas. Adaptada de (Yan, et al., 2016) .....	26
Figura 4 Estudios Seleccionados por año. Adaptada de (Yan, et al., 2016).....	27
Figura 5 Número, proporción de estudios y tipo de autor. Adaptada de (Yan, et al., 2016).....	28
Figura 6 Evolución Geológica. (Ecopetrol, s.f.).....	34
Figura 7 Sección Transversal. Modelo de estructuras pertenecientes a la zona Sur Colombia. (Modificado West-east Transect Across The Colombian Andes, 2000) (Ecopetrol, s.f.).....	37
Figura 8 Interfaz Image J.....	39
Figura 9 Interfaz Image J.....	40
Figura 10 Valores de PEF de acuerdo al tipo de Roca .....	44
Figura 11 Densidad Bulk por slice variable y constante, para cada tipo de Roca.....	44
Figura 12 Porcentaje de Error en el calculo de la Densidad Bulk .....	45
Figura 13 Porosidad por slice variable y porosidad real, para cada tipo de Roca. ....	45
Figura 14 Porcentaje de error en el calculo de porosidad entre la roca por slices variables y el valor real .....	46
Figura 15 Diagrama Estimación de la Permeabilidad .....	49
Figura 16 Valor anómalo arrojado por el software especializado en fisica digital de rocas .....	49
Figura 17 Las líneas azules representan el flujo del fluido a través de la muestra.....	50
Figura 18 Representa el flujo a través de una muestra con imágenes producto de microtomografía. (Visualization Sciences Group, SAS, 2013).....	50
Figura 19 Metodología del manejo de imágenes para la caracterización estática.....	53

**Lista de Apéndices**

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la base de datos de la biblioteca)**

Apéndice A. Columna estratigráfica cuenca de Los Llanos Orientales.

Apéndice B. Set de Calibración.

Apéndice C. Procesamiento de datos del set de calibración.

Apéndice D. Validación de datos petrofísicos.

### Glosario

En este apartado se definen algunas de las palabras más usadas y relevantes de la investigación:

- Porosidad (UNSL, 2011)

Se entiende por porosidad de una roca al porcentaje de espacios vacíos en el volumen total de dicha roca, es decir, el espacio no ocupado por material mineral sólido. Ella constituye el espacio "total" de poros, en contraste con el espacio "efectivo" o disponible de poros. El espacio total de poros constituye todos los intersticios o vacíos, conectados o no, y por lo tanto es mayor que el espacio efectivo.

Así, se define una Porosidad Absoluta o Total que está representada por la relación porcentual entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca y una Porosidad Efectiva o Eficaz, representada por la relación entre el volumen de espacios vacíos interconectados entre sí y el volumen total de roca.

El valor de la porosidad efectiva de una roca está determinado por la distribución y forma de los poros y su grado de interconexión. Depende en gran medida de la naturaleza del empaquetamiento, que depende a su vez de la uniformidad del tamaño de grano (grado de selección)

Por lo tanto, la porosidad depende de variables como:

- Forma de las partículas
- Grado de selección
- Empaquetamiento
- Naturaleza y cantidad de cemento (grado de cementación)

- Permeabilidad (Schlumberger, s.f.)

Capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. El término fue definido básicamente por Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía modificarse para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos.

- Densidad bulk (Buckman & Brady, 1960)

La densidad bulk o aparente es una propiedad de polvos, gránulos y otros sólidos "divididos", especialmente en referencia a componentes minerales (suelo, grava), sustancias químicas, ingredientes (farmacéuticos), productos alimenticios o cualquier otra masa de materia corpuscular o particulada. Se define como la masa de muchas partículas del material dividida por el volumen total que ocupan. El volumen total incluye el volumen de partícula, el volumen vacío entre partículas y el volumen de poro interno.

- Tomografía (Herman, 2009)

Es el proceso de imágenes por secciones. Un aparato usado en tomografía es llamado tomógrafo, mientras que la imagen producida es un tomógrafo. Este método es usado en medicina, arqueología, biología, geofísica, oceanografía, ciencia de los materiales y otras ciencias. En la mayoría de los casos se basa en un procedimiento matemático llamado reconstrucción tomográfica. Hay muchos tipos diferentes de tomografía, tal y como se listan posteriormente (nótese que la palabra griega tomos conlleva el significado de 'cortar' 'dividir' o 'seccionar'). Una tomografía de varias secciones de un cuerpo es conocida como politomografía.

- Caracterización estática (Carmona Torres & Fernandez Sanchez, 2014)

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar las características y los parámetros de la formación que afectan el comportamiento de flujo, entre los cuales se tiene, la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuñaientos, el fracturamiento y dividir en

compartimentos el área de estudio (yacimiento). En la caracterización de yacimientos petroleros, el objetivo principal es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa

Como cuantitativamente, por lo que, desde este punto de vista, se consideran dos tipos de caracterización: cualitativa y cuantitativa.

- SCAL (Andersen, Duncan, & McLin, 2013)

Los laboratorios de análisis especiales de núcleos (SCALs) normalmente se encuentran equipados para medir la presión capilar, la permeabilidad relativa, las propiedades eléctricas, el daño de formación, el tiempo de relajación de resonancia magnética nuclear (RMN), el factor de recuperación, la mojabilidad y otros parámetros utilizados para la calibración de los registros. Los servicios SCAL también son utilizados con el fin de caracterizar los yacimientos para los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) y para el estudio del flujo multifásico y de las interacciones entre rocas y fluidos. Para estas pruebas extensivas, cuya ejecución en algunos casos requiere varias semanas, sólo se seleccionan unas pocas muestras.

### Resumen

**TITULO:** Metodología del Manejo de Imágenes Para la Caracterización Estática y Amarre con Propiedades Petrofísicas Usando la Tomografía Computarizada. Caso de Estudio un Pozo de un Campo Colombiano\*

**AUTOR:** Eduar Fabian Tarazona Sánchez\*\*, Martin Emilio Vergara Ricardo\*\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Tomografía computarizada, caracterización estática, propiedades petrofísicas.

En el presente trabajo se propone una metodología para el manejo de imágenes de alta resolución producto de la tomografía axial computarizada enfocada en la caracterización estática de yacimientos, con un posterior amarre a las propiedades obtenidas a través de petrofísica; previamente se hace una revisión bibliográfica en plataformas de búsqueda utilizadas por la comunidad científica e ingenieros de petróleo (i.e. OnePetro, ScienceDirect, repositorio UIS y repositorio UNAL) de las posibles metodologías a proponer y consecuentemente se definen cuáles se pretenden acoplar a la desarrollada finalmente. Con la manipulación de las imágenes de tomografía computarizada se proceden a realizar los respectivos análisis y cálculos apoyándose en la literatura y de ecuaciones experimentales actualmente desarrolladas; dicha metodología busca dar un uso eficiente a las imágenes de alta resolución para estimar valores de propiedades petrofísicas con un nivel de confiabilidad bastante considerable sin necesidad de alterar la roca. Al finalizar el trabajo se presenta un diagrama de flujo que sintetiza todo el procedimiento de manera detallada y minuciosa con los softwares sugeridos para hacer un correcto manejo de las imágenes producto de la TAC para la estimación de propiedades petrofísicas (I.e. densidad, porosidad y permeabilidad), con el fin de caracterizar la roca.

---

\*Trabajo de grado modalidad investigación.

\*\*Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Geólogo Msc. Edwar Hernando Herrera Otero, Co-director UIS: Ingeniero de petróleos Msc. Gustavo Andrés Valle Tamayo, Co-director ICP: Msc. Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

\*\*\* Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Geólogo Msc. Edwar Hernando Herrera Otero, Co-director UIS: Ingeniero de petróleos Msc. Gustavo Andrés Valle Tamayo, Co-director ICP: Msc. Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

**Abstract**

**TITLE:** Methodology of Image Management for Static Characterization and correlation with Petrophysical Properties Using Computerized Tomography. Case Study to Well of a Colombian Field.

**AUTHOR:** Eduar Fabian Tarazona Sánchez\*\*, Martin Emilio Vergara Ricardo\*\*\*

**KEY WORDS:** Computerized tomography, static characterization, petrophysical properties.

In the present work we propose a methodology for the management of high resolution images product of computerized axial tomography focused on the static characterization of reservoirs, with a posterior tie to the properties obtained through petrophysics; previously, a bibliographic review was made on search platforms used by the scientific community and petroleum engineers (i.e. OnePetro, ScienceDirect, UIS repository and UNAL repository) of the possible methodologies to be proposed and consequently define which ones are intended to be coupled to the one finally developed. With the manipulation of the computed tomography images, the respective analyzes and calculations are carried out based on the literature and experimental equations currently developed; This methodology seeks to make efficient use of high resolution images to estimate values of petrophysical properties with a considerable level of reliability without the need to alter the rock. At the end of the work a flow diagram is presented that synthesizes the whole procedure in a detailed and meticulous way with the suggested softwares to make a correct handling of the images product of the TAC for the estimation of petrophysical properties (i.e. density, porosity and permeability), in order to characterize the rock.

---

\*Trabajo de grado modalidad investigación.

\*\*Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Geólogo Msc. Edwar Hernando Herrera Otero, Co-director UIS: Ingeniero de petróleos Msc. Gustavo Andrés Valle Tamayo, Co-director ICP: Msc. Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

\*\*\* Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Geólogo Msc. Edwar Hernando Herrera Otero, Co-director UIS: Ingeniero de petróleos Msc. Gustavo Andrés Valle Tamayo, Co-director ICP: Msc. Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

## Introducción

La caracterización estática de muestras sedimentarias se efectúa de acuerdo con las necesidades que requiera el proyecto para la descripción y análisis de propiedades intrínsecas a la misma (i.e. porosidad, permeabilidad, densidad bulk, homogeneidad/heterogeneidad). Estas son calculadas experimentalmente mediante la técnica estándar en la industria petrolera (el análisis especial de núcleo - SCAL). Las anteriores actividades o herramientas convencionales requieren tiempos y recursos que con nuevas tecnologías pueden ser superados eficientemente; desarrollos recientes en los métodos computacionales, y los avances en las técnicas de adquisición de imágenes utilizando tomografía computarizada de rayos X, han mejorado la caracterización de los medios porosos (Andra et. al, 2013 a,b; Arns et al,2004).

La tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC) es una técnica no intrusiva que permite la exploración de la estructura interna de las rocas, convirtiéndose en un apoyo para los geocientíficos en la caracterización de rocas ya que a través de análisis estadísticos, cómo el contraste de color en las imágenes, se pueden apreciar; diferencias litológicas, identificar algunos grupos mineralógicos y establecer valores de corte para la porosidad o la permeabilidad cualitativamente (Schlumberguer, Analisis de Nucleos).

En el desarrollo de las actividades en la ejecución del ACUERDO DE COOPERACIÓN Y/O CONVENIO ESPECÍFICO No. 15 derivado del CONVENIO MARCO DE COOPERACIÓN TECNOLÓGICA Y CIENTÍFICA No. 5222395, suscrito entre ECOPETROL S.A. y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS, queda plasmada la necesidad de desarrollar un trabajo de investigación y desarrollo tecnológico de una metodología que facilite la caracterización estática con un posterior amarre con las propiedades petrofísicas usando la tomografía axial computarizada, para lo cual por medio del presente proyecto de investigación se

pretende solventar el requerimiento mencionado tomando como caso de estudio un pozo de un campo colombiano. En la investigación se encuentra que el porcentaje de error al estimar la densidad y la porosidad hace la metodología, propuesta en el presente proyecto, bastante confiable, mientras que la estimación de la permeabilidad aún no es posible a través del uso exclusivo de la tomografía axial computarizada y se corrobora lo investigado respecto a esta propiedad.

## **1. Mapeo histórico de la tomografía axial computarizada aplicado a la caracterización estática de yacimientos**

El objetivo del presente capítulo es enmarcar todas las actividades necesarias para la correcta realización de una búsqueda de información. Se requiere investigar acerca de cuáles son las metodologías existentes involucradas en el manejo de imágenes producto de la tomografía axial computarizada para la estimación de propiedades petrofísicas (I.e. porosidad, permeabilidad y densidad). Entre las principales actividades están; indagar, detectar y analizar la información suministrada por las diferentes bases de datos, seleccionando la información más relevante para el desarrollo del proyecto. (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016) propone una metodología para el desarrollo de la búsqueda de información, el cual es modificado de acuerdo con las necesidades del proyecto. A continuación, se presenta paso a paso el avance de la búsqueda y al finalizar el capítulo, se encuentra un importante banco de información útil para continuar con el desarrollo del proyecto.

### **1.1. Preguntas de investigación.**

Para iniciar, se proponen una serie de preguntas de investigación (Tabla 1) que buscan ser resueltas en el transcurso del capítulo.

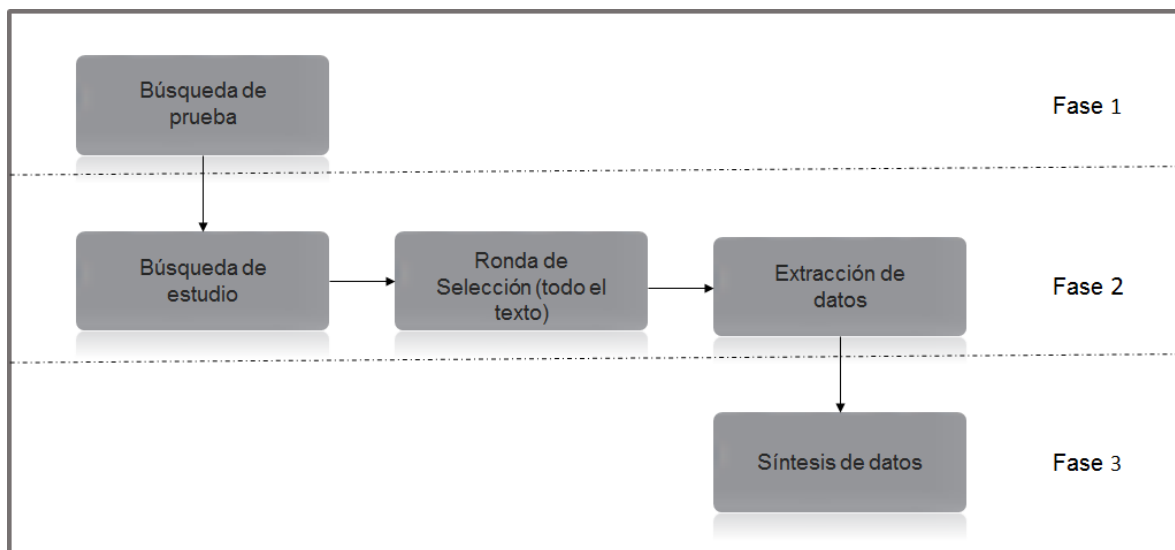
*Tabla 1 Las preguntas de investigación y su descripción. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

<b>Pregunta de Investigación</b>	<b>Descripción</b>
<b>P1</b> ¿Cómo se puede estimar la densidad a través de TAC?	Hay muchas maneras de realizar el cálculo de la densidad. Se quiere conocer cómo se puede estimar esta propiedad únicamente con la información producto de la TAC.

- |  |   |
|--|---|
| <b>P2</b> ¿Cómo se puede estimar la porosidad a través de TAC?     | Hay muchas maneras de realizar el cálculo de porosidad. Se quiere conocer cómo se puede estimar esta propiedad únicamente con la información producto de la TAC.        |
| <b>P3</b> ¿Cómo se puede estimar la permeabilidad a través de TAC? | Hay muchas maneras de realizar el cálculo de la permeabilidad. Se quiere conocer cómo se puede estimar esta propiedad únicamente con la información producto de la TAC. |

## 1.2. Ejecución estudio de mapeo

La Figura 1 muestra el procedimiento para la ejecución de la investigación, está compuesto por cinco tareas en tres fases. Este procedimiento es adaptado a las necesidades del proyecto, tomado de las directrices propuestas en (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016).



*Figura 1 Guía de búsqueda estudio de información. Adaptado de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

Para iniciar, en la fase 1 se realiza una búsqueda de prueba, acerca del tema que se quiere investigar, con el fin de revisar de manera muy general cómo se encuentra la información y cuáles son las bases de datos más relevantes donde posiblemente esta se puede encontrar. En la fase 2 se

realiza una búsqueda de estudio, algo un poco más específico y limitado a la investigación; posteriormente se hace una ronda de selección donde se elige el tipo de filtrado que va a tener la información (E.g. sí es por título, resumen o texto completo); finalmente se hace una extracción de los datos (artículos de investigación). En la fase 3 se hace una síntesis de los datos; donde los artículos previamente seleccionados se analizan minuciosamente.

**1.2.1. Búsqueda de estudio.** En esta sección, se describe cómo se debe realizar la búsqueda, el alcance y las estrategias a emplear.

**1.2.1.1. Ámbito de búsqueda Periodo de tiempo:** El periodo de tiempo establecido para la indagación de información se fija entre la segunda mitad de los 80's y el 31 de enero del 2018, fecha cuando se completa la fase de investigación.

**Bases de datos:** En la Tabla 2 se enuncian las bases de datos seleccionadas previamente donde se va a realizar la búsqueda de información; estas son las más relevantes para la comunidad científica e ingenieros de petróleo en general.

*Tabla 2 Base de datos incluida en el estudio. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

#	Base de Datos	Filtrado por
<b>BD1</b>	One Petro	Texto completo
<b>BD2</b>	Science Direct	Título, Resumen, palabras clave y texto completo
<b>BD3</b>	Repositorio UNAL	Título, Resumen, palabras clave y texto completo
<b>BD4</b>	Repositorio UIS	Título, Resumen, palabras clave y texto completo

**1.2.1.2. Selección de estudios.** En este apartado, se describen los criterios de selección y el proceso de cada una de las rondas de escogimiento de los estudios. Esta es realizada por los dos investigadores paralelamente.

*1.2.1.2.1. Criterio de selección.* Antes de iniciar esta primera fase de selección de estudios, es necesario en un trabajo conjunto entre los investigadores y sus respectivos tutores llegar a un entendimiento coherente y enumerar los criterios de inclusión y exclusión (ver Tabla 3) de los artículos que se van posteriormente a seleccionar. Se hace una prueba piloto sobre la selección de los estudios con estos criterios y se resuelve cualquier inconveniente.

*Tabla 3 Los criterios de inclusión y criterios de exclusión en el estudio de mapeo. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

<b>Inclusión</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solo artículos de investigación.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Artículos enfocados a estimación de propiedades petrofísicas y ciencias de la tierra.</li> </ul>
<b>Exclusión</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si un artículo no está enfocado a la estimación de propiedades petrofísicas y ciencias de la tierra, se excluye.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si un documento ya encontrado, se encuentra en otra plataforma a las utilizadas se excluye.</li> </ul>

*1.2.1.2.2. Primera ronda de selección.* Búsqueda de prueba. Inicialmente se realiza una exploración de prueba donde se investiga de manera muy general el término tomografía axial computarizada, con el fin de adquirir el mayor conocimiento posible acerca de esta técnica, aprender un poco más acerca de su historia, métodos implicados, aplicaciones, equipo empleado, etc., para así tener un fundamento fuerte e iniciar el proyecto. En esta sección se realiza, además, una búsqueda general pero limitada a las bases de datos de interés para la investigación, anteriormente enunciadas en la Tabla 2.

En esta búsqueda se evidencia que alrededor del 80% de la información acerca de esta técnica, está encaminada hacia el área de la medicina y algunas otras áreas diferentes a la ingenieril. Para

solucionar este problema y omitir cualquier información que no sea de gran interés para la investigación, se añade el término núcleo de roca a la búsqueda de prueba.

*1.2.1.2.3. Segunda ronda de selección.* Búsqueda de estudio. Para avanzar en la siguiente fase y con el objeto de mejorar los filtros de la información, se realiza una búsqueda más específica donde se utilizan los términos caracterización estática, propiedades petrofísicas y además las tres propiedades petrofísicas de interés (I.e. porosidad, permeabilidad y densidad); estas últimas, al ser el interés de esta investigación.

*1.2.1.2.4. Tercera ronda de selección.* En esta etapa, debido a la especificidad de la búsqueda y a los pocos resultados obtenidos, se selecciona en todas las bases de datos (ver Tabla 2) la opción de filtrado por texto completo y además se investiga de manera individual cada una de las propiedades petrofísicas respecto de la tomografía axial computarizada.

*1.2.1.2.5. Extracción de datos.* Se extraen los artículos con mayor relevancia para la investigación, se tabulan y clasifican respecto a cuál de las preguntas de investigación, descritas anteriormente, buscan dar solución. (Ver Tabla 4).

*Tabla 4 Artículos Relevantes. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

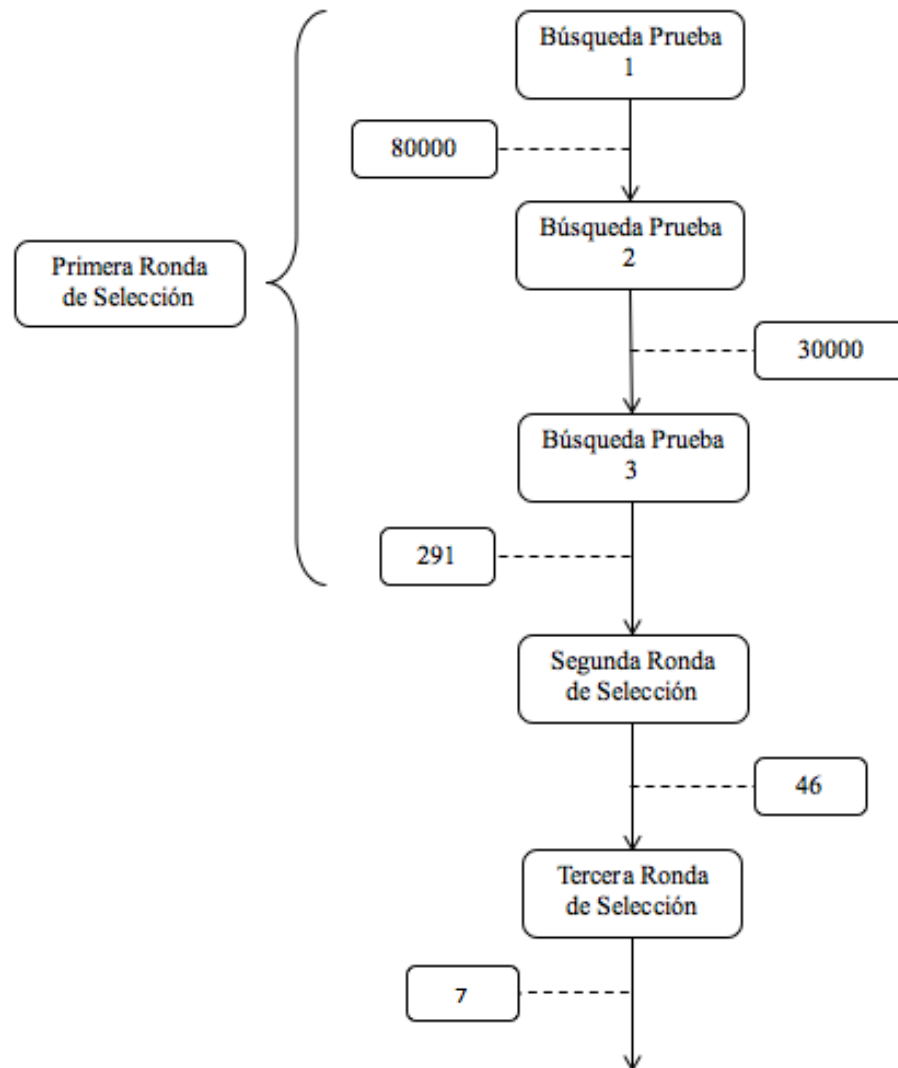
#	Título	Descripción	Pi relevante
<b>A1</b>	Caracterización Estática de Rocas Por medio de Tomografía Computarizada de Rayos X-TAC. (Ortiz Meneses, et al., 2015).	Explica cómo se realiza la prueba de TAC, con ecuaciones explícitas para estimar la densidad y porosidad.	P1 y P2
<b>A2</b>	Aplicación de la técnica de tomografía axial computarizada para mejorar la caracterización de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos. (Miquel Gonzales, et al., 2016).	Metodología definida, para determinar propiedades con ejemplos explícitos acerca de la interpretación de las imágenes.	P1 y P2
<b>A3</b>	Una observación más detallada de la geometría de los poros. (Kayser, et al., 2006)	Proporciona una teoría muy precisa de la TAC	Información general

<b>A4</b>	Análisis de la Porosidad y Permeabilidad en Materiales Geológicos del Complejo Calderico de Los Humeros. (H. E, et al., 2017)	Artículo que describe pozo geotérmico en el que utilizan como herramienta Aviso 9.0, para estimación de propiedades.	P2
<b>A5</b>	X-Ray Computerized Tomography (Wellinton & Vinegar , 1987)	Proporciona una teoría muy precisa de lo que es la TAC.	Información general
<b>A6</b>	Analysis of Thermally Altered Rock Properties Using High-Power Laser Technology. (Graves & Bailo, 2005)	Estimación de algunas propiedades de interés para el estudio.	P1 y P2
<b>A7</b>	Examining Heterogeneity based on the Computerized Tomography Imaging. (Caliskan & Shebatahamd, 2017).	Muestra el nivel de heterogeneidad de la roca basados en los valores CTN.	Información general

*1.2.1.2.6. Síntesis de datos.* En esta última etapa se analizan a profundidad cada uno de los artículos seleccionados previamente y se extrae de cada uno la información más relevante, esta se ve sintetizada en el siguiente capítulo.

### **1.3. Resultados del estudio**

**1.3.1. Búsqueda y selección de resultados.** Cómo muestra la Figura 2, inicialmente, en la búsqueda más general, se encuentran alrededor de ochenta mil resultados, luego al omitir la información diferente al área de nuestro interés los resultados fueron aproximadamente treinta mil, posteriormente en las rondas de selección, buscando únicamente en las bases de datos de interés para nuestro proyecto, 291 resultados surgieron de esa ronda y en las próximas, únicamente 46 y 7 artículos fueron encontrados.



*Figura 2 Resultados de la búsqueda y selección de estudios. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

**1.3.2. Distribución de los estudios.** En esta sección se muestra un gráfico de burbujas que busca evidenciar cómo se encuentran distribuidos los artículos dependiendo de 3 factores; el año de publicación, la base de datos de la que fue obtenido y a cuál de las propiedades petrofísicas de interés (I.e. porosidad, permeabilidad y densidad) puede proporcionar información relevante.

Dichos estudios son seleccionados y organizados de tal manera que en la gráfica se puedan identificar fácilmente dependiendo de un número asignado previamente (ver Tabla 4).

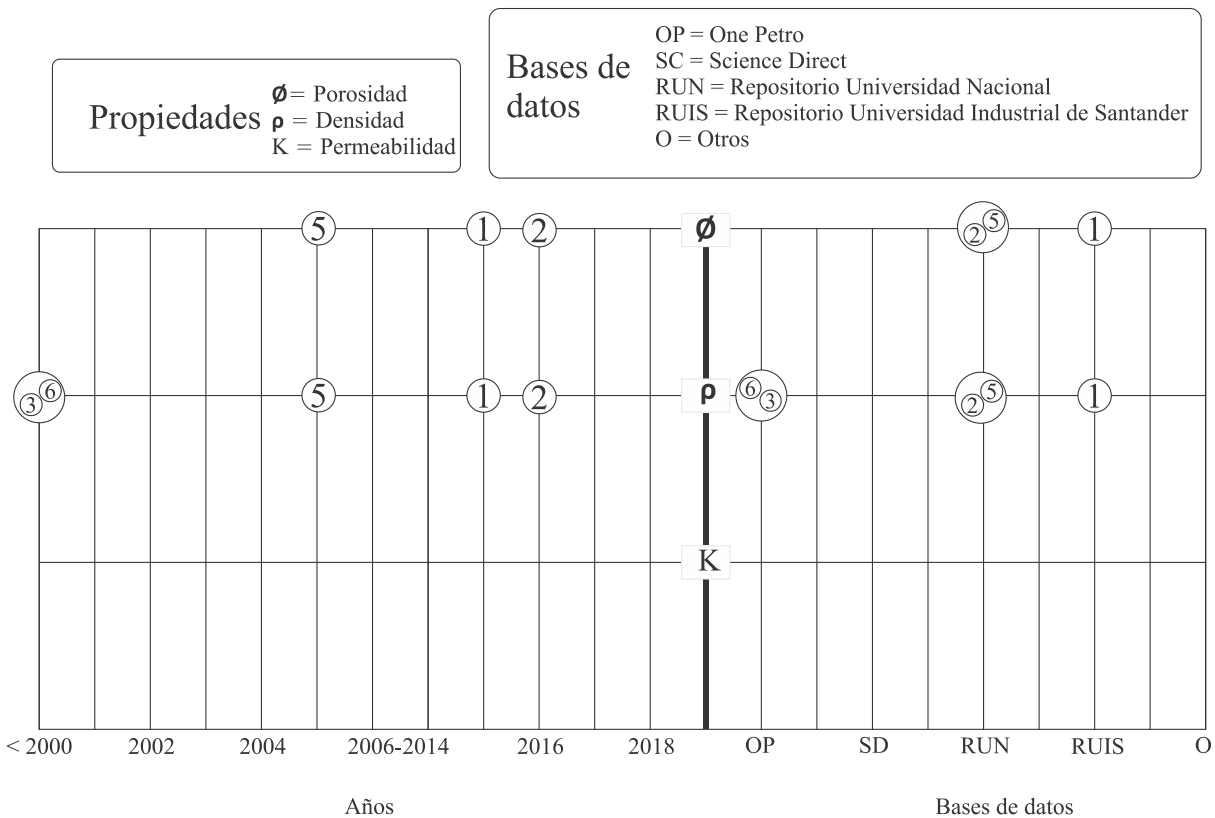
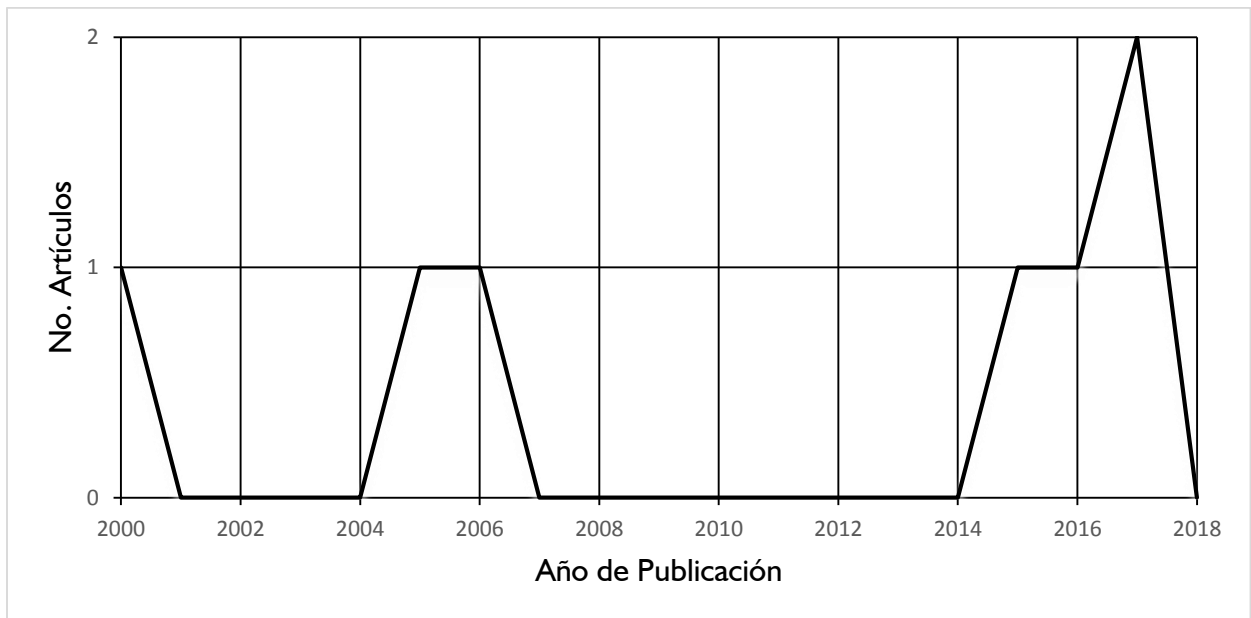


Figura 3 Grafico de Burbujas. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)

De la parte izquierda del grafico se puede extraer que, al tener el año de publicación versus la propiedad petrofísica, característica de cada artículo, se encuentra que, inicialmente cuando la tomografía daba sus primeros pasos en la industria de los hidrocarburos esta, estuvo encaminada a un pequeño grupo de propiedades petrofísicas y qué a través del tiempo estas fueron aumentando. En el año 1987 aparece en (Wellinton & Vinegar , 1987) información acerca de la densidad con respecto a la TAC; para el año 2004 en (Lopera C, Aguirre G, & Valencia A, 2004) se encuentra además la porosidad, y así con el paso del tiempo, a la fecha siguen apareciendo estudios donde se encuentra además de las anteriores mencionadas, algunas otras que se pueden calcular a través

de únicamente el uso de la TAC y hay algunas otras, como la permeabilidad, que hasta ahora no hay estudios que la relacionen directa y exclusivamente con la TAC, se espera que en los próximos años se pueda llegar a ese cálculo. En la Figura 4 se observa más claramente esta relación anteriormente mencionada y además se puede apreciar que debido a la especificidad de la investigación no se puede encontrar algún incremento importante en los estudios acerca de la caracterización de propiedades petrofísicas producto del uso de imágenes de TAC.

Hacia la parte derecha del grafico se aprecia que al relacionar los artículos dependiendo de las propiedades petrofísicas (I.e. porosidad, permeabilidad y densidad) que se encuentran en ellos descritas con las bases de datos investigadas; es claro que science direct (SD) es la única que difícilmente puede proveer algún tipo de información relevante relacionada con la estimación de propiedades petrofísicas con el uso de imágenes producto de TAC.



*Figura 4 Estudios Seleccionados por año. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)*

A continuación, para identificar la preferencia de algún sector por la investigación acerca del cálculo de propiedades producto de la TAC, se clasifican los estudios dependiendo de su proveniencia, académica o industrial. El resultado obtenido es que el 57% de los estudios fueron

desarrollados por la academia (artículos desarrollados por docentes, estudiantes y además avalados por escuelas de educación superior) y el 43% restante provienen de la industria.

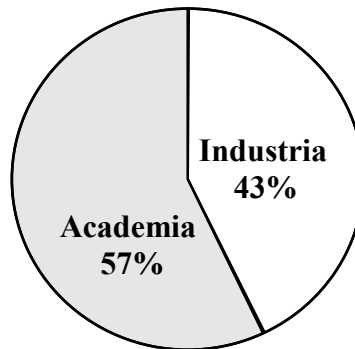


Figura 5 Número, proporción de estudios y tipo de autor. Adaptada de (Yan, Liang, & Avgeriou, 2016)

**1.3.3. Preguntas de investigación resueltas.** Después de realizado todo el proceso de indagar, seleccionar y analizar la información de las diferentes bases de datos seleccionadas, a continuación, se presentan respuestas a las preguntas de investigación anteriormente formuladas (ver Tabla 1).

**1.3.3.1. P1: ¿Cómo se puede estimar la densidad a través de la TAC?** La densidad se puede obtener a través de imágenes producto de TAC evidenciada con la ley de Beer-Lambert, una relación empírica que relaciona la absorción de luz con las propiedades del material atravesado, el coeficiente de atenuación lineal depende de la energía de los fotones, la composición y la densidad del material (Calzado & Gelejins, 2010).

Los valores de atenuación en unidades de número CT (CTN) de cada vóxel se pueden relacionar directamente con la densidad bulk como se muestra en la Ecuación 1 propuesta en (Siddiqui & Khamees, Dual-Energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization).

*Ecuación 1*

$$\rho_b = 1.0704[A * CTN_{low} - B * CTN_{high} + C] - 0.1883 \quad (1)$$

Donde

$\rho_b$	= densidad bulk.
$CTN_{low}$	= CTN a baja energía.
$CTN_{high}$	= CTN a alta energía.
A-C	= coeficientes.

Hay que tener en cuenta que para determinar los valores de A, B y C es necesario hacer uso de los fantasmas, 3 materiales de referencia a los que se les conoce previamente el valor de densidad, para así generar un sistema de tres ecuaciones y tres incógnitas, para un posterior tratamiento numérico. (Ortiz Meneses, Herrera Otero, Plata Chavez , & Santos Santos , 2015).

**1.3.3.2. P2: ¿Cómo se puede estimar la porosidad a través de la TAC?** En la bibliografía consultada se encuentran dos maneras principales de calcular la porosidad a través del uso de TAC. La propuesta en (Siddiqui, Funk, & Withjack, Core imaging - Twenty five years of equipment, techniques, and applications of X-ray computed tomography (CT) for core analysis) requiere saturar al plug de dos líquidos diferentes y tomar mediciones de tomografía para cada uno; debido al ámbito estático y al objetivo del proyecto de utilizar la tomografía como un método no destructivo o invasivo, este procedimiento no es viable debido a los requerimientos del proyecto. Teniendo una roca porosa, se puede suponer que la densidad de la misma se relaciona con la densidad de la matriz y con su capacidad poral, esto se expresa según la Ecuación 2 (Schlumberger, Principios/aplicaciones de la interpretación de registros).

*Ecuación 2*

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (2)$$

Donde

$\rho_m$	= densidad de la matriz
$\rho_b$	= densidad bulk
$\rho_f$	= densidad del fluido en los poros

En esta expresión como el fluido es aire con densidad cercana a 0, puede eliminarse el término  $\rho_f$

**1.3.3.3. P3: ¿Cómo se puede estimar la permeabilidad a través de la TAC?** Partiendo de que la permeabilidad es la propiedad macroscópica que caracteriza los fenómenos de transporte. Por muchos años se ha intentado encontrar la correlación entre la permeabilidad y parámetros del medio poroso tales como: la fracción de espacio poroso (la porosidad) o el volumen de sólidos en un medio (densidad de empaquetamiento), la distribución del tamaño de grano, el tipo de empaque y la orientación de los granos constituyentes. Sin embargo, de todas esas correlaciones, la más estudiada ha sido la relación entre la permeabilidad y la porosidad, pues estas son las dos características principales de todo yacimiento (Rodríguez, Universidad Simón Bolívar, 2011). Se encuentra que existe una gran cantidad de relaciones entre la porosidad y permeabilidad, sin embargo, estas correlaciones por lo general son empíricas y se derivan únicamente de una formación geológica determinada en un área específica. Por lo tanto no son válidas ni se pueden aplicar de manera general. Para lograr establecer una correlación teórica entre la porosidad y la permeabilidad es necesario representar el medio poroso a partir de modelos teóricos, añadir otras técnicas como por ejemplo la microtomografía o simplemente adicionando alguna otra propiedad que pueda facilitar la correlación, como lo es la relación de Wyllie y Rose donde se necesita adicionar la saturación de agua irreductible, pero para dicha propiedad se necesitan los registros de pozos. En conclusión, no se encuentra alguna ecuación o correlación con la que se pueda obtener el dato de permeabilidad directa y exclusivamente con el uso de imágenes producto de TAC.

**1.3.4. Implicaciones para los investigadores.** La información disponible respecto a la caracterización estática de propiedades a través de la tomografía axial computarizada es bastante reducida, por lo que no hay gran información de guía para el fácil desarrollo del presente proyecto. Los investigadores se ven obligados a tener una base de información bastante reducida.

**1.3.5. Amenazas a la validez.** Búsqueda de estudio: Es posible que existan estudios que no fueron recuperados, que pudiesen haber proporcionado más información acerca de las metodologías empleadas en el manejo de imágenes producto de la tomografía axial computarizada. Para mitigar este problema, se realizan búsquedas en las bases de datos más importantes para la comunidad científica en general e ingenieros de petróleos y otros buscadores; también se investigaron artículos en diferentes idiomas.

**Selección de los estudios:** Depende en gran medida de la experiencia y conocimientos previos de nosotros como investigadores, lo que podría introducir un sesgo a la selección de los estudios. Para reducir este problema se realizó la selección en un trabajo conjunto entre nosotros como investigadores (estudiantes de pregrado) y nuestros tutores que cuentan con un nivel de estudio bastante superior.

## **2. Estimación de propiedades petrofísicas por medio de tac.**

El presente proyecto se trabajó con los datos de pozo de un campo colombiano, en donde ECOPETROL S.A. proporcionó información acerca de la tomografía y petrofísica de dicho pozo. Lamentablemente las imágenes de tomografía proporcionadas no contaban con los fantasmas, datos sin los cuales, según la metodología propuesta, no es posible realizar una estimación de la propiedad petrofísica de densidad, por lo que se decide validar dicha propiedad a través del uso de un set de calibración. Sin embargo, las otras propiedades a estimar se procederán a validar de acuerdo con la información proporcionada por la empresa y también con el set de calibración. Esta información se amplía a continuación en el desarrollo del proyecto.

## 2.1. Geología general del campo

**2.1.1. Localización.** El campo del cual se extrajo el núcleo del pozo utilizado para el estudio de tomografía se encuentra ubicado en el Departamento del Meta hacia el costado sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales.

**2.1.2. Evolución geológica.** La Cuenca de Los Llanos Orientales es de tipo pericratónica, está localizada en la región oriental y tiene una extensión de aproximadamente 190.000 Km<sup>2</sup>. Geológicamente, está limitada al sur por el Arco de Guaviare o saliente del Vaupés, al Occidente por la Cordillera Oriental, al oriente por el Escudo de Guayana y al norte está separada de la Cuenca Barinas-Apure por un alto gravimétrico, situado entre los ríos Apure y Arauca (Gonzalez de Juana et al., 1980).

La cuenca de los Llanos Orientales se caracteriza por ser una cuenca tipo Antepaís, similar geológicamente a la mayoría de las cuencas subandinas de Sur América, es decir con presencia de sedimentos Cretáceos y Terciarios sobre antiguas rocas Paleozoicas (Cepcolsa, 2013). Según Bayona et al., (2008), la geometría de la cuenca y la sobreposición del traslape de los estratos del Cenozoico sobre rocas más antiguas, indican que la cuenca de los Llanos constituye un sistema de Antepaís adyacente a un Orogeno, que corresponde a la cordillera Oriental. Las fases de deformación y la configuración de las cargas tectónicas a lo largo de la cordillera Oriental han cambiado durante el Maestrichtiano al Eoceno, son registrados en la parte más occidental de la cuenca de los Llanos y en el Piedemonte Llanero, hecho que se observa en la geología de superficie.

La cuenca se desarrolla sobre un basamento cristalino perteneciente al Escudo de la Guyana del Precámbrico. Durante el Paleozoico, se depositaron sedimentos clásticos de mar epicontinental en las fosas tectónicas extensionales previamente desarrolladas durante un proceso de rifting, que

fueron finalizadas durante las orogenias Caledoniana y posteriormente la Herciniana. En el Mesozoico, durante el Triásico al Cretácico inferior, la cuenca es sujeta a un rifting, probablemente relacionado con la ruptura de Pangea (Jurásico) y más tarde a la extensión Transarco (Cretácico) de tras de un arco magmático de subducción, evidenciado en cuerpos plutónicos en la cordillera Central, reflejando restos de un arco de subducción Cretácico-Jurásico y que a su vez durante el Cretácico superior evolucionó a una cuenca pasiva de antearco. A finales, del Cretáceo, se inicia un régimen compresional al oeste de la cuenca debido a la acreción de la cordillera Occidental con la cordillera Central, desplazándola y levantándola, afectando la cuenca generando espacio de alojamiento para sedimentación marina profunda (Sarmiento, 2011).

Durante el Paleoceno, en la edad Eoceno medio continúa la deformación y levantamiento de la Cordillera Central, hasta el Eoceno tardío a Oligoceno temprano, en donde este frente orogénico registra una inversión local del Mesozoico, manifestado en fosas tectónicas extensivas fragmentadas. Durante el Eoceno tardío al Mioceno temprano se evidencia una subsidencia térmica y deflexión regional, que da paso a la deposición de sedimentos continentales a marinos marginales. Durante el Oligoceno al Neógeno el aumento de las tasas de acortamiento genera inversión total del Mesozoico, levantando de ésta forma la Cordillera Oriental, cuya carga tectónica genera hundimientos de flexión en la cuenca, esta orogenia andina disecta la cuenca en dos: La Cuenca de los Llanos Orientales y La Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Finalmente desde el Mioceno al Plioceno, sedimentos marinos a continentales son depositados en la cuenca como producto de la erosión principalmente de la Cordillera Oriental aprovechando el constante hundimiento/flexión de la cuenca (Figura 6) (Ecopetrol).

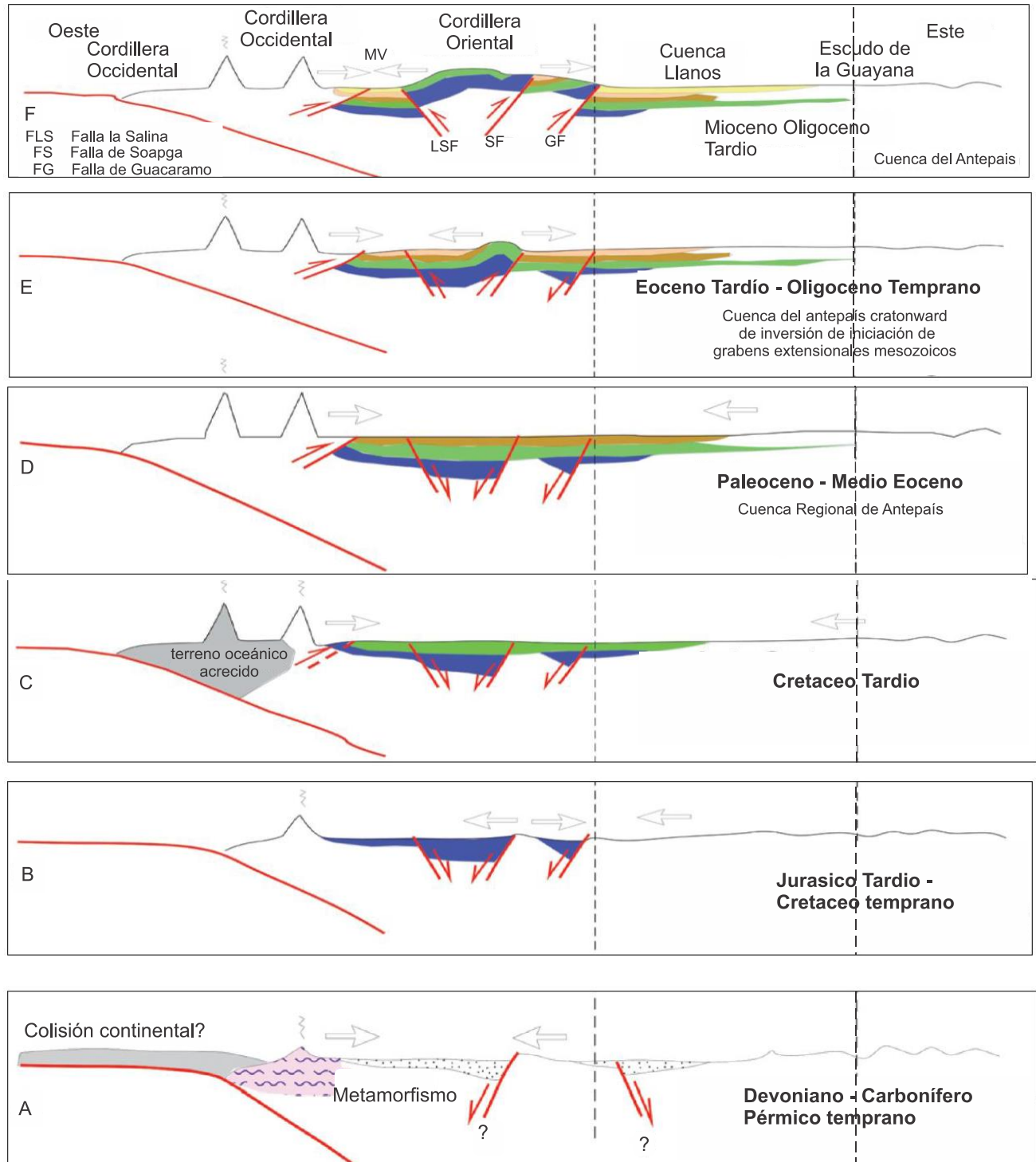


Figura 6 Evolución Geológica. (Ecopetrol)

**2.1.3. Registro litológico y estratigráfico.** El registro litológico en la Cuenca de los Llanos Orientales (ver APÉNDICE A - Columna estratigráfica) más antiguo está compuesto por rocas metamórficas y sedimentarias del Paleozoico. Durante el Triásico al Cretáceo Inferior, hay ausencia de material rocoso, con excepción de pequeñas secuencias sin rift, encontradas en el graben de Arauca. En cuanto a rocas del Cretáceo Superior, se hayan depositadas directamente sobre rocas paleozoicas o sobre el basamento ígneo metamórfico.

La deposición de la mega secuencia de retro-arco, del Cretáceo Tardío, dio su inicio en el Cenomaniano (98-93 Ma.), durante una transgresión regional evidenciada en una sedimentación marina somera poco profunda, de areniscas costeras cretácicas (Formación Une), que cubrió las rocas paleozoicas y parte del escudo de la Guayana. Durante una transgresión regional evidenciada en una sedimentación marina somera poco profunda, de areniscas costeras cretácicas (Formación Une), que cubrió las rocas paleozoicas y parte del escudo de la Guayana.

Durante el Turoniano temprano-Coniaciano (93 - 89 Ma.), existió un aumento global del nivel del mar que permitió la deposición de una sucesión de arcillolitas y lutitas marinas, sílex (chert) y fosfatos.

Durante el Coniaciano-Santoniano temprano (89 a 83 Ma.), se evidencia una caída del nivel relativo del mar, depositando secuencias de areniscas litorales de alta energía ricas en cuarzo, provenientes de aportes del escudo de Guyana (Formación Guadalupe).

A finales del Cretáceo, existe una caída del nivel del mar debido al inicio de la compresión por el evento final de la acreción en la Cordillera Occidental dando paso a un hiato de aproximadamente de 20 Ma.

La sedimentación en el área continuó a finales del Eoceno (~40 Ma. Eoceno tardío), con el inicio de una transgresión que se extendió fuera de la cuenca de ante país al oeste y al norte. La

deposición incluyó relleno de valles ricos en arena y de influencia marina, que cambian hacia el tope a depósitos arcillosos de planicie costera. Al continuar la transgresión sumergió esta planicie aluvial y estableció una plataforma marina poco profunda en toda el área de piedemonte, arcillas de costa afuera y ciclos de progradación, arenosos y bioturbados de frente de costa, marcados por depósitos arenosos fluviales y de relleno de valle de estuario.

Las secuencias depositadas de ~ 34 a 16,5 Ma. (Oligoceno-Mioceno medio), sugieren que corresponden a la tradicionalmente denominada Formación Carbonera. En el Mioceno medio, existe un aumento global del nivel del mar que coincidió con la primera deformación significativa y levantamiento en la Cordillera Oriental, que benefició la formación del trato de sistema transgresivo, dando como resultado arcillolitas y lutitas de la Formación León.

Finalmente, de ~ 10 a 2 Ma, se depositaron una serie materiales clásticos continentales gruesos que conforman la Formación Guayabo de ~ 10 a 2 Ma. Esta última fase de deposición marca el levantamiento de la Cordillera Oriental inmediatamente al oeste del piedemonte y la migración del eje de cuenca de antepaís a la ubicación actual del piedemonte de la Cordillera Oriental (Ecopetrol).

**2.1.4. Marco geológico estructural.** La cuenca de los llanos es una depresión estructural asimétrica, limitada al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las cuencas venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y hacia el borde Este de la cordillera Oriental por el sistema de fallas Guaicaramo – Yopal- Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés. Meza, Mantilla 1996. Mapas geológicos recientes a lo largo de las estribaciones de la Cordillera Oriental, controlados por numerosos perfiles sísmicos, demuestra que el sistema de los Llanos está compuesto de al menos tres grandes frentes de empuje que se manifiestan de sur a norte . En la Cuenca Llanos Orientales se reconoce tres zonas con estilos estructurales definidos, Rocha, Mello

1992. Zona Occidental: va desde el Piedemonte hasta el sistema de fallas de dirección Sur -Norte de Castilla - Apiay, Upía – Fortaleza, Leticia - Agua Azul Morichal – Santa María, y el sistema de dirección Noreste, formados por la Falla de Achagua, Falla de Caño Limón - Guafita, Caño Caranal – Matanegra y Jubilo Centella - La Victoria. Zona Central: se extiende desde el límite de la zona Occidental hasta la falla del Meta. Caracterizada por el fallamiento normal e inverso, con planos inclinados hacia el Este y de rumbo NE – SW. Su origen se asocia a una compresión inicial (fallas inversas al Este) seguida por una descompensación de la cuenca (fallas normales) sugiriéndose una imposición.

Finalmente, la zona Oriental, localizada al oriente del río Meta hasta el borde de la cuenca. Forma un monoclinal inclinado hacia el oeste, constituyendo la zona más estable. En esta zona los lineamientos de los ríos están relacionados con fallas de basamento (ver Figura 7) (Ecopetrol).

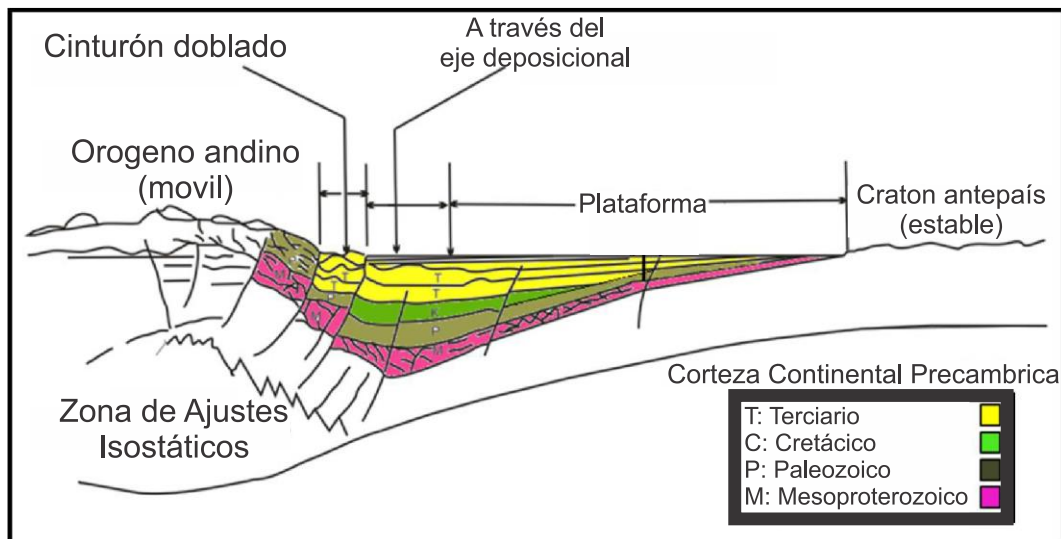


Figura 7 Sección Transversal. Modelo de estructuras pertenecientes a la zona Sur Colombia.

(Modificado West-east Transect Across The Colombian Andes, 2000) (Ecopetrol)

**2.1.5. Set de calibración empleado.** El set de calibración utilizado para la validación cuenta con la siguiente información relevante (ver Tabla 5). Para ampliar la información revisar el Apéndice B. La densidad representa el valor promedio de acuerdo con el tipo de roca.

*Tabla 5 Información Set de Calibración (INC., s.f.)*

<b>Nombre</b>	<b>Tipo de Roca</b>	<b>Homogeneidad</b>	<b>Porosidad</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>
<b>Berea Sandstone</b>	Arenisca	Si	18-21%	2,65
<b>Crab Orchard</b>	Arenisca	Si	7-9%	2,65
<b>Desert Pink</b>	Carbonato	No	25-27%	2,71
<b>Edwards White</b>	Carbonato	No	16-19%	2,71
<b>Idaho Gray</b>	Arenisca	Si	29-30%	2,65
<b>Silurian Dolomite</b>	Carbonato	No	16-17%	2,71
<b>Scioto</b>	Arenisca	Si	16-18%	2,65

## 2.2. Calculo de densidad

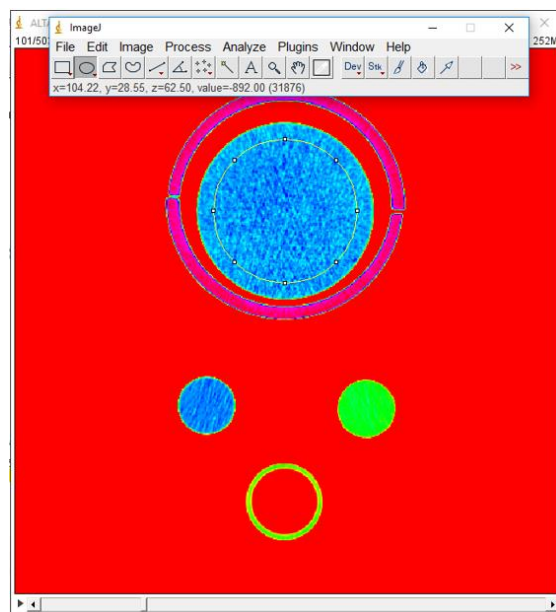
Para realizar el cálculo de la densidad bulk se tiene como referencia la Ecuación 1, anteriormente descrita, donde como primera medida se hace necesario conocer los coeficientes A, B y C para poder continuar. Dichos coeficientes se obtienen a partir del uso de los fantasmas, tres materiales de referencia a los que se les conoce el valor de densidad, cabe aclarar que existe una gran variedad de ellos pero para efectos del presente estudio se utilizan los descritos en la Tabla 6. A través del visualizador de imágenes *Image J* se obtienen los valores CTN a baja y alta energía de los fantasmas (este proceso se detalla más adelante), estos, en sinergia con la densidad conocida de cada uno de ellos permiten generar un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas que al resolverlas se pueden obtener los valores de los coeficientes A, B y C. Teniendo dichos valores y además los valores CTN a baja y alta energía del núcleo, solo resta reemplazarlos en la Ecuación 1 y así obtener el valor de densidad bulk.

*Tabla 6 Listado de fantasmas utilizados (Ortiz Meneses, Herrera Otero, Plata Chavez , & Santos Santos , 2015)*

Compuesto	Fórmula	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Numero atómico efectivo
Agua	H <sub>2</sub> O	1,000	7,5195
Teflón	CF <sub>2</sub> =CF <sub>2</sub>	2,160	8,7000
Cuarzo Fundido	SiO <sub>2</sub>	2,200	11,7842

**2.2.1. Procedimiento para la obtención de los valores CTN a través del visualizador de imágenes *Image J*.** Se carga la imagen en el visualizador File > Import > Image sequence. Teniendo la imagen cargada, sobre esta se crea un círculo de menor diámetro sobre el área a estudiar, para evitar obtener información errónea debido al recubrimiento que tienen los núcleos, como se muestra en la Figura 8.

Después a través de la función Image > Stacks > Statistics se obtiene una tabla como la mostrada en la Figura 9 Figura 9 donde se detalla la información de la imagen. El valor de CTN está representado por el termino *Mean*.



*Figura 8 Interfaz Image J*

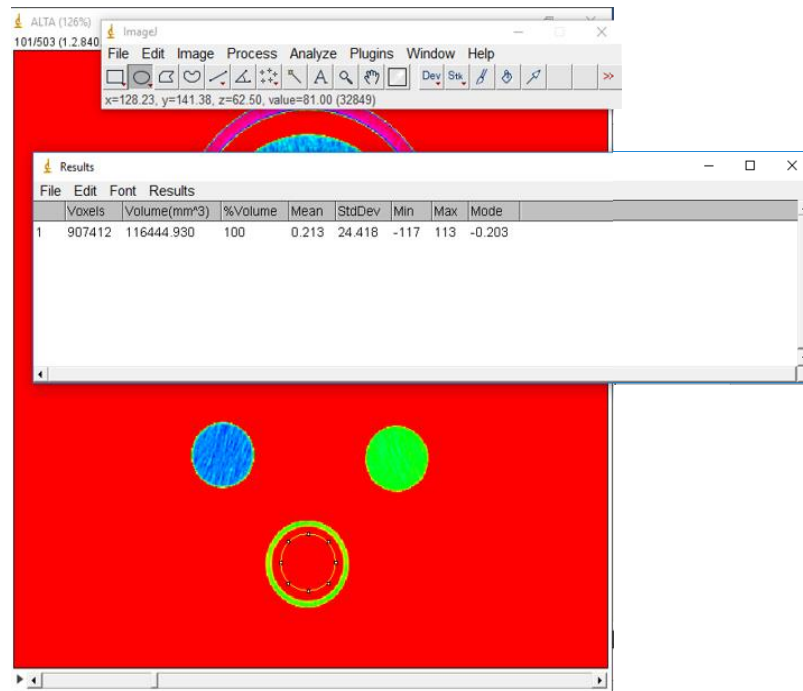


Figura 9 Interfaz Image J

### 2.3. Cálculo de porosidad

Es necesario conocer los valores de las variables descritas en la Ecuación 2 para el cálculo de esta propiedad. La variable densidad bulk se puede obtener a partir del procedimiento descrito en el índice inmediatamente anterior o cualquier otro; la densidad de fluido se asume como cero, debido al ámbito estático de la caracterización que sigue el proyecto, y valor de la variable densidad de la matriz se explica a continuación.

**2.3.1. Cálculo de densidad de la matriz.** La determinación del tipo de roca y la densidad de la matriz se pueden obtener a través de su relación con los valores del factor fotoeléctrico (PEF) como se describe en la Tabla 7. Es necesario aclarar que los límites descritos en dicha tabla son solamente una guía y no deben considerarse estrictamente, además que se debe tener en cuenta un respectivo análisis a las imágenes de los núcleos (Ortiz Meneses, Herrera Otero, Plata Chavez , & Santos Santos , 2015).

*Tabla 7 Rangos de PEF para diferentes rocas. (Ortiz Meneses, Herrera Otero, Plata Chavez , & Santos Santos , 2015).*

<b>Rango (barns/e)</b>	<b>Litología</b>	<b>Densidad de grano (g/cm<sup>3</sup>)</b>
PEF<=2.5	Arenisca	2.65
2.5<PEF<=4.1	Dolomita	2,87
4.1<PEF<=5.1	Calcita	2,71

**2.3.1.1. Procedimiento de PEF y Zeff.** El PEF que es el factor fotoeléctrico, experimentalmente se puede obtener de dos maneras, a partir de un registro coreHDTM de factor fotoeléctrico en profundidad, producto de un tomógrafo y como se propone en (Ortiz Meneses, Herrera Otero, Plata Chavez , & Santos Santos , 2015), mediante la siguiente Ecuación 3.

*Ecuación 3*

$$PEF = \left( \frac{Z_{eff}}{10} \right)^{3.6} \quad (3)$$

El resultado de la Ecuación 4 proviene de la evaluación del término Zeff, que es el número atómico efectivo de la roca, para obtenerlo se requiere de un proceso un poco más riguroso que el necesario para el cálculo del PEF, debido a que el valor del Zeff está dado por los valores de los coeficientes D, E y F y el valor de la densidad bulk de la roca evaluada.

Para obtener el Zeff se recomienda el uso de la Ecuación 4 propuesta en (Ortiz Meneses, Herrera Otero, Plata Chavez , & Santos Santos , 2015), que relaciona los coeficientes D, E, y F con la densidad bulk, dichos coeficientes se obtienen a partir del uso de fantasmas, a los que se les conoce el valor de densidad bulk y su respectivo número atómico ver (Tabla 6), como se mencionó anteriormente a través del visualizador de imágenes *Image J*, se obtienen los valores de CT a baja y alta energía de los tres fantasmas (proceso detallado más adelante), que con la densidad bulk y

el número atómico efectivo de los fantasmas conocidos generan un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas que se pueden resolver con cualquier método de solución para así finalmente obtener los coeficientes.

Con los datos de los coeficientes D, E y F obtenidos, los valores de densidad y los valores CT de la roca, se procede a reemplazar en la Ecuación 4 y se obtiene el valor de  $Z_{eff}$ .

*Ecuación 4*

$$Z_{eff} = \left[ \frac{D \times CTN_{low} + E \times CTN_{high} + F}{0.9342 \times \rho_b + 0.1759} \right]^{\frac{1}{3.6}} \quad (4)$$

Donde

$Z_{eff}$	= número atómico efectivo
$\rho_b$	= densidad bulk.
$CTN_{low}$	= CTN a baja energía
$CTN_{high}$	= CTN a alta energía
D-F	= coeficientes.

#### **2.4. Evaluación de coeficientes por slice, variable o contraste**









Con ayuda del profesor adscrito a la escuela de geología Juan David Badillo Requena, en un proyecto que se está adelantando respecto al cálculo de los coeficientes empleados en la estimación de densidad y porosidad. Se encuentra que en un análisis de datos donde se toma un set de calibración bastante completo, cubriendo gran parte de las rocas sedimentarias, al evaluar la estimación de densidad y porosidad se deduce que se puede tener un valor de coeficientes (I.e. A, B, C, D, E y F) constante para todos los slice de un núcleo, siempre y cuando esté presente valores de factor fotoeléctrico (PEF) no superiores a 5.1 (barns/e), ya que si existen valores superiores indica posiblemente que la roca tiene gran presencia de óxidos y/o minerales como Clorita, Biotita y Glauconita, ya que estos son lo que representan un valor de PEF superior y al estimar el valor de densidad de la matriz a partir del PEF puede ser muy distante del valor real de

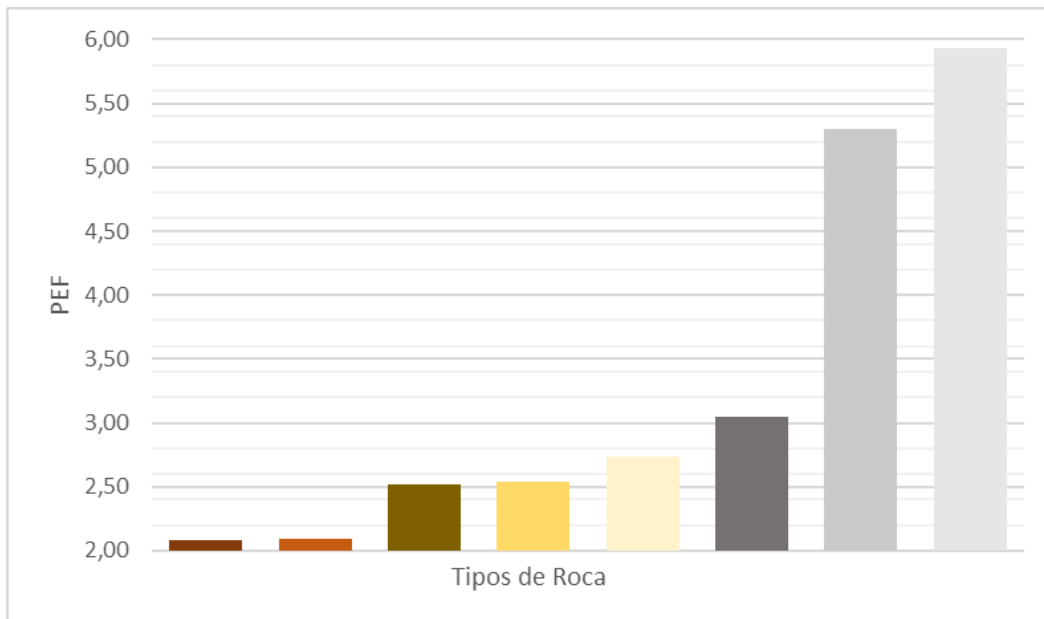
la roca (Tellez Castro & Jurado Ramirez , 2010), con lo que se obtendrían valores de densidad y porosidad con un rango de error significativo respecto al calculado por petrofísica, considerando este, al ser una técnica directa de medición, el valor más cercano a la realidad.

Para lograr esta conclusión, teniendo las imágenes de tomografía de cada una de las rocas del set de calibración, se obtienen los valores de CTN a baja y alta energía a través del visualizador *Image J*, posteriormente debido a la gran cantidad de datos, ya que cada roca cuenta con alrededor de 1000 imágenes de tomografía y se analizaron 8 diferentes en total, se decide utilizar el software matemático Matlab que a través de un código, generado por los autores del trabajo, se logran obtener los coeficientes A, B, C, D, E y F para todos los slice, permitiendo así hallar la densidad y la porosidad, con la aplicación de fórmulas en EXCEL, facilitando hacer comparaciones entre la variación de dichas propiedades dependiendo si se tienen coeficientes constantes o variables y así finalmente obtener la deducción descrita al inicio de este numeral.

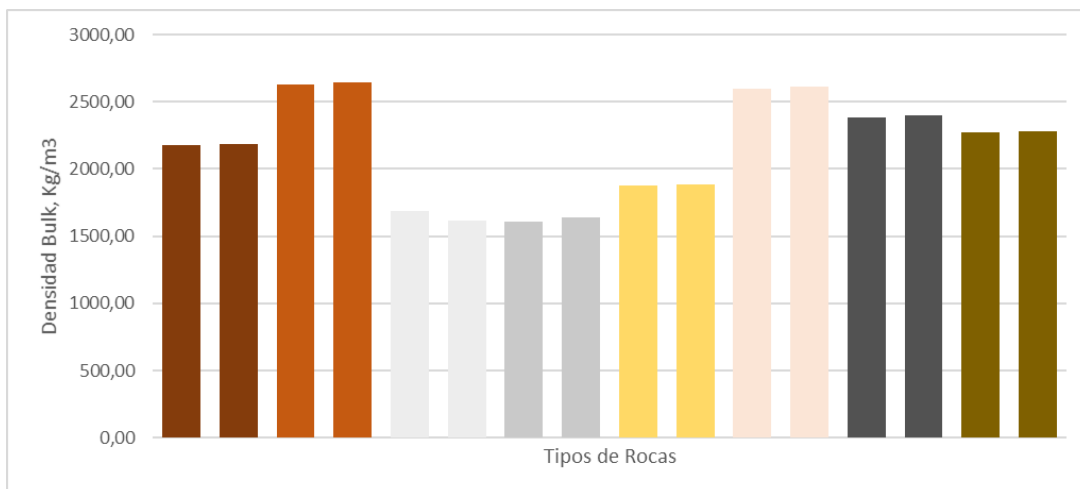
La Tabla 8 muestra la nomenclatura por colores de cada tipo de roca, para mayor entendimiento en las próximas graficas en este capitulo. En las siguientes figuras 10–14 se evidencia gráficamente que las rocas con PEF fuera del rango establecido, son las que presentan un porcentaje de error superior en el cálculo de las propiedades. Además de apreciar que, aunque el calculo de la porosidad varia, el calculo de densidad se mantiene mas uniforme. En la Figura 14 se observa un error significativo en el calculo de la porosidad, debido a que la porosidad de la roca CRAB ORCHAD SS es bastante bajo y cualquier variación representa un porcentaje bastante elevado. Esta gran cantidad de datos analizados y comparados se puede ampliar y apreciar en la hoja de cálculo Apéndice C – Procesamiento de datos del set de calibración.

*Tabla 8 Nomenclatura de Rocas por color*

Tipos de Roca	
BEREA SANDSTONE	
CRAB ORCHAD SS	
DESSERT PINK SS	
EDWARD WHITE SS	
IDAHO GRAY	
MANCOS SHALE	
SILURIAN DOLOMITE	
SCIOTTO SS	



*Figura 10 Valores de PEF de acuerdo al tipo de Roca*



*Figura 11 Densidad Bulk por slice variable y constante, para cada tipo de Roca.*

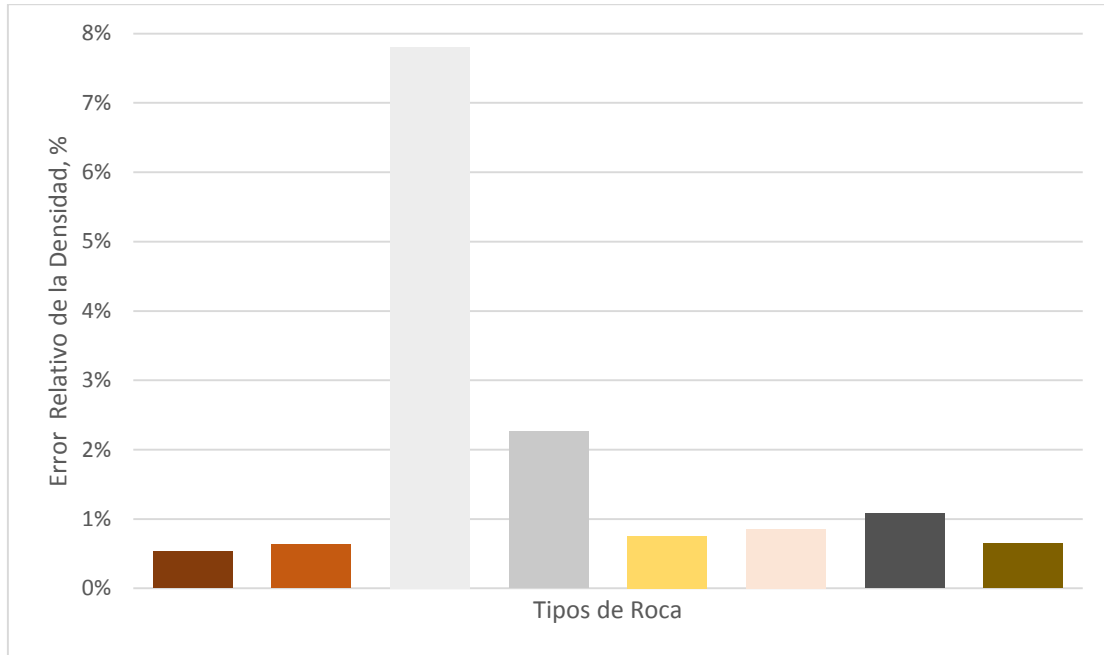


Figura 12 Porcentaje de Error en el calculo de la Densidad Bulk

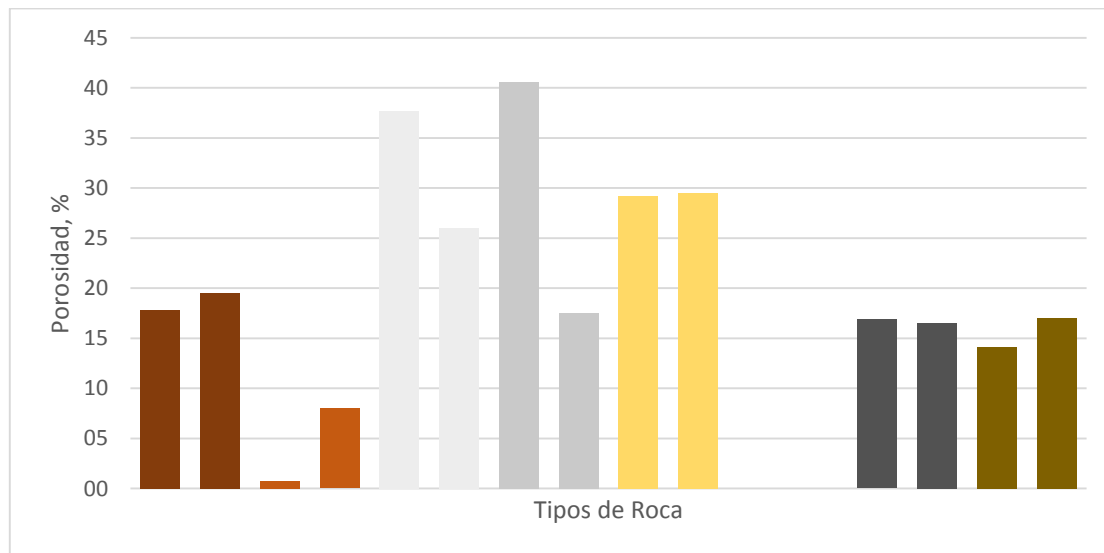
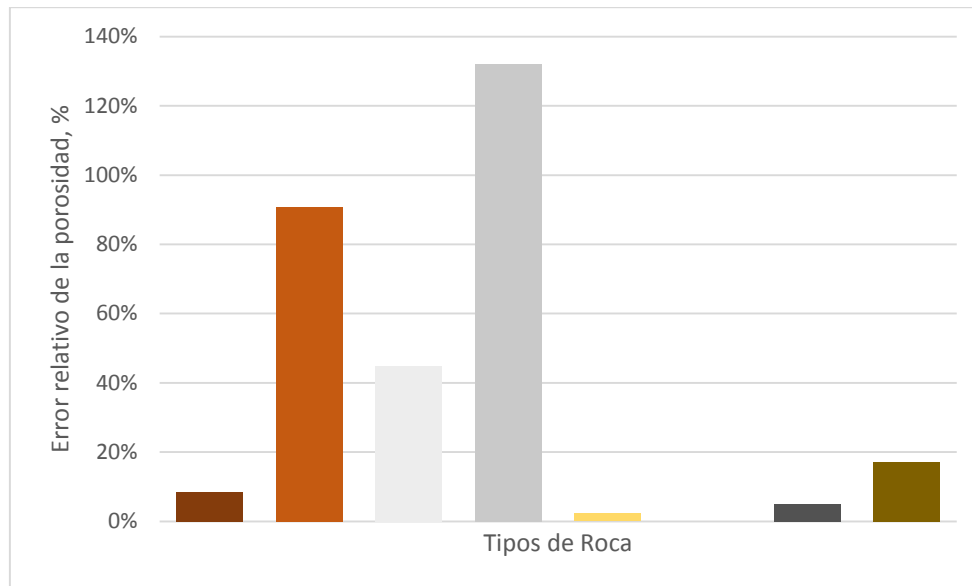


Figura 13 Porosidad por slice variable y porosidad real, para cada tipo de Roca.



*Figura 14 Porcentaje de error en el calculo de porosidad entre la roca por slices variables y el valor real*

## **2.5. Calculo de permeabilidad.**

Con el fin de lograr la estimación de esta propiedad exclusivamente con el uso de imágenes producto de TAC, se realiza el proceso indicado en la Figura 15 descrito a continuación. Inicialmente realiza un mapeo de estudio similar al descrito al inicio del trabajo, donde se decide seleccionar algunas correlaciones, de las descritas en (Al - Shami & Babadagli, 2004) que relacionan el cálculo de permeabilidad con respecto a la porosidad y otras propiedades (E.g. propiedades de grano, la presión capilar, la saturación de agua irreducible, la tortuosidad, parámetros de registros y percolación) y a su vez intentar través de la literatura encontrar algún método para estimarlas respecto de imágenes de TAC, se encuentra que estas propiedades se pueden obtener pero a partir de pruebas petrofísicas y además los software que buscan estimarlas requieren información de imágenes de microtomografía, algo que no abarca el alcance de la investigación. Adicionalmente se encuentra que en un software especializado en física digital de rocas a través de una extensión, permite estimar el cálculo de permeabilidad a través de imágenes

de tomografía, por lo cual, se efectuó a realizar la comprobación de dicha información con los datos proporcionados por ECOPEPETROL S.A. y se encuentra que dicho software requiere una resolución de imágenes tan alta que la tomografía convencional no permite obtener y que con microtomografía si se pudiese obtener fácilmente. En la Figura 16 se aprecia que al hacer la carga de datos y el procedimiento para la estimación de permeabilidad a través de software, este arroja datos muy alejados de la realidad (aproximadamente 400.000 Darcys para una muestra de arenisca), analizando un poco más la información obtenida, en la Figura 17 se aprecia que el software no logra reconocer los espacios porosos en la muestra, por lo que la inyección de fluidos con la que busca estimar el cálculo de permeabilidad no logra traspasarla, algo que si se puede apreciar en la Figura 18 donde al ser imágenes producto de microtomografía se observa el paso del fluido libremente a través la muestra. Se encuentra que las correlaciones de Winland (Ecuación 5) y Pittman (Ecuación 7) representan el valor más cercano a la realidad, por lo que se estima la permeabilidad a través de ellas. Para resolverlas se parte de la porosidad y el radio de garganta, donde el radio de garganta puede ser asumido de acuerdo con la Tabla 9, para diferentes tipos de rocas, cabe aclarar que esta medición es indirecta, y el radio de garganta, al ser un término que depende de una gran cantidad de factores, se recomienda revisar la mayor información disponible, a través de imágenes de tomografía (E.g. analizar gráficamente las imágenes de tomografía, relacionar los datos del área donde se está trabajando para poder asumir un tipo de roca con una mayor precisión) para obtener un radio de garganta de poro cercano a la realidad y lograr una estimación de la permeabilidad cercana a la determinada a través de petrofísica.

*Tabla 9 Relación entre Radio de garganta y la Porosidad. (Porras, 1998)*

<b>Petrofacies</b>	<b>Radio</b>	<b>Porosidad</b>
--------------------	--------------	------------------

	( $\mu\text{m}$ )	(%)
Megaporoso	>10	9.5-16
Macroporoso	2.0-10	7.0-13
Mesoporoso	0.5-2.0	4.0-10.5
Microporoso	0.1-0.5	2.3-7.0
Nanoporoso	<0.1	<2.3

Ecuación 5 representa la ecuación de Winland, en la que se puede obtener el valor del radio de garganta, la Ecuación 6, es la ecuación de Winland acondicionada a las necesidades de la investigación en la que se puede estimar la K.

*Ecuación 5*

$$\text{Log}r_{35} = 0.732 + 0.588\text{Log}K_{\text{aire}} - 0.864\text{Log}\phi \quad (5)$$

*Ecuación 6*

$$\text{Log}K_{\text{aire}} = \frac{0.864\text{Log}\phi + (\text{Log}r_{35} - 0.732)}{0.588} \quad (6)$$

Donde

- $r_{35}$  = radio de apertura de poro correspondiente al percentil 35 [ $\mu\text{m}$ ]  
 $K_{\text{aire}}$  = permeabilidad del aire no corregida [mD]  
 $\phi$  = porosidad [%]

La Ecuación 7 representa la ecuación de Pittman, en la que se puede obtener el valor del radio de garganta, la Ecuación 8, es la ecuación de Pittman tratada a las necesidades de la investigación en la que se puede estimar la K.

*Ecuación 7*

$$\text{Log}r_{25} = 0.204 + 0.531\text{Log}K_{\text{aire}} - 0.350\text{Log}\phi \quad (4)$$

*Ecuación 8*

$$\text{Log}K_{\text{aire}} = \frac{0.350\text{Log}\phi + \text{Log}r_{25} - 0.204}{0.531} \quad (6)$$

Donde

- $r_{25}$  = radio de apertura de poro correspondiente al percentil 25 [ $\mu\text{m}$ ]  
 $K_{\text{aire}}$  = permeabilidad del aire no corregida [mD]  
 $\phi$  = porosidad [%]

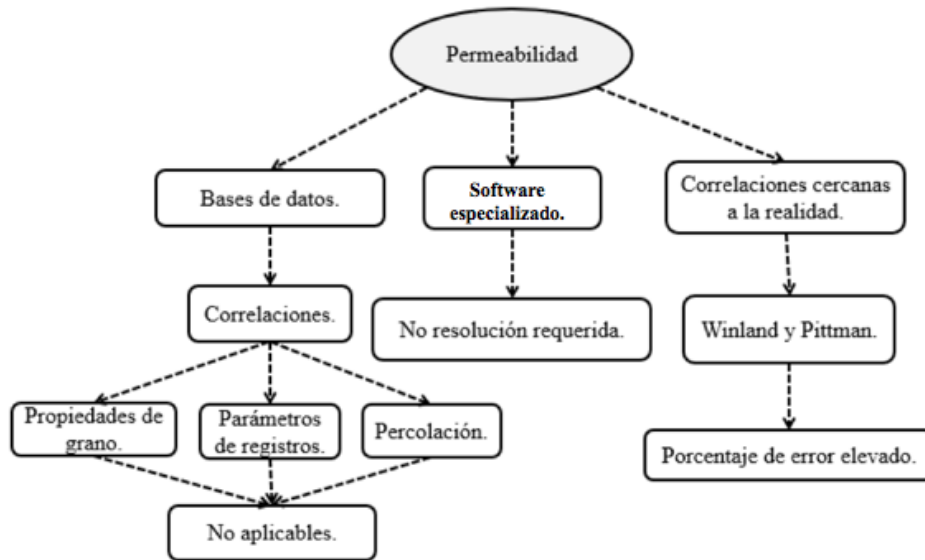


Figura 15 Diagrama Estimación de la Permeabilidad

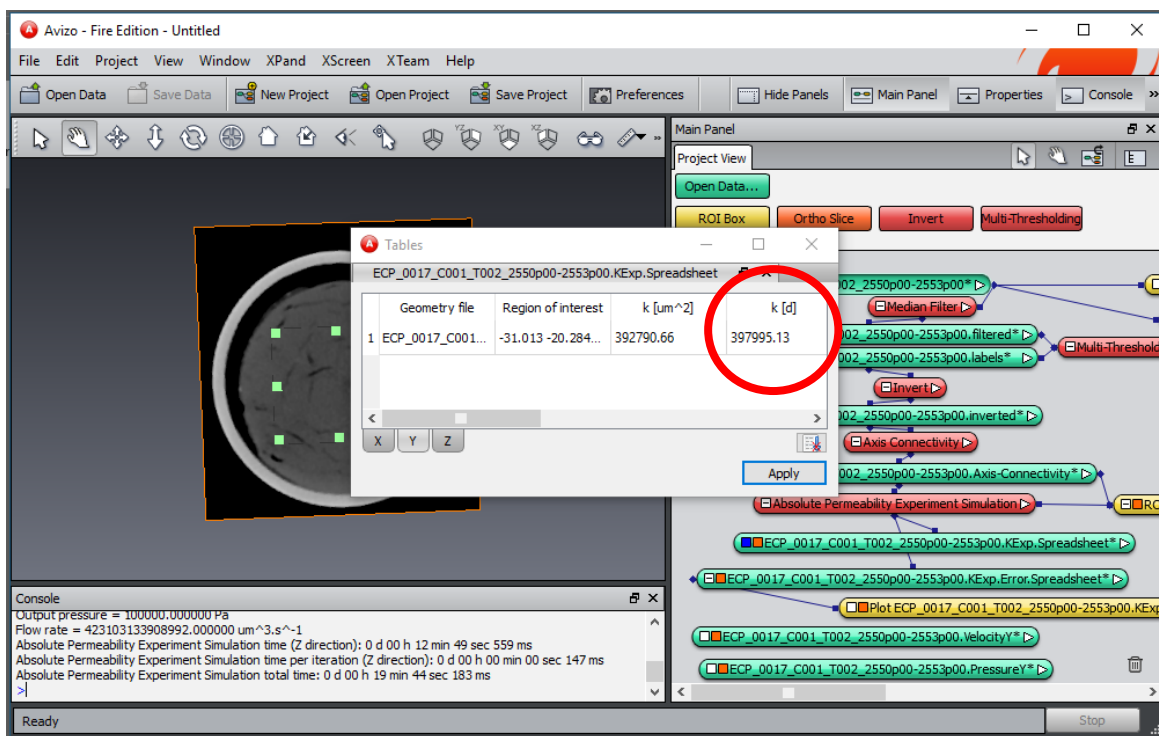
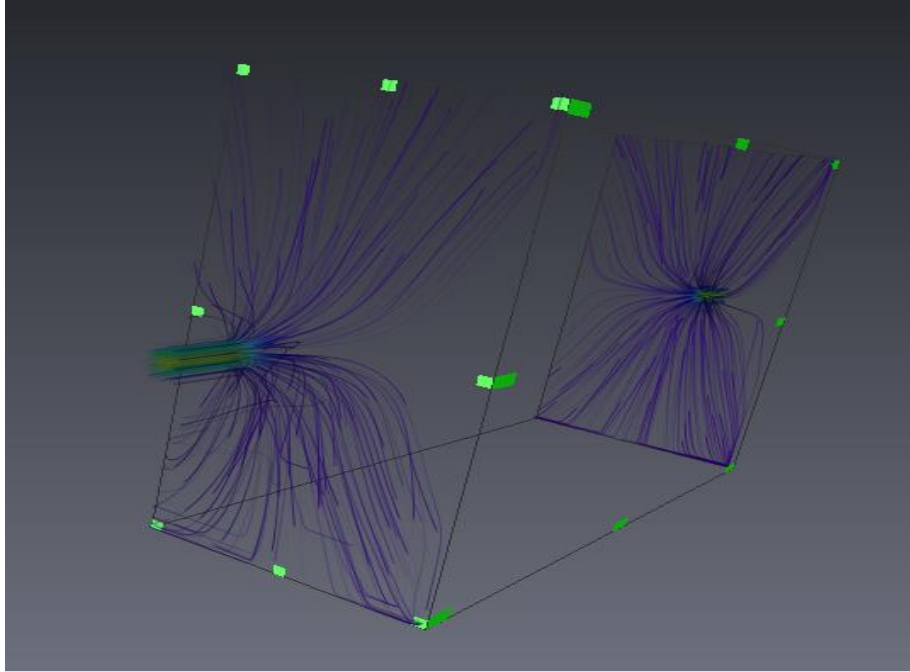
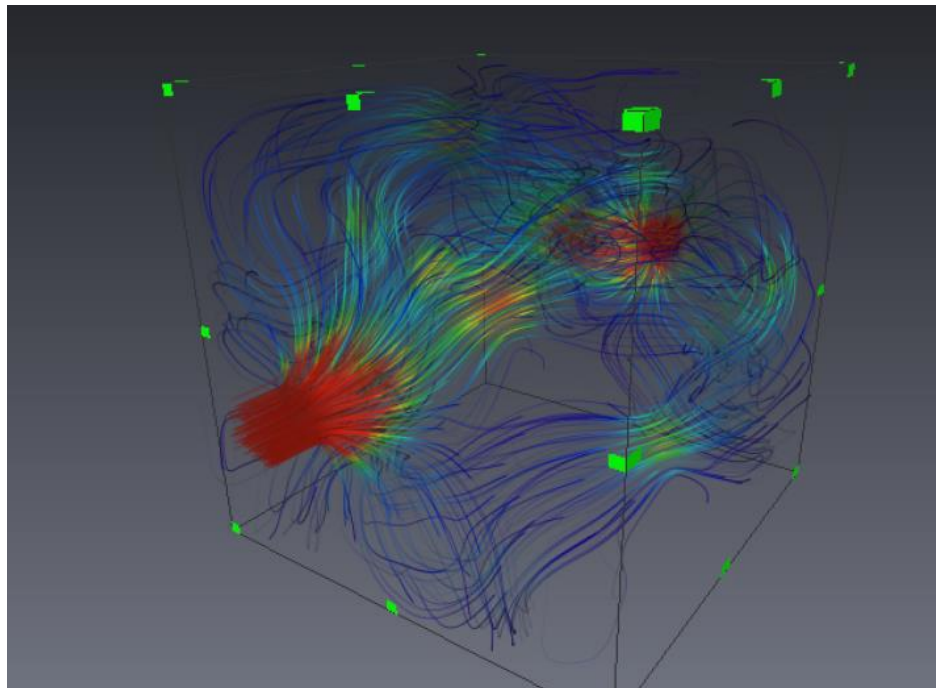


Figura 16 Valor anómalo arrojado por un software especializado en fisica digital de rocas.



*Figura 17 Las líneas azules representan el flujo del fluido a través de la muestra.*



*Figura 18 Representa el flujo a través de una muestra con imágenes producto de microtomografía.*

### 3. Validación propiedades por TAC y petrofísica.

En la Tabla 11 Resultados de la Validación datos Petrófísicos y TAC se muestran los resultados de la validación de datos Petrófísicos y TAC, en esta se tienen los datos de densidad, porosidad y permeabilidad estimados por TAC, pruebas de laboratorios petrofísicos y su respectivo porcentaje de error, para ampliar esta información revisar Apéndice D. ECOPETROL S.A. proporciona los datos de densidad y PEF a través de un registro coreHDTM, sin embargo, las imágenes producto de TAC no contaban con sus respectivos fantasmas, estos indispensables para el cálculo de densidad y consecuentemente el de porosidad y permeabilidad, según la metodología propuesta en el presente trabajo, se procede a realizar la validación con dichos datos de densidad y PEF, para posteriormente, proceder a estimar la porosidad y la permeabilidad. Se evidencia que el porcentaje de error en la densidad es realmente irrelevante (0-5)%, mientras que en la porosidad y la permeabilidad dicho porcentaje aumenta, respectivamente, (10-30) y (80-100)%. En un análisis de los porcentajes, se evidencia que teniendo en cuenta los valores de la clasificación descriptiva de la porosidad (ver Tabla 10), que son bastante grandes, al revisar cuantitativamente los datos obtenidos uno a uno con la tabla inmediatamente anterior mencionada, es decir, al estudiar un dato de porosidad obtenido por TAC o por petrofísica, la diferencia observada será casi despreciable, ya que ambos valores entran en un mismo rango (ver Tabla 10), por lo que se podría decir que no representan una discrepancia significativa. La estimación de permeabilidad, aunque las ecuaciones empleadas representan los valores más cercanos a la realidad (I.e. datos obtenidos a partir de petrofísica), al tener una medición subjetiva del radio de garganta de poro, aumenta el porcentaje de error considerablemente en esta medición, entonces se hace preferible adicionar alguna técnica (E.g. la microtomografía, análisis de registros, etc...) para estimar dicha propiedad con una mayor exactitud.

*Tabla 10 Clasificación Descriptiva de la Porosidad. (Rodriguez, 2006)*

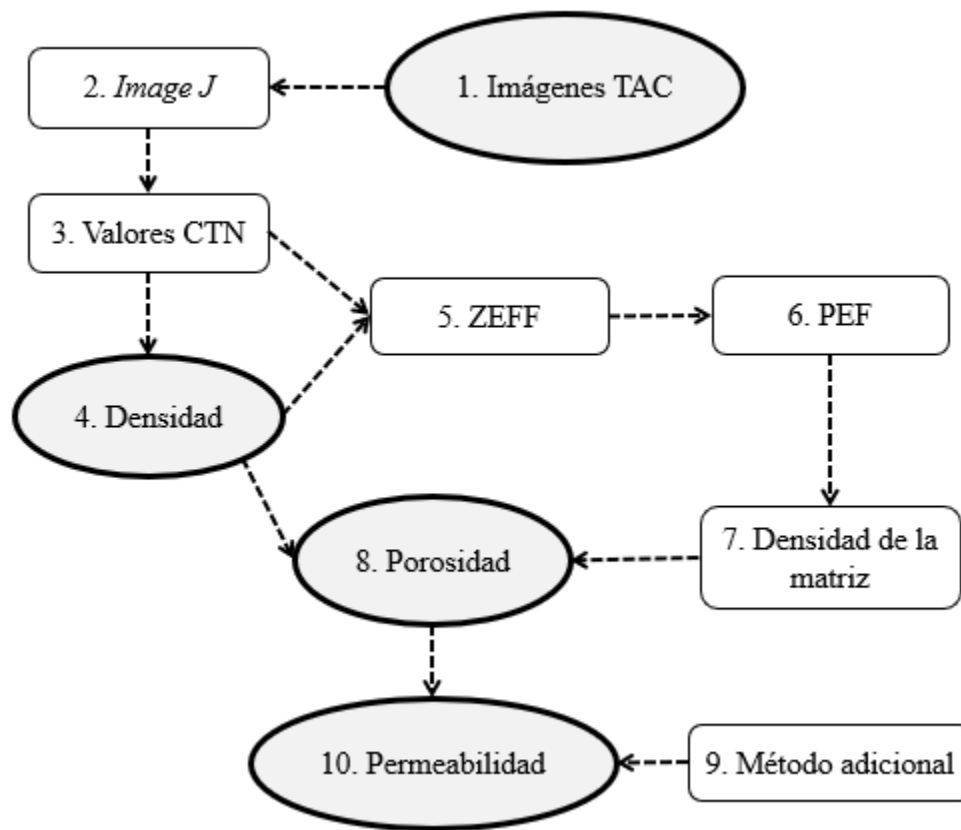
<b>Porosidad</b>	<b>%</b>
Muy Baja	< 4%
Baja	4 – 8%
Media	8 – 16%
Alta	16 – 32%
Muy alta	> 32%

*Tabla 11 Resultados de la Validación datos Petrófísicos y TAC*

Profundidad	Densidad (Petrofísica)	RHOB (TAC)	ERROR DENSIDAD	Porosidad (Petrofísica)	Porosidad (TAC)	ERROR Porosidad	Permeabilidad al aire (Petrofísica)	Permeabilidad al aire (TAC) (Winland)	Permeabilidad al aire (TAC) (Pittman)	ERROR Permeabilidad Winland	ERROR Permeabilidad Pittman
ft	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	%	%	%	%	(mD)	(mD)	(mD)	%	%
2553.23	1.99	1.939	3%	33.6	27	20%	34	362.25	277.02	965%	715%
2561.58	2.1	2.135	2%	29.3	19	35%	1200	216.16	219.75	82%	82%
2564.11	2.06	2.054	0%	24.1	22	9%	1.4	268.12	242.04	19051%	17189%
2578	2	1.967	2%	33.8	26	23%	9027	342.71	270.22	96%	97%
2585.15	2.07	2.032	2%	30	23	23%	8386	286.21	249.24	97%	97%
2587.85	2.12	2.119	0%	28	20	29%	2796	233.08	227.31	92%	92%
2589.98	2.19	2.177	1%	23.4	18	23%	1269	199.65	212.06	84%	83%
2595.86	1.99	1.987	0%	33.8	25	26%	4091	323.52	263.32	92%	94%
2597.15	2.05	2.111	3%	26.3	20	24%	2099	233.08	227.31	89%	89%
2606.83	2.35	2.324	1%	16.4	12	27%	0.0458	110.03	162.32	240144%	354320%
2615.53	2.11	2.088	1%	30.1	21	30%	14066	250.40	234.73	98%	98%
2619.13	2.07	1.987	4%	34.1	25	27%	14784	323.52	263.32	98%	98%
2629.75	2.08	2.055	1%	31.1	22	29%	8928	268.12	242.04	97%	97%
2633.37	2.04	2.032	0%	30.7	23	25%	10502	286.21	249.24	97%	98%
2638.81	2.24	2.229	0%	19	16	16%	24	167.92	196.22	600%	718%
2640.41	2.09	2.023	3%	28.3	24	15%	9638	304.68	256.33	97%	97%
2646.04	2.21	2.055	7%	28	22	21%	11599	268.12	242.04	98%	98%
2650.55	2.06	2.036	1%	30.3	23	24%	11143	286.21	249.24	97%	98%
2653.33	2.07	2.043	1%	31.4	23	27%	15959	286.21	249.24	98%	98%
2660.66	2.11	2.271	8%	21.8	14	36%	0.0358	138.00	179.68	385383%	501811%
2663.65	2.33	2.383	2%	16.5	10	39%	0.0394	84.17	143.94	213536%	365239%

#### 4. Metodología para cálculo de propiedades a través de TAC.

Para una satisfactoria caracterización estática y el cálculo de propiedades petrofísicas es indispensable contar con imágenes, obtenidas en un laboratorio a través del uso de la tomografía axial computarizada, de un núcleo de roca y de 3 fantasmas (tres materiales de referencia a los que se les conoce el número atómico efectivo y el valor de densidad). A continuación, se propone una metodología para lograr el cálculo de densidad, porosidad y permeabilidad exclusivamente a través del uso de estas imágenes.



*Figura 19 Metodología del manejo de imágenes para la caracterización estática*

1. Imagen obtenida a través de tomografía donde se encuentra la muestra y 3 fantasmas.
2. Procesamiento de las imágenes a través del visualizador de imágenes *Image J*.
3. Valores CTN a alta y baja energía.
4. Reemplazar los valores calculados en la Ecuación 1 para la estimación de densidad.
5. Con los valores CTN y densidad calcular el ZEFF.
6. Con el cálculo de ZEFF obtener cálculo de PEF.
7. Relacionar el PEF con alguna litología para estimar el valor de densidad de la matriz.
8. Reemplazar los valores calculados Ecuación 3 para el cálculo de porosidad.
9. Se sugiere utilizar algún método (como la microtomografía o registros eléctricos) que ofrezca una precisión considerable para el calculo de la permeabilidad y generar menor incertidumbre.

10. La permeabilidad puede estimarse a partir de la porosidad, pero requiere propiedades adicionales para correlacionarlas, en el transcurso del trabajo se sugieren las ecuaciones Winland y Pittman, con algunas consideraciones mencionadas anteriormente.

## 5. Conclusiones

- Al finalizar la metodología propuesta para caracterizar rocas usando la TAC paso a paso, se encuentra que los rangos de discrepancia entre esta y los métodos convencionales para estimar valores de propiedades petrofísicas (i.e. densidad, porosidad) es aceptable, los rangos obtenidos son, respectivamente, (0-8)% y (9-39)%; en contraste con la permeabilidad (80- 501811)%.
- El mapeo de información evidencio que en los años recientes, la TAC ha sido un campo de acción importante para el calentamiento de cuencas. En la búsqueda se evidencia que para inicios del siglo existían métodos para estimar la densidad, y que en la segunda década el foco de investigación ha sido la porosidad, en contraste con la permeabilidad que es una propiedad limitada con la tecnología y avances científicos actuales.
- La estimación de la permeabilidad a partir de datos CT fue una de las propuestas mas relevantes de esta investigación, a lo largo de ella se buscaron correlaciones que la relacionaran directamente con los datos proporcionados, así mismo se trabajó con un software, con ecuaciones empíricas, aproximaciones de radio de garganta, consiguiendo la estimación de dicha propiedad, concluyendo que este valor no es fiable debido a que en el proceso se asumen valores con incertidumbre que alteran el resultado final.
- En la investigación se valida la metodología de TAC para la consecución de propiedades petrofísicas con un set de calibración, proponiendo además una manera alterna para realizarla, esta mediante el uso de un slice constante para hallar el valor de la densidad y consecuentemente el de la porosidad, dicha metodología podrá ser aplicada, si solo si, los valores de PEF promedio se encuentran entre (0 y 5.1) barns/e.

- Las rocas Dessert Pink SS y Edward White SS presentan altas discrepancias con los valores de porosidad reales, en la investigación se concluye que esto se debe, a que estas rocas presentan valores de PEF muy altos por encima de lo aceptado ( $<5.1 \text{ barns/e}$ ), 5.93 y 5.31 respectivamente, estos valores vienen dados básicamente por los altos contenidos de óxidos en la roca ó en su defecto por el contenido de minerales como la pirita, hematita, glauconita, siendo la presencia de estos componentes un factor negativo.
- La TAC como tecnología de caracterización de rocas, es una ciencia moderna que con el tiempo reemplazará los análisis Scal convencionales, la disposición de una data uniforme que cuente con los 3 fantasmas será un factor de gran importancia para la fiabilidad de los resultados en la investigación, cabe notar que disponer de la escala adecuada permitirá conseguir la estimación de la permeabilidad con el uso de un Software especializado en física digital de rocas.

## 6. Recomendaciones

- Realizar el estudio de información propuesto en el trabajo para observar los avances tecnológicos que pueda tener la TAC en cuanto a la estimación de permeabilidad.
- Tener en cuenta que cuando los valores de PEF superan 5,1 (barns/e), es recomendable no considerar valores de los coeficientes por slice constante.
- Incentivar el desarrollo de software que permita el análisis de la TAC en la comunidad universitaria y científica en general.
- Verificar exactamente con que resolución el Software podría asumir un espacio poroso.

### Referencias bibliograficas

- Al - Shami, S. & Babadagli, T. (2004). A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data, *Society of Petroleum Engineers*, vol 7 (1-14). Recuperado de: <https://doi.org/10.2118/87824-PA>.
- Andersen, M. A., Duncan, B. & McLin, R. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oil and Gas Review*, 25(2), p. 27.
- Buckman, H. O. & Brady, N. C. (1960). *The Nature and Property of Soils - A College Text of Edaphology (6th ed.)*. New York: Macmillan Publishers.
- Caliskan, S. & Shebatahmd, A. (2017). Examining heterogeneity based on the computerized tomography imaging, *Society of Petroleum Engineers*. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187997-MS>.
- Calzado, A. & Gelejins, J., (2010). Tomografía Computarizada. *Evolución, principios tecnicos y aplicaciones*, pp. 163-180.
- Carmona Torres, D. G. & Fernandez Sanchez, V. I., (2014). *Caracterizacion integrada de yacimientos petroleros*.
- Ecopetrol. (2010). *Informe Sedimentologico de un Campo Colombiano*. Bucaramanga, Colombia.
- Graves, R. & Bailo, E. (2005). Analysis of Thermally Altered Rock Properties Using High-Power Laser Technology, *Petroleum Society of Canada* [https://www.onepetro.org/search?q=dc\\_publisher%3A%28%22Society+of+Petroleum+Engineers%22%29](https://www.onepetro.org/search?q=dc_publisher%3A%28%22Society+of+Petroleum+Engineers%22%29). Recuperado de: <https://www.onepetro.org/conference-paper/PETSOC-2005-245>.
- H. E, C., Carrasco Nuñez, G., Manea V, C. & Olmos Navarrete, L. (2017). CeMIEGeo. Recuperado de: <https://colecciondigital.cemiegeo.org/xmlui/handle/123456789/559>.

- Herman, G. T., 2009. *Fundamentals of computerized tomography: Image reconstruction from projection*. Segunda edición ed. s.l.:Springer.
- INC., K. I., s.f. *Kokurek Industries Hard Rock Division*. Recuperado de:  
<https://kocurekindustries.com/>
- Kayser, A., Knackstedt, M. & Ziauddin, M. (2006). *Oilfield Review Schulumberger*  
Recuperado de:  
[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/sum06/p4\\_15.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/sum06/p4_15.pdf)
- Lopera, H., Aguirre, C. & Valencia, J. (2004). Uso de la tomografía computadorizada en el análisis de propiedades petrofísicas *UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA*. Recuperado de: [www.bdigital.unal.edu.co/26391/1/23971-83860-1-PB.pdf](http://www.bdigital.unal.edu.co/26391/1/23971-83860-1-PB.pdf).
- Miquel, L., Ortiz, G. & Castro, O. (2016). Tomography axial computerized technique application to improve Cuban oil fields seal and reservoir rocks characterization. *Repositorio Universidad Nacional de Colombia*. Recuperado de:  
<https://revistas.unal.edu.co/index.php/rbct/article/viewFile/55046/58696>.
- Ortiz, A., Herrera, E., Plata, J. & Santos, N. (2015) Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x. *Repositorio Universidad Industrial de Santander*. Recuperado de:  
<http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5026/5449>.
- Porras, J. C. (1998). Determination of rock types from pore throat radius and bulk volume water, and their relations to lithofacies, Carito Norte field, eastern Venezuela basin. *Annual Logging Symposium*, Volumen SPWLA 39th, pp. 1-13.
- Rodríguez, J. A. (2006). La porosidad de las rocas carbonatadas, Oviedo, España: Departamento de Geología.
- Rodríguez, M. R. D. S., 2011. *Universidad Simón Bolívar*. Recuperado de:  
<http://159.90.210.77/sites/default/files/Pre/Melia%20Da%20Silva.pdf>
- Rodríguez, M. R. D. S. (2011). *Universidad Simón Bolívar*. Recuperado de:  
<http://159.90.210.77/sites/default/files/Pre/Melia%20Da%20Silva.pdf>

- Schlumberger (2018). *Oilfield Glossary* [Versión electrónica]. Recuperado de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- Schlumberger. (2005). Analisis de Nucleos. *Oilfield Review*, 25(2).
- Schlumberger. (2000). Principios/aplicaciones de la interpretación de registros. *Schlumberger Educational Services*, p. 207.
- Siddiqui, S., Funk, J. & Withjack, E. (2008). Core imaging - Twenty five years of equipment, techniques, and applications of X-ray computed tomography (CT) for core analysis. SCA, 25(SCA2001-25), pp. 1-12.
- Siddiqui, S. & Khamees, A., s.f. (2007). Dual-Energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization. *SPE*, pp. 1-9.
- Tellez, D. & Jurado, J. (2010). Interpretación geológica de los registros de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI) y de echados (HDT) con ayuda de los registros de litodensidad y neutron (Tesis de pregrado). Recuperado de: <https://bit.ly/2L66Lgz>.
- UNSL (2011). Elementos de geología, principios de geociencias-geología. Recuperado de: [http://www0.unsl.edu.ar/~geo/materias/Elementos\\_de\\_Geologia/documentos/contenidos/apoyo\\_teorico/APU-2011-Rocas-Sedimentarias.pdf](http://www0.unsl.edu.ar/~geo/materias/Elementos_de_Geologia/documentos/contenidos/apoyo_teorico/APU-2011-Rocas-Sedimentarias.pdf)
- Verhelst, F., Vervoort, A., Bosscher, D. & Marchal, G. (1995). X-ray Computerized Tomography: Determination of Heterogeneities In Rock Samples. *International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering*. 8th ISRM Congress, 25-29. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ISRM-8CONGRESS-1995-023>.
- Villamar Viguera, M. J. & Martínez Orihuela, A. E. (2014). ONE PETRO. *Universidad Nacional Autónoma de México*.
- Wellington, S. & Vinegar, H. (1987). X-Ray Computerized Tomography, *Society of Petroleum Engineers*, vol 39 (7-10). Recuperado de: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16983-PA>.

- Yan, C., Liang, P. & Avgeriou, P. (2016). A systematic mapping study on the combination of software architecture and agile development, *Journal of systems and software*, vol 111 (160-180).