

**ESTADO DEL ARTE DEL USO DE LA FÍSICA DIGITAL DE ROCAS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN EN MEDIOS POROSOS**

**ANDRÉS GIOVANNI GARCÍA SANABRIA, DANIELA ALEXANDRA MARÍN JERÉZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:  
Geólogo**

**Director**

**MSc. En Geología. Edwar Hernando Herrera Otero**

**Codirectores**

**Geólogo. Juan David Badillo Requena**

**Ing. Ayerim Antonieta Obando Yaguas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2018**

## **Dedicatoria**

A mi madre Martha y mi padre Álvaro, por formarme como la persona que soy hoy, por guiarme y ser el motor de mi vida y la fuerza necesaria para seguir adelante.

A mi hermana Sofía, por haber llegado a mi vida y complementar mis ganas de ser alguien cada vez mejor y darme las razones necesarias para no rendirme.

A mis primos, tías y abuelas, por brindarme su apoyo de diferentes maneras y demostrarme su cariño.

A mis amigos más cercanos, quienes fueron un gran apoyo durante todo este proceso y siempre tuvieron palabras de ánimo en los momentos más difíciles.

**Andrés.**

A mis padres Clara y Edgar por su apoyo incondicional, amor y cariño, por ser ejemplo, guía e inspiración.

A mi hermano por estar a mi lado en cada momento hoy, mañana y siempre.

A mi tía Zami, por el apoyo y el cariño brindado siempre.

A mi familia por ser modelo de unión y comprensión.

**Daniela.**

## **Agradecimientos**

A todos y cada uno de los profesores que aportaron su conocimiento, logrando así, una formación integral como geólogos y como personas.

A nuestro director y codirectores del proyecto, por ser una guía y un apoyo a lo largo de este camino y brindarnos su tiempo para poder lograr nuestro objetivo.

Al GRUPO DE MODELAMIENTO DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS (GMPH), por depositar su confianza en nosotros y poder realizar el trabajo presentado, con el fin de contribuir a la investigación de nuestra universidad y del país.

Muchas gracias.

Contenido	
Introducción .....	16
1. Metodología .....	17
1.1 Reconocimiento de las bases de datos .....	17
1.2 Búsqueda de prueba .....	18
1.3 Proceso del mapeo del estudio:.....	18
1.3.1 Preguntas de investigación.....	18
1.3.2 Mapeo del estudio. ....	19
1.3. Análisis estadístico y síntesis de datos.....	20
1.4.1 Análisis estadístico.....	20
1.4.2 Síntesis de datos.....	20
1.5 Discusión.....	20
2 Revisión bibliográfica .....	20
2.3 Búsqueda en las diferentes bases de datos .....	20
2.4 Filtrado de artículos .....	21
3 Tratamiento y análisis estadístico de la información.....	23
3.1 Clasificación según fuente de publicación.....	23
3.2 Clasificación de información según fecha de publicación.....	25
3.3 Relación de la producción de información con eventos significativos en la industria del petróleo a nivel mundial .....	27
3.3.1 Subperiodo 1: 2003-2008.....	28
3.3.2 Subperiodo 2: 2009- 2013.....	29
3.3.3 Subperiodo 3: 2014-presente. ....	32
3.4 Análisis. ....	33
4 ¿Cómo se desarrolla la FDR?.....	35
4.1 Técnicas .....	36
4.1.1 Tomografía computarizada (TC). ....	36
4.1.1.1 Efecto fotoeléctrico. ....	41
4.1.1.2 Interacción Compton.....	42
4.1.1.3 Tomografía computarizada de energía dual.....	43
4.1.1.4 Inyección de dopantes usando tomografía computarizada.....	45
4.1.1.5 Equipos para tomografía computarizada (TC).....	50
4.1.1.5.1 Xradia Versa 400 XCT.....	50
4.1.1.5.2 Xradia Versa 410. ....	51
4.1.1.5.3 Universal Systems HD350.....	52

4.1.1.5.4 UltraXRM-L200 .....	53
4.1.1.5.5 GE Phoenix V  Ttome   XS 240. ....	54
4.1.1.5.6. ID22 Beamline. ....	55
4.1.2 Microtomografía Computarizada (micro-TC).....	56
4.1.2.1 Aplicaciones en la ingeniería de petróleo. ....	58
4.1.2.2. Equipos para microtomografía computarizada (micro TC) .....	58
4.1.2.2.1 VERSA XRM-500. ....	58
4.1.2.2.2 SkyScan 1172 de alta energía. ....	60
4.1.2.2.3 SkyScan 1173 de alta energía. ....	61
4.1.3 Microscopia Electrónica de Barrido (SEM).....	62
4.1.3.1 Estructura básica y principio de funcionamiento. ....	63
4.1.3.2 Imágenes BSEM (Microscopía electrónica de barrido retrodispersado).....	64
4.1.3.3 Imágenes FIB-SEM (Microscopio electrónico de barrido de haz de iones enfocado).....	65
4.1.3.4 Equipos para SEM.....	66
4.1.3.4.1 Zeiss Auriga Cross Beam. ....	66
4.1.3.4.2 FEI Helios Nanolab G3 CX DualBeam FIB/SEM. ....	67
4.1.3.4.3 FEI Helios NanoLab 650.....	69
4.1.3.4.4 FEI Quanta 250 FEG-SEM. ....	71
4.2 Métodos bajo los cuales se desarrolla la FDR .....	73
4.2.1 Adquisición de imágenes 3D a partir de imágenes 2D. ....	73
4.2.1.1 Método propuesto por Karimpouli y Tahmasebi (2016): .....	73
4.2.2 Composición mineralógica. ....	75
4.2.2.1 Análisis EED.....	75
4.2.3 Segmentación. ....	76
4.2.3.1 Método de segmentación de Treshold. ....	76
4.2.3.2 Método de segmentación de red neuronal.....	77
4.2.4 Propiedades mecánicas .....	78
4.2.4.1 Método de nanoindentación (Dureza).....	78
4.2.4.2 Permeabilidad. ....	79
4.2.4.2.1 Método Lattice Boltzmann (MLB). ....	80
4.2.4.2.2 Análisis mediante software comercial. ....	80
4.2.4.2.3 Método propuesto por Sun et al.,2017. ....	81
4.2.4.2.4 Método de solucionador de Stokes para permeabilidad efectiva .....	81
4.2.4.2.5 Método de Walsh y Brace (1984) .....	82
4.2.4.3 Presión capilar.....	82

4.2.4.3.1 Calculo de presión capilar por medio de MLB .....	82
4.2.4.4 Porosidad.....	83
4.2.4.4 .1 Usando datos de Energía Dual.....	83
4.2.4.4 .2 Método de volumen obtenido de imágenes TC.....	84
4.2.4.4.3 Método Handoyo, Fatkhan, Suharno y Fourier DEL (2017) .....	84
4.2.4.4.4 Método para la obtención de porosidad óptica 2D.....	85
4.2.4.4.5 Método de obtención por volumen de queroseno. ....	85
4.2.4.4.6 Método propuesto por Sun et al., 2017 .....	85
4.2.4.4 .7 Método de Jouini et al., 2014.....	86
4.2.4.5 Saturación. ....	87
4.2.4.5.1 Método de saturación de queroseno.....	87
4.2.5 Propiedades elásticas. ....	87
4.2.5.1 Límite de Voight para modulo elástico (MV).....	87
4.2.5.2 Velocidad ondas P y S Handoyo et al., 2017 .....	88
4.2.5.3 Método para hallar la impedancia acústica. ....	88
4.2.5.4 Método usado en Tisato y Spikes (2016).....	89
4.2.5.5 Método usado en Andrä et al., 2013. ....	90
4.2.5.5.1 Enfoque dinámico para los módulos de roca seca. ....	91
4.2.5.5.2 Método de elementos finitos para la elasticidad estática.. ....	92
4.2.5.6 Método propuesto por Sun et al., 2017.. ....	93
4.2.6 Propiedades eléctricas. ....	94
4.2.6.1 Método ecuación de Archie (1942) para hallar índice de resistividad.....	94
4.2.6.2 Método de elementos finitos (MEF). ....	95
4.2.6.3 El método Salto Explicito (SE) para una conductividad eléctrica efectiva y difusividad.....	95
4.2.6.4 Factor de formación. Método usando ecuación de Laplace. ....	96
5 Ventajas y desventajas .....	98
6 Discusión.....	100
7 Conclusiones .....	103
Bibliografía .....	105

## Lista de tablas

TABLA 1. <i>RELACIÓN ENTRE BASES DE DATOS Y NÚMERO DE ARTÍCULOS SELECCIONADOS.</i> .....	21
TABLA 2. <i>CLASIFICACIÓN GENERAL DE LA TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA.</i> .....	38
TABLA 3. <i>CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO ZEISS XRADIA VERSA 410.</i> .....	51
TABLA 4. <i>CARACTERÍSTICAS DEL SCANNER ULTRAXRM-L200.</i> .....	54
TABLA 5. <i>ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA ZEISS VERSA XRM-500 MICRO TC.</i> .....	59
TABLA 6. <i>ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO SKYSCAN 1173.</i> .....	62
TABLA 7. <i>ESPECIFICACIONES ESPECIALES FEI HELIOS NANOLAB 650.</i> .....	69
TABLA 8. <i>CARACTERÍSTICAS ESENCIALES DEL EQUIPO FEI QUANTA 250 FEG-SEM.</i> .....	71
TABLA 9. <i>MÉTODOS BAJO LOS CUALES SE DESARROLLA LA FDR.</i> .....	97

## Lista de figuras

<i>FIGURA 1.</i> REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA METODOLOGÍA DEL PROYECTO.....	17
<i>FIGURA 2.</i> MAPEO DEL ESTUDIO: RESULTADOS DE BÚSQUEDA Y SELECCIÓN DE ESTUDIOS. (ADAPTADO DE YANG, LIANG Y AVGERIOU, 2015).....	19
<i>FIGURA 3.</i> BÚSQUEDA, FILTRADO Y SELECCIÓN DE ARTÍCULOS. ....	23
<i>FIGURA 4.</i> CANTIDAD DE ARTÍCULOS PUBLICADOS VS FUENTE DE PUBLICACIÓN.....	24
<i>FIGURA 5.</i> PORCENTAJE DE ESTUDIOS REALIZADOS POR LA ACADEMIA Y LA INDUSTRIA PETROLERA. ....	25
<i>FIGURA 6.</i> NÚMERO DE PUBLICACIONES PARA CADA AÑO DESDE EL 2003 HASTA EL 2017. ....	26
<i>FIGURA 7.</i> USO DE LAS TÉCNICAS DE OBTENCIÓN DE IMÁGENES A TRAVÉS DE LOS AÑOS.....	27
<i>FIGURA 8.</i> EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO CON EL PASAR DE LOS AÑOS EN EL PERIODO DE ESTUDIO. ....	34
<i>FIGURA 9.</i> ESQUEMA ILUSTRATIVO DE LAS TÉCNICAS Y EL DESARROLLO DE LA FDR, RECUPERADO Y ADAPTADO DE LOPEZ ET AL., 2012. ....	36
<i>FIGURA 10.</i> VISTA LATERAL ESQUEMÁTICA Y VISTA CRUZADA DE UN ESCÁNER TC MÉDICO MIENTRAS SE VISUALIZA UN NÚCLEO. ADOPATADO DE QUAKERECNANKAI, 2014. ....	37
<i>FIGURA 11.</i> GEOMETRÍA DE LA FUENTE DE RAYOS X Y DE LOS DETECTORES EN LAS GENERACIONES DE TC (A. PRIMERA GENERACIÓN, B. SEGUNDA GENERACIÓN, C. TERCERA GENERACIÓN Y D. CUARTA GENERACIÓN). ADAPTADO DE KECTHAM & CARLSON, 2001... ..	40
<i>FIGURA 12.</i> EFECTO FOTOELÉCTRICO. ADAPTADO DE (UNLP, 2017). ....	41
<i>FIGURA 13.</i> INTERACCIÓN COMPTON. ADAPTADO DE (UNLP, 2017). ....	42
<i>FIGURA 14.</i> FIGURA 12. PLANTA Y PERFIL DE LA CUNA PARA TÉCNICA DE ENERGÍA DUAL.....	44
<i>FIGURA 15.</i> SISTEMA ZEISS XRADIA VERSA 400 XCT VISTO DESDE EL EXTERIOR; RECUPERADO DE MANCHESTER X-RAY IMAGING FACILITY, 2015. ....	50
<i>FIGURA 16.</i> ESCÁNER TC “UNIVERSAL SYSTEMS HD-350” MÉDICO EN NETL EN MORGANTOWN, WV CON APARATO DE FLUJO AUXILIAR; RECUPERADO DE GRANDALL Y BROMHALL, 2014.....	52
<i>FIGURA 17.</i> MUESTRA DE ROCA DIGITAL OBTENIDA CON EL EQUIPO ULTRAXRM-L200: GRANOS DE CALCITA CON MICRITA; RECUPERADO DE ZEISS, S.F.....	53

<i>FIGURA 18.</i> EQUIPO GE PHOENIX V TOME X L240 (VISTA INTERNA); RECUPERADO DE CENTRAL EUROPEAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY, S.F. ....	55
<i>FIGURA 19.</i> ESQUEMA DEL MICRO-TOMÓGRAFO DE RAYOS X O, RECUPERADO DE DIGIMOLUTION S.F.....	56
<i>FIGURA 20.</i> RELACIÓN ENTRE RESOLUCIÓN Y DISTANCIA DE TRABAJO EN EL XRADIA VERSA 500. RECUPERADO DE THE CENTER OF INNOVATION FOR FLOW THROUGH POROUS MEDIA, 2018.....	59
<i>FIGURA 21.</i> MUESTRA DE ARENISCA OBTENIDA POR MEDIO DEL ESCÁNER SKYSCAN 1173. IMAGEN TOMADA DE BRUKER, 2017.....	61
<i>FIGURA 22.</i> RECONSTRUCCIÓN 3D CON REPARTICIÓN DE CALCITA (MARRÓN), ANHIDRITA (ROJA), DOLOMITA (AZUL OSCURO) Y POROSIDAD (AZUL CLARO); RECUPERADO DE FOUBERT, SWENNEN, LONG Y DEWIT, 2009.....	62
<i>FIGURA 23.</i> DIBUJO ESQUEMÁTICO DE LA COLUMNA DE ELECTRONES; RECUPERADO DE CHEN, XU Y CHEN, 2015. ....	63
<i>FIGURA 24.</i> ESTACIÓN DE TRABAJO CARL ZEISS AURIGA CROSSBEAM; RECUPERADO DE URAL FEDERAL UNIVERSITY, S.F.....	67
<i>FIGURA 25.</i> FEI HELIOS NANOLAB 650 DEL CENTRO SWAGELOK PARA EL ANÁLISIS SUPERFICIAL DE MATERIALES; RECUPERADO DE CASE WESTERN RESERVE UNIVERSITY; S.F. ....	70

## RESUMEN

### TÍTULO: ESTADO DEL ARTE DEL USO DE LA FÍSICA DIGITAL DE ROCAS PARA LA CARACTERIZACIÓN EN MEDIOS POROSOS.\*

**AUTORES:** GARCÍA SANABRIA, Andrés Giovanni\*\*

MAÍRN JERÉZ, Daniela Alexandra\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Física Digital de Rocas, FDR, SEM, Micro CT, tomografía computarizada (CT), petrofísica, propiedades físicas, propiedades elásticas, porosidad, permeabilidad, saturación.

### DESCRIPCIÓN

El gran aumento en la demanda de hidrocarburos a nivel mundial, ha hecho que la industria del petróleo se vea obligada a implementar nuevas tecnologías que permitan mejorar el desarrollo y la producción de los campos petroleros. Como solución a esta necesidad, desde hace aproximadamente dos décadas, se ha venido implementando el uso de la Física digital de rocas (FDR).

Esta nueva técnica ha venido arrojando buenos resultados en la obtención de propiedades físicas de la roca como lo son la porosidad, permeabilidad, propiedades elásticas y propiedades eléctricas, entre otras, logrando reducir el tiempo de análisis de muestras y con ello el costo que esto genera, arrojando datos de mejor calidad.

Con pocos estudios desarrollados mediante FDR en el país, surge la necesidad de realizar una mayor investigación de esta técnica, con el fin de poder estar a la par de las grandes potencias petroleras en el mundo, aplicando los conocimientos ya existentes en la FDR para mejorar la producción de hidrocarburos en Colombia.

El presente estudio se basó en la búsqueda exhaustiva de información disponible, logrando formar una base de datos por medio de la cual se desarrolló el estudio.

Se realizó una serie de filtrados con el fin de eliminar artículos que no aportaran a la investigación, posterior a esto, se procedió analizar estadísticamente la información recolectada con el fin de tener una visión más clara de los eventos que produjeron un incremento o decaída en la generación de conocimiento en esta área.

Se estudiaron los diferentes métodos y herramientas bajo las cuales se desarrolla la FDR teniendo en cuenta los diversos enfoques que cada autor desarrolló en su correspondiente publicación.

Finalmente se analizaron las ventajas y desventajas encontradas, proponiendo en algunos casos soluciones para las desventajas junto con la discusión.

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Geología. Director: Edwar Hernando Herrera, Geólogo Msc.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** STATE OF ART: THE USE OF DIGITAL ROCK PHYSICS FOR CHARACTERIZATION IN POROUS MEDIA.\*

**AUTHORS:** GARCÍA SANABRIA, Andrés Giovanni\*\*

MAÍRN JEREZ, Daniela Alexandra\*\*

**KEYWORDS:** Digital Rock Physics, FDR, SEM, Micro CT, computed tomography (CT), petrophysics, physical properties, elastic properties, porosity, permeability, saturation.

## **DESCRIPTION**

The great increase in the demand of hydrocarbons worldwide has forced the oil industry to implement new technologies that allow the improvement of the development and production of oil fields. As a solution to this need, for approximately two decades, the use of Digital Rock Physics (FDR) has been implemented.

This new technique has been showing good results obtaining physical properties of the rock such as porosity, permeability, elastic properties and electrical properties, among others, managing to reduce the time of the sample's analysis and with it, the cost that this generates, throwing data of better quality.

With few studies developed by FDR in the country, there is a need to carry out a greater investigation of this technique, in order to be able to be on a par with the great oil powers of the world, applying the existing knowledge on the FDR to improve the production of hydrocarbons in Colombia.

The investigation was based on the exhaustive search of available information, managing to form a database by means of which the study was developed.

A series of filters was carried out in order to eliminate articles that did not contribute to the research. After this, the collected information was analyzed statistically with the purpose of having a clearer vision of the events that caused an increase or decrease in the generation of knowledge of this area.

The different methods and tools under which the FDR is developed were studied taking into account the different approaches that each author developed in their corresponding publication.

Finally, the advantages and disadvantages found were analyzed, proposing in some cases solutions for the disadvantages along with the discussion.

\*Bachelor Thesis

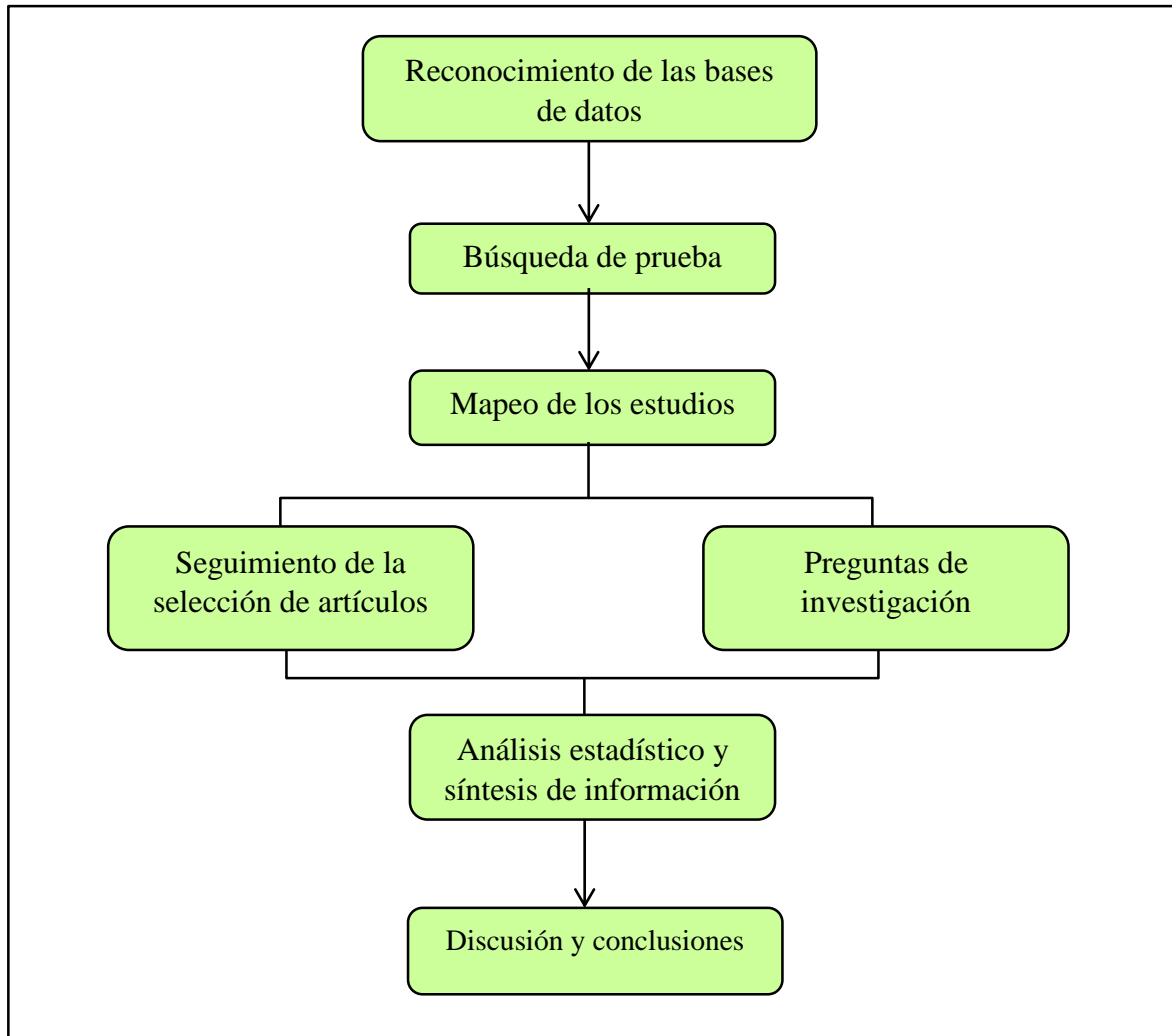
\*\*Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Geología. Director: Edwar Hernando Herrera, Geólogo Msc.

## **Introducción**

La física digital de rocas es una técnica de gran importancia basada en una rigurosa simulación numérica de experimentos físicos en un medio poroso realista. La FDR complementa las mediciones de laboratorio como la obtención de propiedades mecánicas (porosidad, permeabilidad absoluta y relativa, presión capilar), elásticas, eléctricas y procesos de flujo de fluido a escala de poro; de igual forma mejora las capacidades del geocientífico ya que los experimentos digitales se pueden llevar a cabo en tiempo real y en pequeños fragmentos de roca, reduciendo en gran medida el tiempo que tomaría obtener estas propiedades por medio de las técnicas tradicionales. Durante el desarrollo de este trabajo, se realiza una investigación exhaustiva de la información publicada en bases de datos científicas y revistas indexadas sobre el desarrollo de esta herramienta, se trabaja con una metodología que se basa en la búsqueda de información, partiendo de términos básicos relacionados al tema y la filtración de información por medio de parámetros establecidos en Yang, Liang y Avgeriou, 2015.

Una vez se selecciona la información con la que se va a trabajar, se procede a realizar el tratamiento de esta, en donde se organiza de acuerdo con su fuente y año de publicación para así poder tener una visión clara de cuáles fueron los acontecimientos relacionados a la industria del petróleo que llevaron a la producción y cese de información. Se hace un estudio de las diferentes técnicas y herramientas que se utilizan, así como sus avances a través del tiempo. Finalmente se realiza un análisis que permite evidenciar las ventajas y desventajas encontradas.

## 1. Metodología



*Figura 1.* Representación esquemática de la metodología del proyecto

La metodología planteada para el desarrollo del trabajo se encuentra basada en Yang, Liang y Avgeriou, 2015. Esta metodología se desarrolla en cinco etapas las cuales se presentan a continuación:

### 1.1 Reconocimiento de las bases de datos

Para esta etapa se establecieron las bases de datos a las cuales se pudiera tener acceso, teniendo en cuenta que la información extraída fuera de revistas indexadas y que por lo tanto tuvieran validez

científica. Para esto, se optó por consultar las bases de datos que ofrece la Universidad Industrial de Santander (UIS) y el Instituto Colombiano del petróleo (ICP), ya que estas manejan una gran cantidad de información que fue útil para el estudio.

## **1.2 Búsqueda de prueba**

Se realizó una búsqueda de prueba en cada una de las bases de datos con el fin de conocer el funcionamiento de los motores de búsqueda de dichas bases de datos y tener en cuenta las herramientas que ofrece cada una para filtrado de búsqueda y lectura de la información. Esta búsqueda de prueba también es importante para poder definir las palabras que se usan como criterio de búsqueda, ya que estas deben tener la mayor relación posible con el tema, para así poder obtener información más concreta, para este caso, se realizó la búsqueda con las palabras en inglés, digital rock physics (física digital de rocas o física de rocas digitales en su traducción al español), suponiendo que en inglés se encontraría mucha más información que en cualquier otro idioma.

## **1.3 Proceso del mapeo del estudio:**

**1.3.1 Preguntas de investigación.** Se propusieron una serie de preguntas en las cuales se descompuso el objetivo principal de este proyecto con el fin de llegar a un mejor y más profundo entendimiento del tema.

¿Qué es la FDR?

¿Hace cuánto se viene trabajando con FDR?

¿Cómo se desarrolla la FDR?

¿Qué métodos y herramientas se utiliza en la FDR?

¿Cuáles son sus ventajas y desventajas?

¿Es viable su implementación en el país?

**1.3.2 Mapeo del estudio.** La Fig. 2 se muestra el procedimiento de ejecución de esta etapa, que se compone de siete tareas en cinco fases. Antes de la búsqueda formal, se ejecutó una búsqueda de prueba (etapa 1) como se mencionó anteriormente, se realizaron tres rondas de selección de estudios, incluida la selección por título (1ª ronda), selección por resumen (2ª ronda) y selección por texto completo (3ª ronda). Para que el proceso de este mapeo sistemático del estudio (MSE) fuese más eficiente, algunas tareas se llevaron a cabo simultáneamente en la etapa 2 y etapa 4.

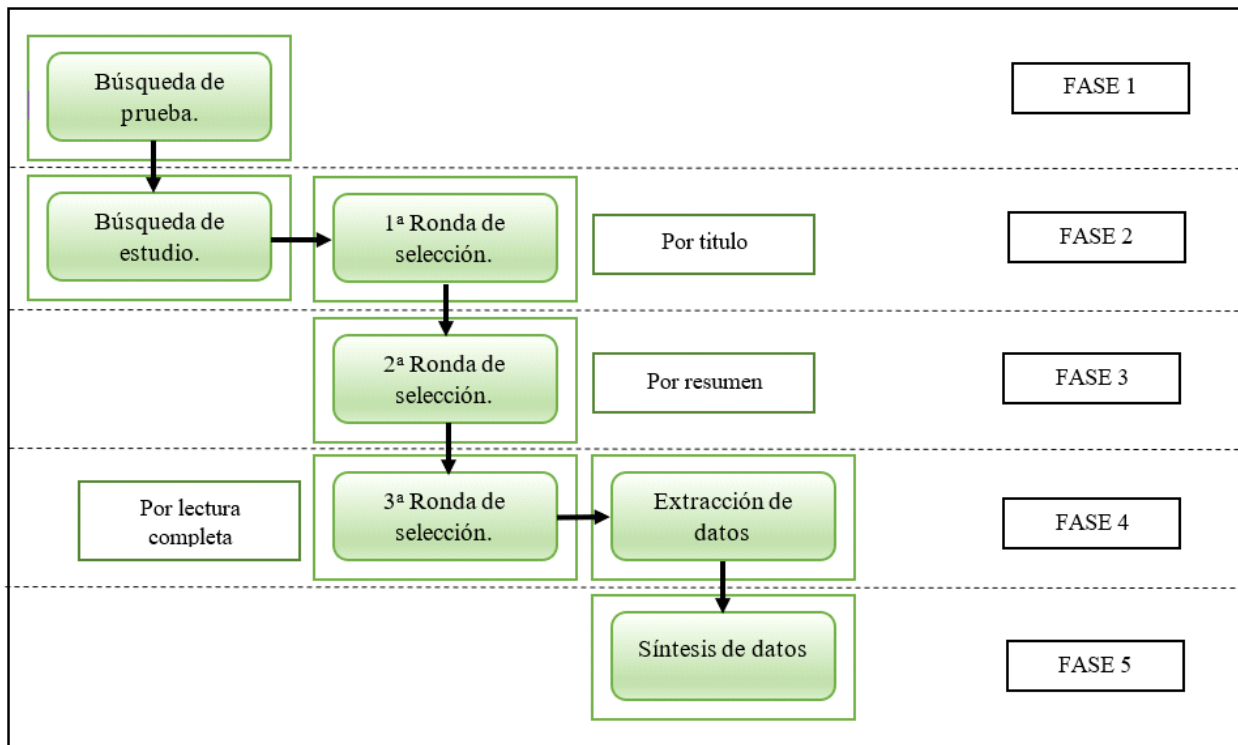


Figura 2. Mapeo del estudio: Resultados de búsqueda y selección de estudios. (Adaptado de Yang, Liang y Avgeriou, 2015).

### **1.3 Análisis estadístico y síntesis de datos**

**1.4.1 Análisis estadístico.** Se realizó un análisis estadístico en donde se presentó de manera organizada el material recolectado en las diversas fuentes bibliográficas según fecha de publicación, fuente de publicación y tipo de autor. Con los resultados arrojados en el tratamiento estadístico se pudieron determinar los eventos más significativos en la industria del petróleo que influyeron en la producción de información sobre la FDR y su relación con estos.

**1.4.2 Síntesis de datos.** La información extraída se organizó de forma que se pudo dar solución a las preguntas de investigación.

### **1.5 Discusión**

En esta etapa se comparó y discutió la información compilada al igual que los resultados obtenidos, así mismo se realizó un análisis de las ventajas y desventajas que se encontraron en el transcurso del proyecto, donde se propusieron algunas soluciones a las desventajas con el fin de obtener mejores resultados mediante la aplicación de la FDR.

## **2 Revisión bibliográfica**

### **2.3 Búsqueda en las diferentes bases de datos**

La investigación se inició con una exhaustiva búsqueda de información en diferentes bases de datos, para esto, se recurrió a los diversos recursos bibliográficos con los que cuenta la Universidad Industrial de Santander, por medio de los cuales se tuvo acceso a bases de datos como: SciVerse, ProQuest, Web of science y SEG (society of exploration geophysicists), entre otras. OnePetro fue otra base de datos que fue de gran ayuda, así mismo como algunos artículos que fueron

proporcionados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en donde se pudieron observar algunos estudios de FDR realizados en el país.

Finalizada la búsqueda de información en las bases de datos anteriormente mencionadas, se lograron reunir 4383 artículos en total. La tabla 1, muestra la relación entre las diferentes bases de datos con el número de artículos correspondientes que fueron seleccionaron de cada una.

Tabla 1.

*Relación entre bases de datos y número de artículos seleccionados.*

Base de datos	Número de artículos seleccionados
SEG ( society of exploration geophysicists)	2000
OnePetro	1865
SciVerse	253
ProQuest:	170
Web of science	93
Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)	2

## 2.4 Filtrado de artículos

Yang et al., (2015) proponen un sistema de tres etapas de filtrado, mediante el cual, se espera eliminar cualquier artículo que no aporte a la investigación y al final, poder tener únicamente la información que sea realmente de ayuda para el objetivo del estudio.

Los filtros comienzan en la segunda etapa según el orden que se manejó para el desarrollo de la metodología. Se propone el primer filtro de información, teniendo como criterio el título de cada artículo. Para esta etapa se leyeron cuidadosamente los 4381 títulos de los artículos encontrados en la primera búsqueda, descartando todos aquellos que no tuvieran relación con la industria del petróleo o con rocas sedimentarias en su defecto. Una vez terminada esta etapa de filtrado, se tuvo

como resultado 720 artículos, lo cual mostró una gran reducción en el número de artículos que se tenían al principio de la búsqueda.

Para la tercera etapa de la metodología, los autores sugieren otro filtro, pero esta vez, el criterio a tener en cuenta es el resumen de cada publicación, es decir, determinar si el artículo podía ser de utilidad o no, una vez leído por completo el resumen. Partiendo de estos se fueron eliminando todos aquellos que no enfocaran la FDR a la caracterización de medios porosos, aquellos que debido a que se encontraban en otra base de datos, estuvieran repetidos o no trataran el tema de obtención de propiedades por medio de imágenes digitales como tal, es decir, los que, a nuestro juicio, no aportarían nada en la investigación, dando como resultado 175 artículos que pasaron a la siguiente etapa de análisis.

En la cuarta etapa, se encuentra el último filtro de información, el cual sugiere leer completamente los artículos filtrados hasta el momento y una vez leídos todos, determinar cuáles proporcionan información que pueda ser útil en el proyecto y cuáles no. Terminados de leer los 175 artículos, se descartaron 65 de ellos ya que no explicaban en si como se empleaba la FDR, su explicación era bastante superficial o la información era muy antigua y se optó por descartarlos, lo que dio un total de 112 artículos (ver figura 3) de los 4381 artículos iniciales.

La quinta y última etapa propuesta, desarrolla la idea de extraer de cada uno de los artículos que superaron los filtros anteriores y finalmente realizar la síntesis de datos.

Es necesario mencionar, que posterior a esta primera búsqueda de información, se fueron realizando búsquedas más pequeñas con palabras que arrojaran información más concreta en los casos donde se necesitó ampliar la información sobre un tema en específico. Por lo cual, para el final del proyecto, se trabajó con 122 artículos en total, además, de 20 páginas de internet que se

usaron para extraer información por medio de la cual se pudieran determinar las características de las herramientas que se trataron, cabe aclarar que de estos hay dos artículos que marcaron una diferencia notable en la cantidad de información aportada al estudio, estos son Andrä et al., 2013a y Andrä et al., 2013b, con 50 y 45 referencias como base respectivamente.

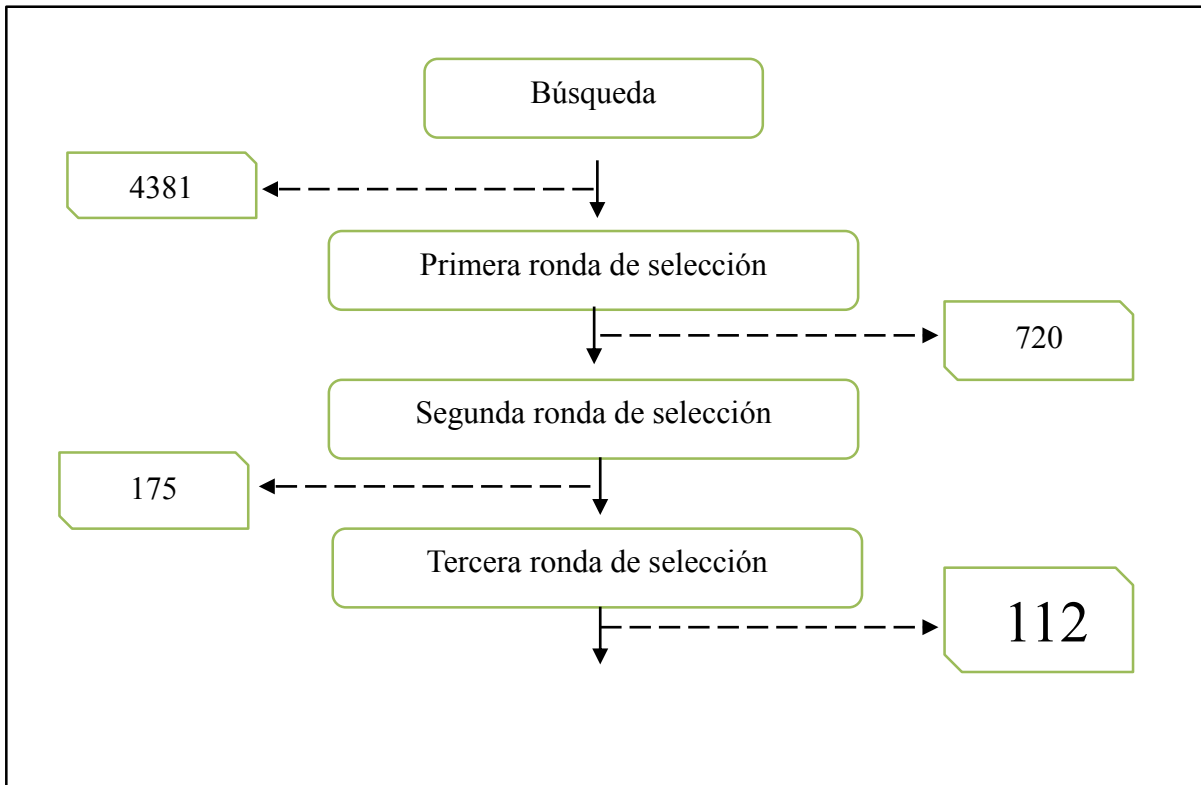


Figura 3. Búsqueda, filtrado y selección de artículos.

### 3 Tratamiento y análisis estadístico de la información

#### 3.1 Clasificación según fuente de publicación.

Se realizó una clasificación de toda la información recolectada y filtrada, según la fuente de publicación con el fin de conocer el área de interés que más influyó en la producción de conocimiento para la FDR. Esta clasificación consistió en dividir las publicaciones seleccionadas

en dos partes dependiendo cuál de estas hubiera realizado la investigación; para esto se tuvo en cuenta, si la producción de información fue ejecutada por parte de la industria o por parte de la academia. Por medio de esta clasificación se pudo determinar si la FDR tuvo un mayor impulso en su desarrollo mediante investigaciones académicas o proyectos industriales que estuvieran financiados por empresas interesadas en la obtención de mejores resultados en la caracterización de los campos petroleros. Ver Figura 5.

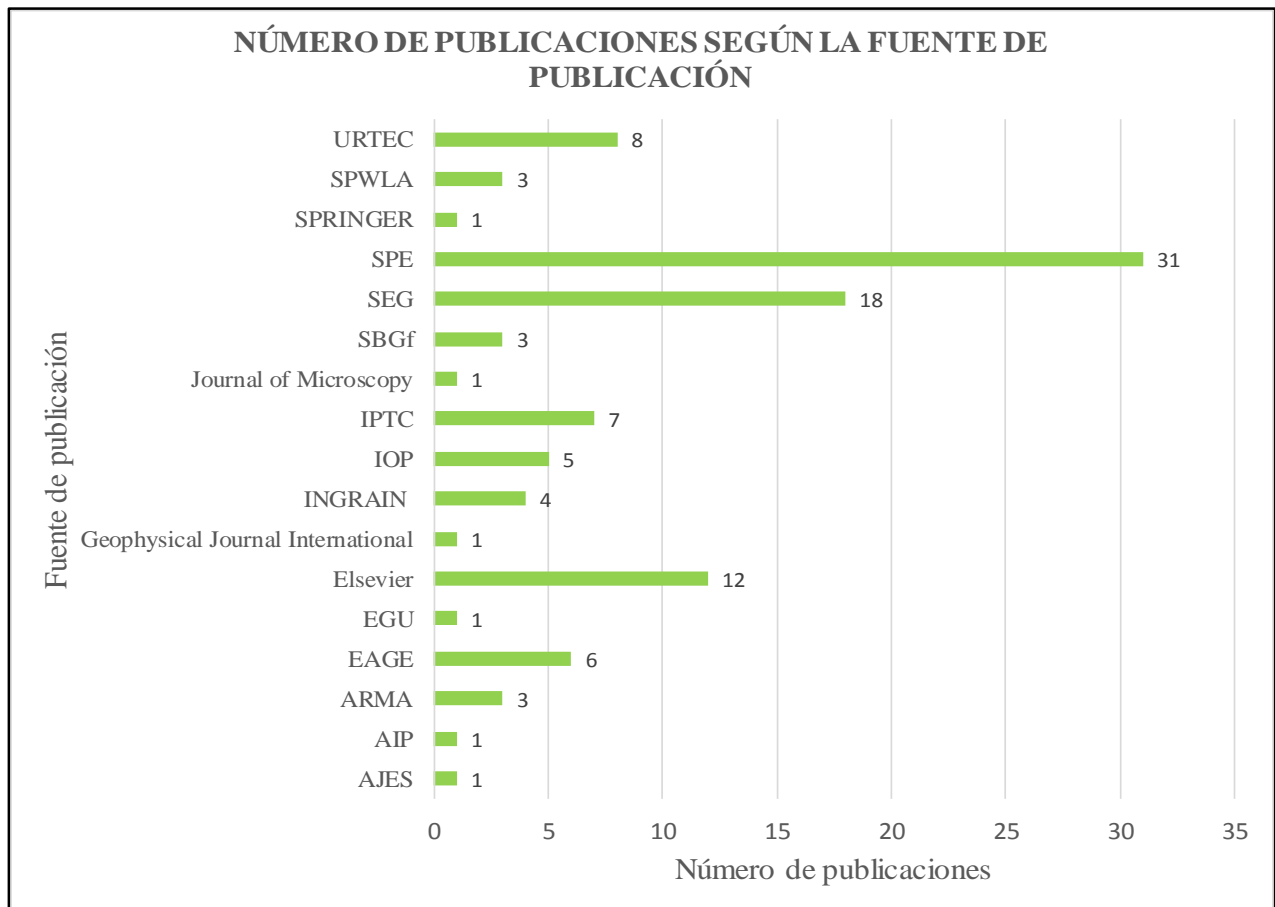


Figura 4. Cantidad de artículos publicados vs fuente de publicación.

Para este fin, se graficaron las fuentes de publicación que brindaron la información recolectada contra el número de publicaciones de cada una desde el 2003 hasta el 2017, al mismo tiempo se graficó si la investigación había sido desarrollada por la industria, por la academia o una

colaboración entre ambas partes. Los resultados se pueden observar en las Figuras 4 y 5 donde se puede analizar que la mayor parte del impulso recibido hacia la investigación de la FDR fue en un 42%, con fines netamente académicos, sin desconocer que el 26% de la información recolectada ha sido gracias a la investigación que la industria petrolera ha realizado de forma independiente. Cabe resaltar que, aunque ambas partes realizaron aportes por sus propios medios, la industria y la academia han ido siempre de la mano con el fin de encontrar beneficios mutuos, esto queda demostrado en que el 32% de los estudios ha sido desarrollado en una colaboración de estas dos partes.



Figura 5. Porcentaje de estudios realizados por la academia y la industria petrolera.

### 3.2 Clasificación de información según fecha de publicación

Para obtener un mejor análisis de la relación entre la producción de conocimiento en el área de la FDR y la situación global en torno a los hechos más significativos que han afectado la industrial

del petróleo desde el 2003( ya que desde esta fecha se encontró una cierta consistencia en la producción de información) al presente, se decidió dividir el periodo de tiempo de estudio en tres subperiodos según la tendencia arrojada en la publicación de artículos para cada año (ver figura 6): se observa un primer periodo de poca generación de conocimiento que va desde el 2003 al 2008, un segundo subperiodo de tiempo que abarca desde el 2009 al 2013, en donde se evidencia un incremento en la generación de información, y por último el tercer subperiodo que va desde el 2014 hasta el presente en el cual, hay un evidente crecimiento en el número de artículos generados con respecto a los dos subperiodos anteriores, con un momento de crisis en la generación de información para el 2016 pero que en el 2017 casi duplica la cantidad de artículos encontrados para los años anteriores. Teniendo esta división como punto de partida, se realizó posteriormente un análisis de los factores económicos y políticos más relevantes que ocurrieron durante este periodo de tiempo y así concluir cuales fueron las causas que determinaron la generación de conocimiento sobre la FDR.

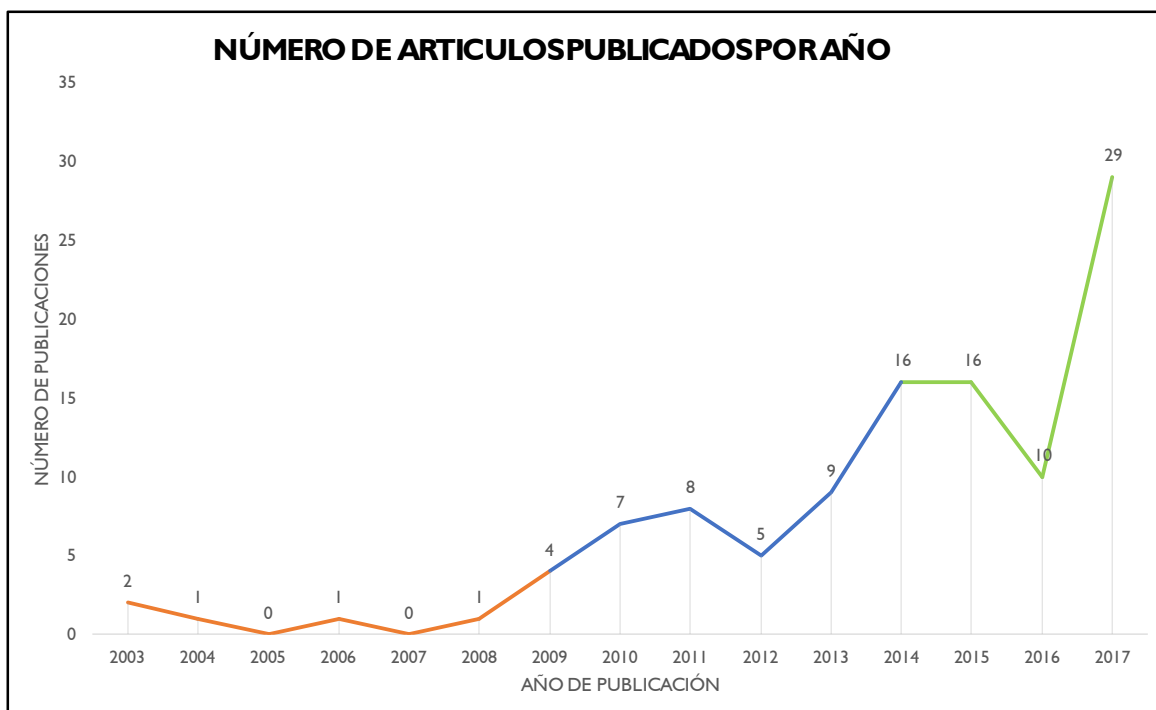


Figura 6. Número de publicaciones para cada año desde el 2003 hasta el 2017.

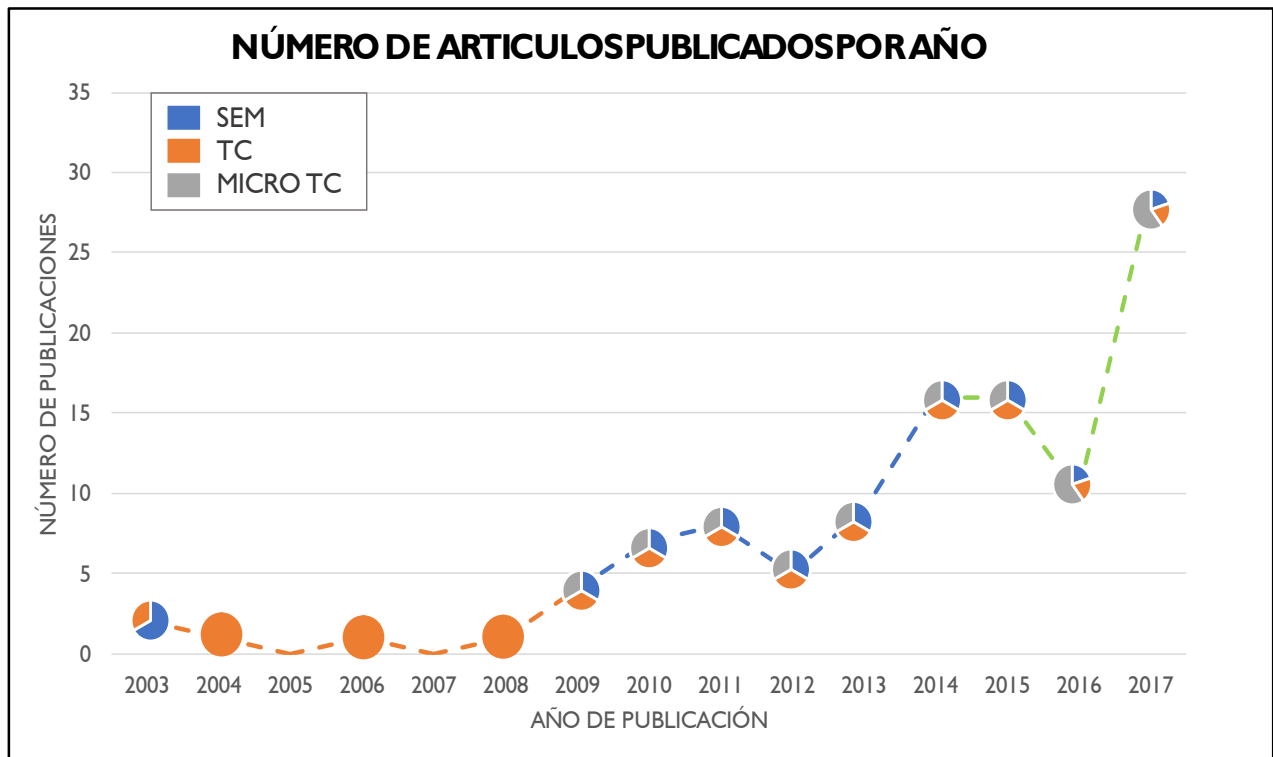


Figura 7. Uso de las técnicas de obtención de imágenes a través de los años.

### 3.3 Relación de la producción de información con eventos significativos en la industria del petróleo a nivel mundial

Con el fin de un mejor manejo y presentación de la información y respetando los derechos de autor. El análisis se llevó a cabo teniendo en cuenta las siguientes fuentes de información: Procon.org (2013), Geohelp.net (s.f.), Tippett (2014), Gob.mx (2017), Banco de la República (2017), Campodónico (2004), Monroy, Rodríguez y Rubiano (2004), ANH (s.f), Castro, Forero, Ramírez, Reina y Villar (2014), Time Toast (2017).

**3.3.1 Subperiodo 1: 2003-2008.** El precio promedio del 2003 fue de 31.03 USD/barril, en marzo de 2003, comienza la invasión de estados unidos a Irak lo que produce una turbulencia en los precios del petróleo alcanzando un máximo de 36 dólares tras el inicio de la guerra.

Decenas de miles de venezolanos marcharon en apoyo de 9,000 trabajadores petroleros despedidos por encabezar una huelga de dos meses contra el presidente Hugo Chávez que golpeó la economía de esta nación dependiente del petróleo y produjo una interrupción de la producción petrolífera, lo que trajo un aumento del precio del petróleo.

Para el 2004 el precio promedio sube a los 41.42 USD/barril, presentando un alza debido al inicio la guerra en Irak, diversos atentados terroristas, catástrofes naturales en el golfo de México, lo que llevo a la afectación de principales pozos productores de crudo, provocando un aumento en la demanda y una disminución en la oferta.

En el 2005, se alcanza un valor de 70.80 dólares por barril, siguiendo su aumento de precios, para el 2006, en Julio de este año, los precios alcanzaron los 77,10 dólares por barril, empujado por el conflicto de Oriente Medio. Según los analistas, el repunte del precio del petróleo se ha debido a la escalada de los ataques cruzados entre Israel y el Líbano y a la crisis de Irán por su polémico programa nuclear. A principio de agosto de 2006 el crudo volvió a alcanzar su récord al colocarse en 78,64 dólares el barril, coincidiendo con la guerra en Israel y la milicia chiíta libanesa Hizbulá. A mediados de 2007 el barril del crudo del Mar del Norte se cotizaba a 66,46 dólares. La suave caída de los precios se produce, según los expertos, después de que el departamento de Energía estadounidense anunciara una inesperada alza de las reservas de gasolina. Además, la ausencia de huracanes que amenacen la industria petrolera en el Golfo de México es otro factor favorable para la inclinación bajista de los precios. La media para este año fue de USD 72.20.

Para Julio del 2008, en plena crisis financiera de Estado Unidos, el precio del crudo alcanzó su pico histórico en 20 años llegando a situarse en 147 dolares por barril tras la amenaza de Libia de cortar su producción del crudo, así como las tensiones de Iran e Israel y la creciente demanda de los mercados emergentes como china. A partir del verano de este año, los precios comenzaron a decrecer coincidiendo con la crisis económica mundial lo cual redujo la demanda de petróleo.

Para Colombia, en el año 2003 se realizó una reforma en el Decreto Ley 1760 que abarca cuatro medidas fundamentales, la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH); la modificación de la estructura orgánica de Ecopetrol, la creación de la sociedad Promotora de Energía en Colombia S.A., y la escisión de Ecopetrol. Estas medidas permitieron que los roles de supervisión y regulación pasaran a la ANH. La media en el año se mantuvo en USD 31.92. Como país exportador, el sector petrolero es el que genera la mayor parte de las divisas y las contribuciones fiscales al Estado. Según los expertos en 2004, por cada USD \$10 de aumento en el precio del petróleo, la situación fiscal mejora 1% en Colombia. Estos efectos favorables ayudaron a que la región creciera por encima de 4.5% en el PIB ese año. La media en el 2004 fue de USD 41.42 por barril. En el año 2005 el precio del barril tuvo un incremento importante, año en el que también comenzó la caída en picado del valor del dólar, la debilidad de esta moneda se traduce en un bajón del poder adquisitivo de los países productores de petróleo como Colombia.

**3.3.2 Subperiodo 2: 2009- 2013.** El 2009 inició con una disputa entre Rusia y Ucrania que provocó el cese de exportaciones de gas a través de Ucrania generando una reducción en las exportaciones de gas a Europa.

Los mercados petroleros tuvieron un sprint final que llevó las cotizaciones del petróleo a rozar la barrera de los 80 dólares por barril y, además, acumular un crecimiento anual del 75%, el más alto presentado en una década. La tendencia al alza es incitada por un aumento de la demanda de

petróleo y por la debilidad del dólar frente a otras divisas. Para este año la media se presentó en 61.60 USD por barril.

En el año 2010 la producción de petróleo aumentó significativamente con respecto al año anterior, alcanzó la cifra promedio de producción alta. Los ingresos por exportaciones aumentaron, pero lo hicieron a un menor ritmo que los egresos corrientes debido a que una parte importante de la producción fue adquirida por empresas privadas y por ello la totalidad de su producción no se reflejó en exportaciones, la media para este año fue de 61.60 USD por barril.

A principios de 2011 se registró un nuevo crecimiento rampante del precio del crudo, que en abril se situó en 115 dólares por barril gracias a la reactivación de las economías al salir de la recesión económica, el incesante aumento de la demanda por parte de las economías emergentes, los sucesos de la Primavera Árabe y la crisis del programa nuclear Irán, esto crea preocupaciones sobre el suministro de energía y por ende aumento en los precios.

Se inicia un debate sobre la seguridad de la fracturación hidráulica debido al estallido del pozo de shale gas propiedad de Chesapeake.

La producción de gas de los EE. UU. del 5,8% o una estimación de 65,39 Bcf / día para un nuevo nivel récord de producción de gas en los Estados Unidos esto impulsado por el crecimiento en la producción de shale gas. Al finalizar el año la producción de gas natural llega a un récord de 66.200mpc / d.

En el marco Nacional para este año el crecimiento continuo de los egresos estuvo vinculado principalmente con las mayores utilidades obtenidas por las empresas extranjeras, impulsadas por el aumento del precio de exportación y la producción. En el año 2011 las exportaciones de petróleo del país sumaron US\$27.953 millones, casi US\$11.000 millones más que en el año 2010.

Estos mayores recursos provienen en su mayoría por un mejor costo de venta del crudo y un descenso en su cotización.

El siguiente pico de 110 dólares por barril se alcanzó en febrero del 2012 por las amenazas de Irán de cerrar el Estrecho de Ormuz en respuesta a las sanciones impuestas por Estados Unidos debido al programa nuclear iraní.

Con el crecimiento de la producción de los yacimientos de Shale Gas los precios del gas natural en América del Norte caen por debajo del nivel más bajo registrado en el 2002.

Para abril del 2012 el Gobierno del Reino Unido elimina la prohibición de la fracturación hidráulica impuesta después de que un programa de fracturación en el noroeste de Inglaterra en 2011 aparentemente causó un terremoto menor.

Para el segundo trimestre de este año los precios del petróleo se debilitaron debido a que la demanda global de petróleo disminuyó producto de que la actividad económica bajo.

Para el país se presentó una baja en el precio del petróleo debido a que el costo del crudo en los mercados internacionales bajo. Los factores que influyeron fueron varios: la difícil situación de Europa, que en lugar de mejorar empeora con la crisis financiera de España, la posible salida de Grecia del euro, el temor por un posible conflicto con Irán y el menor crecimiento económico de China, la media para este año fue de USD 94.53 por barril.

En el 2013 el petróleo siguió en caída, debido al enfriamiento de la economía china y al tiempo que los inventarios de crudo en Estados Unidos aumentaron, Colombia sintió el efecto inmediato en la caída de las acciones de las petroleras que se negociaron en el mercado local, si los precios seguían bajando el impacto no sería solamente en los títulos, sino en la locomotora minero-energética y en los ingresos de la Nación, la media fue de USD 98 por barril. Se dio un pico de 109 dólares por barril de julio-agosto de 2013 debido al conflicto interno en Egipto.

**3.3.3 Subperiodo 3: 2014-presente.** En el 2014 se inició una guerra de precios entre USA y la OPEP, haciendo que el precio del barril cayera un 48%, favoreciendo a países consumidores y transformadores y afectando a los altamente dependientes como Venezuela que dependía en un 89% (2014) de sus divisas anuales de este producto. En junio de este año, se registró un precio de 105 dólares por barril debido al auge del Estado Islámico en Irak, el cual tras controlar varias ciudades al norte y puntos fronterizos del país, proclama la instauración del califato en las zonas que controla. Los precios del petróleo tocan su precio más bajo en cinco años y medio llegando el Brent a 56,80 dólares por barril.

Para el 2015 la explotación rampante del petróleo de EE. UU., el auge de producción del petróleo por parte de los países de la OPEP, así como la desaceleración de los mercados en Europa y Asia, entre otros factores precipitaron la caída drástica del precio del crudo que alcanzó su cota mínima en enero y en marzo de 2015 llegando a los 47 dólares por barril. Para Colombia, las reservas probadas y certificadas de crudo y gas cayeron un 11% respecto al 2014, el aumento del precio del dólar terminó por hacer caer el precio del petróleo en el país, la media que se manejó para este año fue de 48,87 dólares por barril.

El 13 de enero Emiratos Árabes rechaza celebrar la cumbre de urgencia que plantea el presidente de la OPEP. Al día siguiente, el barril baja por primera vez de 30 dólares desde febrero de 2004. Encontrándose pues, en un periodo de precios mínimos del barril del petróleo, aunque parece que comienza a remontar un poco, situándose a 37,4 dólares el barril Brent. Para el 2017, la caída de las reservas de Estados Unidos y los hechos ocurridos en Medio oriente con la guerra en Siria, llevaron a una reactivación de la industria del petróleo, haciendo que este aumentara su precio rodeando así los 60 dólares por barril.

### **3.4 Análisis.**

Como es de esperarse, en el transcurso de los años el precio del petróleo se ve afectado por diversos factores que influyen en la dinámica de este tales como la oferta y la demanda a nivel mundial, las situaciones políticas (guerras, atentados terroristas), las fluctuaciones en el valor del dólar y los desastres ambientales. Estos factores que afectan de manera positiva o negativa a la industria del petróleo son importantes para determinar el por qué durante ciertos periodos de tiempo, la industria se enfoca más a la producción de conocimiento científico y durante otros periodos hay una clara escases en la generación de este. Por este motivo se decidió hacer un análisis de los acontecimientos más importantes que han ocurrido dentro de la industria del petróleo, desde el 2003 hasta el presente y de esta manera encontrar las causas que impulsaron y las que llevaron al cese de la producción de conocimiento de la FDR.

Para el primer subperiodo, se observa que hay un evidente crecimiento del precio en general del petróleo con el pasar de los años, que va desde el 2003 con 31,03 dólares por barril a 2008 donde alcanzó su pico histórico de 147 dólares por barril, pero a pesar de esto, hubo un desplome en el precio llegando a los 40 dólares por barril. Para el segundo subperiodo (2009-2013), en términos generales, luego de la crisis mundial del 2008 donde los precios cerraron alrededor de los USD \$40, se observa un incremento general en los precios. Con pequeños picos de caídas en estos periodos de crisis político-financieras. Sin embargo, para principios de agosto de 2013 se alcanzaron picos de 109 dólares por barril, mejorando notoriamente su caída de principios de este subperiodo. Comenzando el tercer subperiodo, en el 2014 se inició una guerra de precios entre USA y la OPEP, haciendo que el precio del barril cayera a 46 dólares lo cual afectó a países productores y favoreció a los países que importan el petróleo. Para el 2015 continua la tendencia en los precios del petróleo producto de la desaceleración de los mercados en Europa y Asia,

marcando el pico más bajo en el precio del hidrocarburo para marzo de este año con 47 dólares por barril. Finalmente el 13 de enero del 2016, Emiratos Árabes rechaza celebrar la cumbre de urgencia que plantea el presidente de la OPEP, generando que al día siguiente, el barril bajara por primera vez a 30 dólares desde febrero de 2004, sin embargo para el 2017, la caída de las reservas de Estados Unidos, lo hechos ocurridos en Medio oriente con la guerra en Siria llevaron a una reactivación de la industria del petróleo, logrando así, que su precio rondara así los 60 dólares por barril.

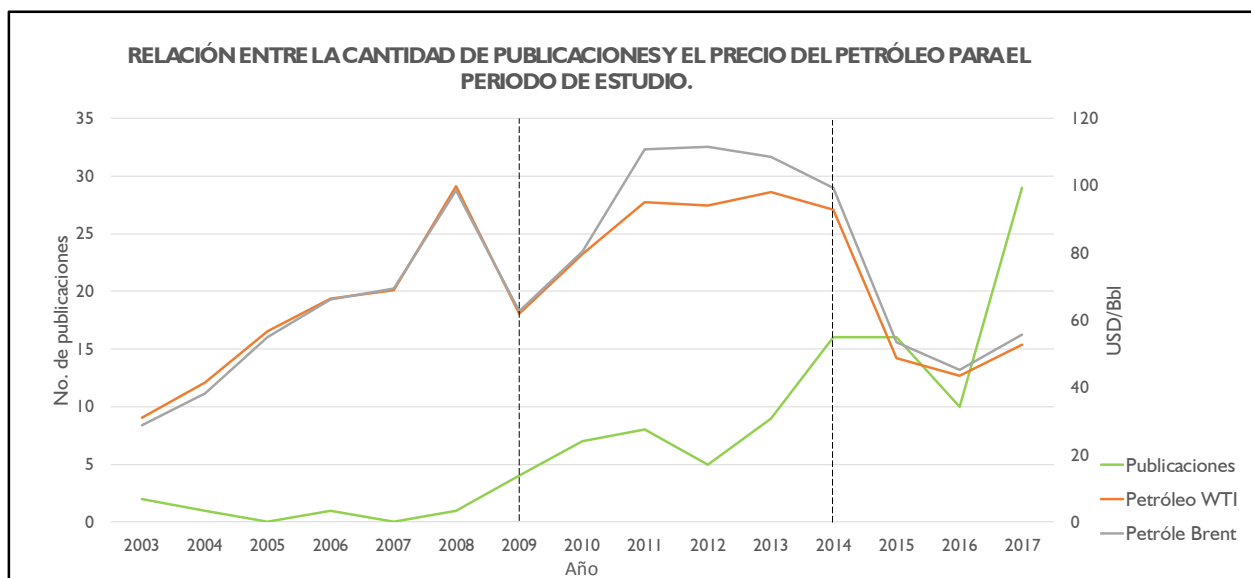


Figura 8. Evolución del precio del petróleo con el pasar de los años en el periodo de estudio.

Partiendo del análisis anterior y basándose en la figura 8, se puede interpretar que la cantidad de investigaciones desarrolladas manejan una relación proporcional con los precios del petróleo, por lo tanto, se observa una tendencia en la cual, una caída representativa en el precio del petróleo coincide con el inicio de una etapa donde se impulsa la investigación y posterior a esto comienza a elevarse el precio del petróleo nuevamente hasta el punto donde se presente de nuevo una caída representativa en el precio y comience una nueva etapa de investigación más profunda, esta tendencia se puede observar claramente para cada uno de los subperiodos en los cuales se dividió

el lapso de tiempo sobre el cual se desarrolló la investigación, en el caso del último año del subperiodo 3 se observa un alto incremento en la cantidad de publicaciones con respecto a otros años en los que el precio del petróleo estuvo más alto, esto podría deberse a que en estos últimos años se han venido desarrollando nuevas tecnologías y por ende también se ha invertido más en estas con el fin de hacer más eficiente cada proyecto, además cabe resaltar que para este subperiodo muchas de las investigaciones están enfocadas a los yacimientos no convencionales, por lo cual se espera que la FDR aplicada a yacimientos no convencionales comience a aplicarse de una forma más exhaustiva.

Una parte importante en el desarrollo de este trabajo es tener un claro entendimiento de qué es la FDR, como funciona, cuales metodologías maneja y por medio de qué equipos y herramientas se puede llegar hoy en día al correcto desarrollo de esta técnica. Por esta razón, a continuación, se presenta un estudio en el cual se explica la función de la FDR dentro de la industria del petróleo, los usos y las aplicaciones de los factores anteriormente mencionados, los cuales son de gran importancia en la actualidad para la caracterización de medios porosos.

#### **4 ¿Cómo se desarrolla la FDR?**

La FDR se basa en la simulación numérica de procesos físicos desarrollados en un medio poroso realista a escala micrométrica por medio de imágenes 3D de alta resolución. Esta técnica funciona como complemento al trabajo realizado en el laboratorio para la obtención de propiedades petrofísicas de forma tradicional, al mismo tiempo que optimiza los resultados obtenidos, reduciendo en gran medida el tiempo y el costo invertidos en este procedimiento. Teniendo en cuenta la escala bajo la cual se deseen obtener las imágenes digitales, la FDR se puede dividir en tres grandes ramas que son: la tomografía computarizada (CT), la micortomografía computarizada

(micro-TC) y la microscopía electrónica de barrido (MEB o más conocida como SEM por sus siglas en inglés).

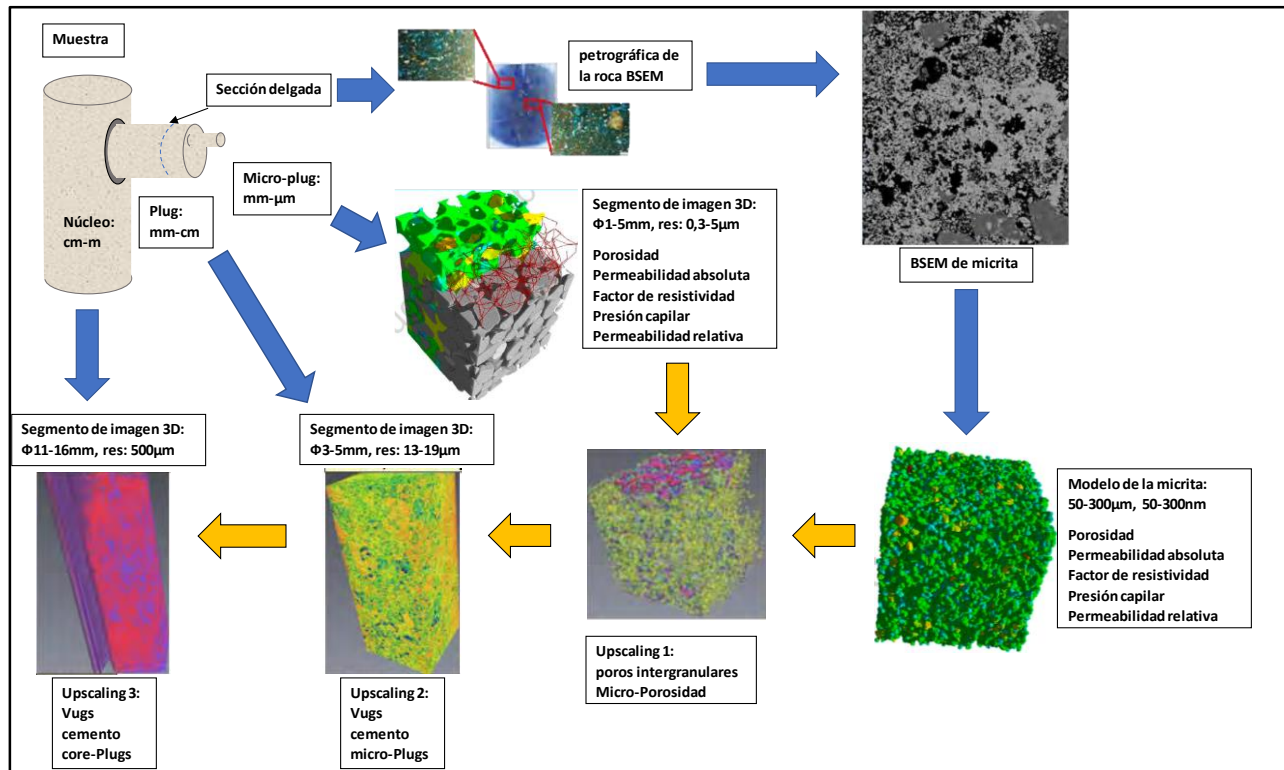


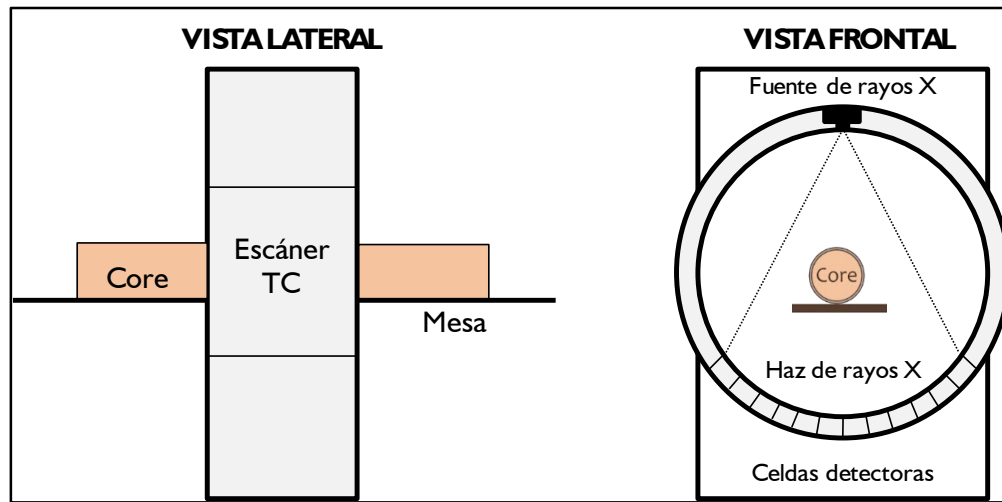
Figura 9. Esquema ilustrativo de las técnicas y el desarrollo de la FDR, recuperado y adaptado de Lopez et al., 2012.

## 4.1 Técnicas

**4.1.1 Tomografía computarizada (TC).** La tomografía computarizada (TC) de rayos X es una tecnología establecida y en rápida evolución de valor probado para las investigaciones geológicas. Debido a su origen fuera de las ciencias de la tierra, el potencial para la aplicación de imágenes de TC a problemas relacionados con la caracterización estática de rocas ha despertado gran interés.

La tomografía computarizada de rayos X (TC) es una técnica no destructiva para visualizar las características internas de los objetos sólidos y para obtener información digital sobre sus propiedades y geometrías tridimensionales, creando imágenes que mapean la variación de la atenuación de rayos X dentro de los objetos, que se relaciona estrechamente con la densidad.

Debido a que las transiciones de densidad generalmente corresponden a los límites entre materiales o fases, estos datos son a menudo sencillos e intuitivos para que sean interpretados. Las imágenes son comúnmente análogas a los datos que se obtendrían de manera más tediosa y laboriosa con secciones en serie. Además, como los datos son digitales, el método se presta más fácilmente para el análisis cuantitativo (Ketcham & Carlson, 2001).



*Figura 10.* Vista lateral esquemática y vista cruzada de un escáner TC médico mientras se visualiza un núcleo. Adoptado de Quakerecnankai, 2014.

Una imagen de TC se suele llamar slice, ya que corresponde a cómo se vería el objeto que se está escaneando si se cortara a lo largo de un plano, mientras que una imagen digital típica está compuesta de píxeles (elementos de imagen), una imagen de corte TC está compuesta de vóxeles (elementos de volumen), se obtiene una representación volumétrica completa de un objeto adquiriendo un conjunto contiguo de cortes TC (Ketcham, s.f).

Los niveles de gris en una imagen de corte TC corresponden a la atenuación de rayos X, que refleja la proporción de rayos X dispersos o absorbidos a medida que pasan por cada vóxel. La atenuación de rayos X es principalmente una función de la energía de rayos X y la densidad y composición del material que se está escaneando (Ketcham, s.f).

Los elementos de la tomografía de rayos X son una fuente de rayos X, una serie de detectores que miden la atenuación de la intensidad de los rayos X a lo largo de múltiples trayectorias del haz y una geometría rotacional con respecto al objeto que se está formateando. Se pueden usar diferentes configuraciones de estos componentes para crear escáneres TC optimizados para obtener imágenes de objetos de diversos tamaños y composiciones (Ketcham, s.f).

Los escáneres CT se pueden agrupar generalmente en cuatro categorías, basadas en su resolución espacial y en el tamaño de los objetos que son más adecuados para el escaneo. La clasificación propuesta se resume en la Tabla 2 (Ketcham & Carlson, 2001).

Tabla 2.  
*Clasificación general de la Tomografía Computarizada.*

Tipo	Escala de observación
Convencional	m
Alta resolución	dm
Ultra-alta resolución	cm
Microtomografía	mm

Recuperado de Ketcham & Carlson, 2001

En la industria de los hidrocarburos la CT ha permitido el estudio de: i) experimentos de desplazamientos de fluidos en litologías de yacimientos (Wellington & Vinegar, 1987; Withjack, 1988); ii) propiedades de flujo en núcleos de perforación, tanto a través de imágenes directas de experimentos de flujo de fluido (Anderson, et al., 1992; Hejis, et al., 1995) como por medio de la caracterización de la morfología de los poros del mismo (Peyton, et al., 1992; Zeng, et al., 1996); iii) determinación de la morfología para sedimentos marinos (Amos et al., 1996) y distribución de la densidad (Orsi, et al., 1994; Orsi & Anderson, 1995); iv) modelos escalares de fallas, los cuales han llegado a ser lo suficientemente rápidos para permitir el análisis en tiempo real (Schreurs & Hanni, 1998).

La gran mayoría de los sistemas de TC usan tubos de rayos X, aunque la tomografía también se puede hacer usando un sincrotrón o un emisor de rayos gamma como fuente de rayos X monocromática. Las características importantes del tubo son el material objetivo y la energía máxima de rayos X, que determinan el espectro de rayos X que se genera; corriente, que determina la intensidad de rayos X; y el tamaño del punto focal, que afecta la resolución espacial.

La mayoría de los detectores de rayos X TC utilizan centelleadores. Los parámetros importantes son material de centelleo, tamaño y geometría, y los medios por los cuales los eventos de centelleo son detectados y contados. En general, los detectores más pequeños proporcionan una mejor resolución de imagen, pero tasas de conteo reducidas debido a su área reducida en comparación con las más grandes. Para compensar, se usan tiempos de adquisición más largos para reducir los niveles de ruido. Los materiales de centelleo comunes son yoduro de cesio, oxisulfuro de gadolinio y metatungstato de sodio (Ketcham, s.f).

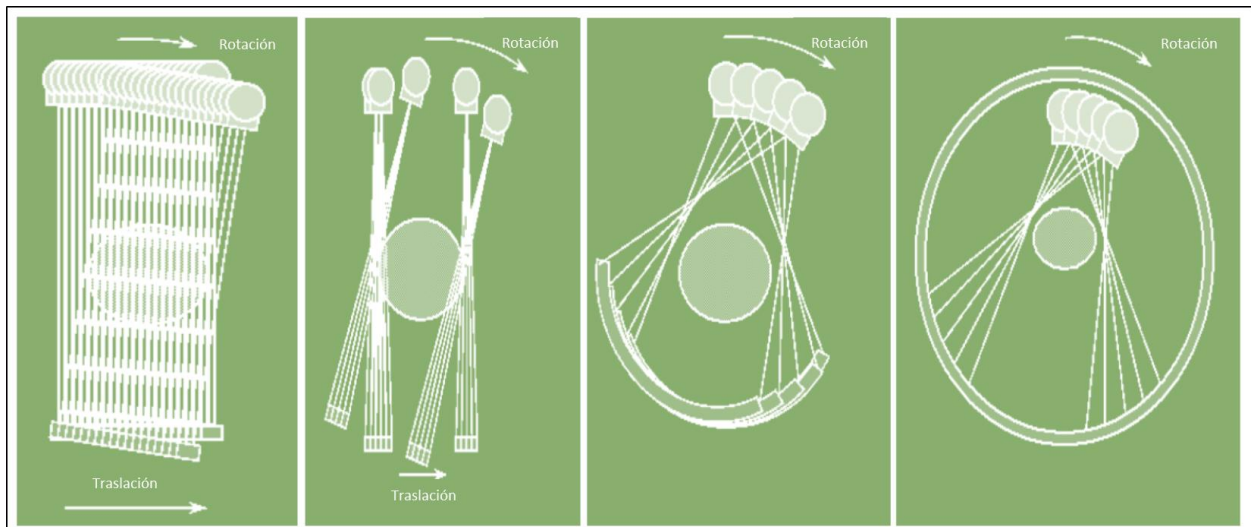
Hoy en día se conocen 4 generaciones de tomógrafos computarizados, clasificados según la disposición de sus piezas mecánicas y la manera de adquirir la información. Su clasificación depende del año en el cual salieron al mercado.

- La primera generación de TC's está compuesta principalmente por un rayo de energía, y una celda de detectores, el rayo incide en el objeto en un único ángulo y se repite n cantidad de veces (Pope & Lake, 1978).

- La segunda generación de TC's, empezó a utilizar múltiples detectores, a razón de una mayor capacidad en la fuente para emitir rayos-x más amplios, en consecuencia, debía ser absorbido por un conjunto más extenso (Pope & Lake, 1978).

▪La tercera generación de TC's, fue el inicio de la matriz de detectores con celdas de alta resolución espacial (i.e. 500-1000 detectores), que permite medir simultáneamente la proyección del rayo, y la reconstrucción por lamina/slice, sin la necesidad de un paso adicional (i.e. defecto de los de 1ra y 2da generación). Además, si algún detector resulta dañado, se verá un artefacto en el centro de la imagen (Walsh, et al., 1984). Estos TC's disponen de detectores de alta calidad de adquisición (Pope & Lake, 1978; Lake & Helfferich, 1978).

▪Los TC's de cuarta generación, fueron generados con el fin de evitar los inconvenientes por artefactos, por lo cual, se implementó el aro de detectores y una fuente rotativa. El primero, cuenta con una gran cantidad de detectores de alta resolución, para mejorar la adquisición de imágenes por lamina/slice (Pope & Lake, 1978).



*Figura 11.* Geometría de la fuente de rayos X y de los detectores en las generaciones de TC (a. Primera generación, b. Segunda generación, c. Tercera generación y d. Cuarta generación).

Adaptado de Kecham & Carlson, 2001.

Estos volúmenes de imágenes 3D por sí mismos constituyen un catálogo único y valioso. La tomografía computarizada se está realizando con un proceso de energía dual, lo que permite un registro computarizado continuo de alta resolución, densidad aparente (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF) para cada pieza de núcleo (Cerón et al., 2013).

Para esto es importante aclarar los principios de los rayos X TC: Efecto fotoeléctrico e interacción Compton.

#### 4.1.1.1 Efecto fotoeléctrico.

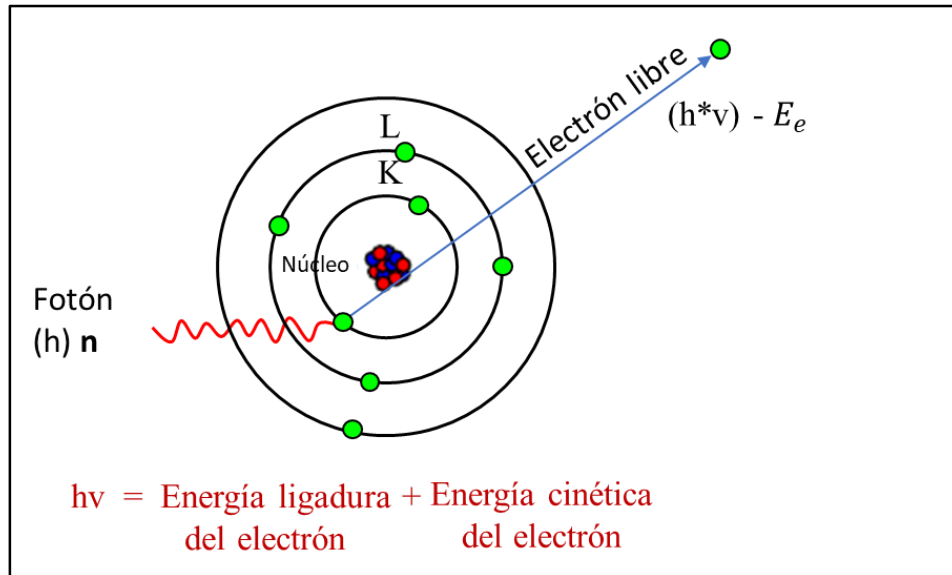


Figura 12. Efecto Fotoeléctrico. Adaptado de (UNLP, 2017).

Los fotones del rayo de luz tienen una energía característica determinada por la frecuencia de la luz. En el proceso de fotoemisión, si un electrón absorbe la energía de un fotón y este último tiene más energía que la función de trabajo, el electrón es arrancado del material. Si la energía del fotón es demasiado baja, el electrón no puede escapar de la superficie del material. Cuando un haz de rayos X o gamma penetra en un medio material, se observa una desaparición progresiva de los fotones que lo constituyen. Esta disminución del número de fotones incidentes denominada atenuación, se debe a la interacción de cierto número de ellos con los átomos que componen el medio. La atenuación de un haz de fotones considerada como la disminución progresiva del número de fotones que transporta el haz se debe tanto a los procesos de absorción como a los de dispersión (Yeh & Tripathi, 1989).

#### 4.1.1.2 Interacción Compton.

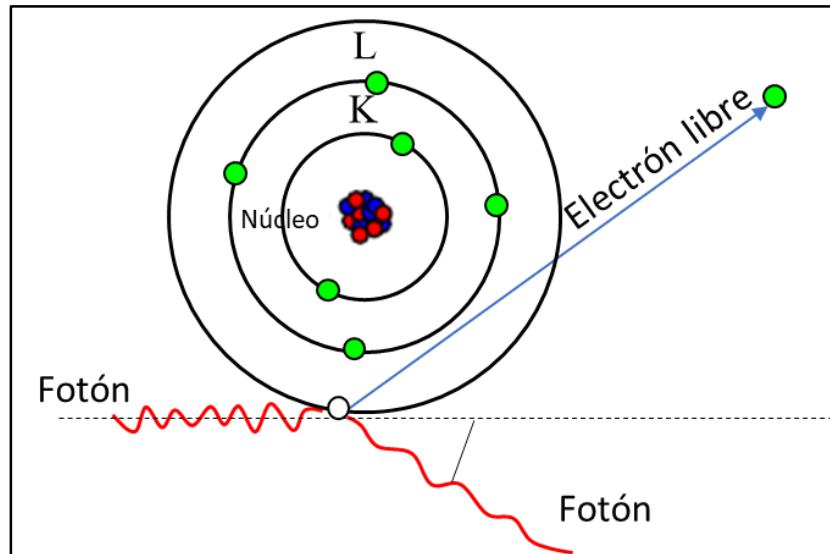


Figura 13. Interacción Compton. Adaptado de (UNLP, 2017).

Se trata de una interacción que se produce mayoritariamente entre el fotón y los electrones atómicamente poco ligados (los de las capas más externas). En la interacción Compton se produce un fotón dispersado, de menor energía que el incidente y un electrón con energía cinética prácticamente igual a la diferencia de energía entre ambos fotones (Yeh & Tripathi, 1989).

La cantidad de energía que se transfiere al electrón varía con la energía del fotón incidente, siendo más importante a medida que aumenta la energía de éste. A bajas energías, el electrón se expulsa con muy poca energía, llevando el fotón dispersado casi toda la energía del incidente. El coeficiente de atenuación lineal Compton o la probabilidad de que se produzca una interacción Compton: disminuye al aumentar la energía de los fotones (aproximadamente como  $1/E$ ), varía poco con el número atómico del material ( $Z$ ) y es proporcional a la densidad atómica del medio, ( $\rho$ ).

**4.1.1.3 Tomografía computarizada de energía dual.** Durante la elaboración del proyecto, se realizaron varias visitas al laboratorio de Tomografía del Parque Tecnológico Guatiguará-UIS con el fin de tener un mayor entendimiento de lo aprendido a lo largo del desarrollo del proyecto y observar su aplicación a un caso real. La técnica aplicada para este caso fue la adquisición de imágenes TC de energía dual, en la cual se realiza un doble barrido para escanear la muestra teniendo como referencia un mismo punto de partida. Para el primer barrido se realiza un ajuste de alta energía correspondiente a 140 kV y 50 mA, mientras que para el segundo barrido un ajuste de baja energía de 100 kV y 60 mA .

Al seleccionar las configuraciones de alta y baja energía, se puede aprovechar las dos interacciones de rayos X predominantes con la materia: la absorción fotoeléctrica (predominante a bajas energías) y la dispersión Compton (predominante a altas energías). El efecto fotoeléctrico es gobernado por la densidad y el número atómico del material y la energía del fotón, y el efecto Compton depende sólo de la densidad y la energía. Por lo tanto, a partir de mediciones de la atenuación de haces de rayos X de dos energías efectivas diferentes, es posible resolver la cantidad de dispersión de Compton y absorción fotoeléctrica en el material que se está atravesando, siendo posible calcular el número atómico efectivo ( $Z_{eff}$ ) y la densidad electrónica ( $\rho_b$ ) de un objeto escaneándolo en dos energías de rayos X con suficiente separación de energía por medio de los datos proporcionados por el tomógrafo en base a los valores CTN para una región de interés (ROI) (Siddiqui y Khamees, 2004).

Para esto se debe tener en cuenta el siguiente procedimiento y ecuaciones planteados en Siddiqui y Khamees (2004):

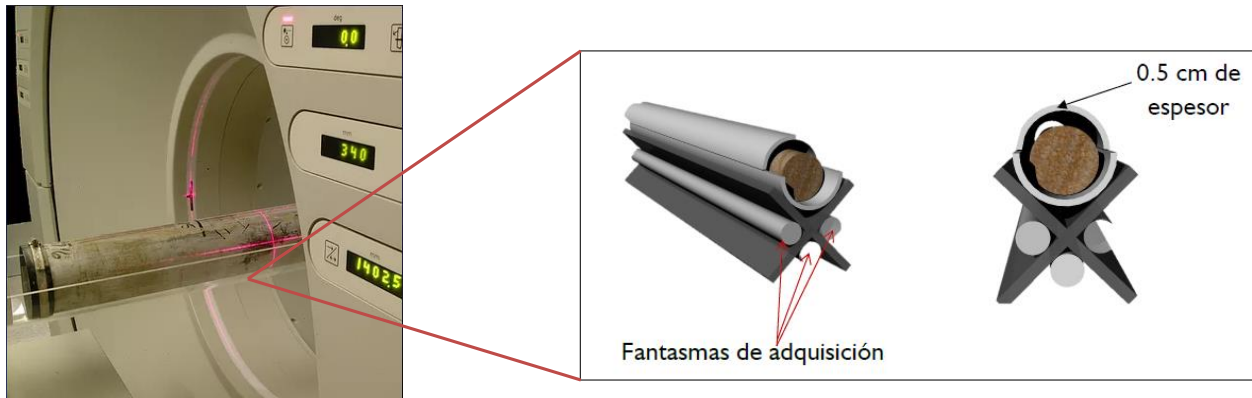


Figura 14. Figura 12. Planta y Perfil de la cuna para técnica de energía dual.

Para la resolución de las ecuaciones se utiliza la regla de Kramer este implica la creación de un total de cuatro determinantes  $3 \times 3$  y la solución de los tres coeficientes a la vez, se usan al menos tres barras de calibración homogéneas o fantasmas de adquisición (cuarzo fundido, Agua y teflón) con densidad aparente conocida y valores de  $Z_{eff}$ , estas necesitarán escanearse a dos energías cada una para este fin.

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

La ecuación (1) puede reordenarse para obtener la siguiente expresión simplificada utilizando tres nuevos coeficientes  $m$ ,  $p$  y  $q$ :

$$m(CTN_{low}) + p(CTN_{high}) + q = \rho_b \quad (2)$$

Dado que

$$Z_{eff} = D \left[ \frac{E(CTN_{low}) - (CTN_{high}) - F}{\rho} \right]^{1/3.6}$$

La ecuación anterior se puede reescribir de la siguiente manera:

$$DE(CTN_{low}) - D(CTN_{high}) - D \times F = \rho \times [Z_{eff}]^{3.6} \quad (3)$$

Sabiendo que:

$$\rho_b = 1.0704 \times \rho - 0.1883$$

$$\rho = 0.9342\rho_b + 0.1759 \quad (4)$$

Al combinar las ecuaciones 3 y 4, y al introducir nuevos coeficientes r, s y t, se obtiene la siguiente ecuación:

$$r(CTN_{low}) + s(CTN_{high}) + t = [0.9342 \times \rho_b + 0.1759] \times Z_{eff}^{3.6} \quad (5)$$

Para calcular el Zeff, la ecuación 5 deberá reorganizarse ligeramente, de la siguiente manera:

$$Z_{eff} = \left[ \frac{r(CTN_{low}) + s(CTN_{high}) + t}{0.9342 \times \rho_b + 0.1759} \right]^{\frac{1}{3.6}} \quad (6)$$

**4.1.1.4 Inyección de dopantes usando tomografía computarizada.** El espacio poroso de las rocas usualmente contiene un volumen de agua mínimo e inmóvil conocido como saturación de agua connata (Swc). Adicionalmente, las rocas contienen una saturación de petróleo (So) y dependiendo del yacimiento pueden contener gas (Sg) y una cantidad de agua móvil (Sw). El agua presente en el yacimiento está compuesta por diferentes sales, pudiéndose denominar también salmuera (Hernández, Santos y Otero, 2016).

Los dopantes son fluidos de alto número atómico usados para la determinación de saturación bifásica, i.e, agua-petróleo, o trifásica, i.e, agua, petróleo, gas; durante la caracterización dinámica de fluidos en medios porosos usando tomografía computarizada. Cuando se tienen diferentes

fluidos en el medio poroso con diferentes números atómicos, el efecto fotoeléctrico obtenido durante la prueba TC, se denomina número atómico efectivo,  $Z_e$ , (Wellington & Vinegar, 1987) y corresponde a:

$$Z_e = \left( \sum P_i Z_i^{3,8} \right)^{\frac{1}{3,8}} \quad (7)$$

Donde,  $P_i$  es la razón de electrones de cada elemento respecto al total de electrones que compone una especie.

A escala de laboratorio se debe garantizar que la saturación de fluidos en las muestras de roca sea aproximada a la del yacimiento. El conjunto de procedimientos petrofísicos llevados a cabo para garantizar estas condiciones se denomina restauración de la muestra de roca.

Una vez restaurada la muestra de roca, se tendrá una distribución de fluidos en el medio con un coeficiente de atenuación másico total dado por:

$$\frac{\mu_T}{\rho_T} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{\mu_i}{\rho_i} \right) f_i \quad (8)$$

Donde  $\mu_i$  = Es el coeficiente de atenuación de cada componente del fluido que satura completamente la muestra de roca,  $f_i$  y  $\rho_i$  son la fracción en peso y densidad de cada componente del fluido, respectivamente. Multiplicando la ecuación 8 por  $\rho_T$  se tiene:

$$\mu_T = \sum_{i=1}^n \mu_i \left( \frac{V_i}{V_T} \right) \quad (9)$$

Para simplificar la ecuación 9, se denomina la fracción volumétrica de determinado componente  $S_i$ . Por lo tanto, la ecuación 9 puede ser expresada como:

$$\mu_T = \sum_{i=1}^n \mu_i S_i \quad (10)$$

Si los componentes son inmiscibles,  $S_i$  representa la saturación existente de cada una de las fases. Si los fluidos son miscibles y los volúmenes aditivos, la ecuación 10 puede ser utilizada teniendo presente que  $S_i$  no es la fase saturante, basándose en lo anterior, el espacio poroso se encuentra ocupado por una distribución de componentes de todas las fases. Esto siempre y cuando se considere volúmenes aditivos (Vinegar & Wellington, 1986).

Para la estimación de saturaciones bifásicas la energía ionizante tendrá un coeficiente de atenuación diferente tanto para el agua presente en el yacimiento como para el petróleo. Es decir, Asumiendo que el medio poroso está ocupado solamente por agua y petróleo, es decir:

$$\mu = \mu_w S_w + \mu_o S_o \quad (11)$$

Asumiendo que el medio poroso esta solamente lleno de agua y petróleo se tiene que:

$$S_w + S_o = 1 \quad (12)$$

Despejando  $S_w$  de la ecuación 12 y reemplazando en la ecuación 11:

$$S_o = \frac{\mu - \mu_w}{\mu_o - \mu_w} \quad (13)$$

El caso de saturaciones trifásicas se deben realizar al menos dos mediciones, cada una a diferente nivel de energía (E1 y E2), lo cual origina un sistema de 3 ecuaciones con 3 incógnitas:

$$\mu_1 = \mu_{w1}S_w + \mu_{o1}S_o + \mu_{g1}S_g \quad (14)$$

$$\mu_2 = \mu_{w2}S_w + \mu_{o2}S_o + \mu_{g2}S_g \quad (15)$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (16)$$

Sustituyendo y despejando cada termino de saturación en función del coeficiente de atenuación de cada componente del fluido, se tiene:

$$S_w = \frac{\mu'_{o2}\mu'_{1} - \mu'_{o1}\mu'_{2}}{\mu'_{o2}\mu'_{w1} - \mu'_{o1}\mu'_{w2}} \quad (17)$$

$$S_w = \frac{-\mu'_{w2}\mu'_{1} - \mu'_{w1}\mu'_{2}}{\mu'_{o2}\mu'_{w1} - \mu'_{o1}\mu'_{w2}} \quad (18)$$

$$1 - S_w - S_o = S_g \quad (19)$$

Vinegar & Wellington (1986) recomiendan tener en cuenta los siguientes principios para la escogencia de dopantes y energía ionizante a utilizar en un proceso de inyección de fluidos en el medio poroso con CT:

1. La radiación a determinada energía (i.e,  $E1 > 100 \text{Kv}$ ) deber ser absorbida inicialmente por el agua y la radiación a otra energía (i.e,  $E2 < 100 \text{Kv}$ ) absorbida principalmente por el petróleo.
2. El cuadrado de los coeficientes de absorción debe ser igual a ambas energías:

$$(\mu_{w1})^2 + (\mu_{o1})^2 = (\mu_{w2})^2 + (\mu_{o1})^2 \quad (20)$$

3. Al utilizar el método de energía dual usar las aproximaciones de Energía de absorción o “K-absorción” (Storm & Israel, 1970) de elementos pesados en la región fotoeléctrica, procurando una diferencia notable entre el valor de este parámetro para cada fluido. Por ejemplo, un par de dopantes apropiado seria el yododecano para petróleo (Petróleo yodado) y tungstato de sodio para el agua. La K-absorción se expresa en Kev y hace referencia a la unidad de medida de la energía de los fotones del rayo X.

4. Comparar el comportamiento de los fluidos con y sin dopante en pruebas de comportamiento de fases, miscibilidad y tensión interfacial, buscando el producto que minimice las diferencias de comportamiento respecto a los fluidos originales.

#### 4.1.1.5 Equipos para tomografía computarizada (TC).

4.1.1.5.1 *Xradia Versa 400 XCT*. Verba, Crandal, Moore y Lopano (2017) lo usaron en su estudio “Para obtener subnucleos de 3mm de diámetro extraídos de tomografías computarizadas a partir de 2701 imágenes individuales obtenidas a una energía de 150 Kv lo que da como resultado volúmenes digitales reconstruidos con una resolución de  $0,812 \mu\text{m}^3$  los volúmenes escaneados fueron  $9,5 \text{ mm}^3$ ” y con esto Distribución del tamaño de poro y la conectividad de la formación Bakken.

El sistema Zeiss Xradia Versa 400 XCT (Micro Bay) es un instrumento de tomografía computarizada de rayos X (XCT) de alta resolución que salva la brecha de resolución entre los sistemas de ampliación geométrica tradicional de menor resolución ( $\sim 100$  a  $5 \mu\text{m}$ ) y la alta resolución ( $\sim 20 \text{ nm}$  a  $200 \text{ nm}$ ) de rayos X. El sistema Zeiss Xradia Versa 400 XCT utiliza una combinación de aumento geométrico y óptico para lograr imágenes de alta resolución (Manchester X-ray Imaging Facility, 2015).

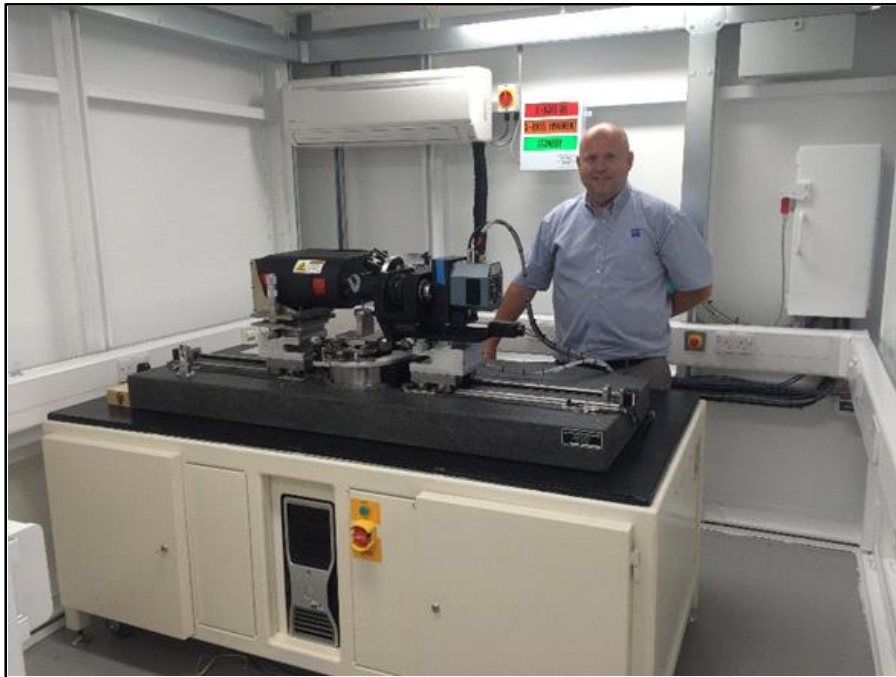


Figura 15. Sistema Zeiss Xradia Versa 400 XCT visto desde el exterior; Recuperado de Manchester X-ray Imaging Facility, 2015.

A continuación se presentan unas características claves de este modelo presentadas por Manchester X-ray Imaging Facility (2015):

- Etapa de la muestra de alta precisión capaz de soportar 20 kg.
- Rango de energía de 40 a 150kV con una capacidad de potencia de 10W.
- Capacidad de resolución de 0.3 a 6.0 micras usando lentes de magnificación óptica.

4.1.1.5.2 *Xradia Versa 410*. Stornoni et al. (2017) utilizaron un enfoque integrado que comprende procesamiento de imágenes, correlación estadística y simulación numérica para dos muestras una de arenisca y una de carbonato por medio del tomógrafo Xradia Versa 410, y con los datos obtenidos presentaron una comparación entre los valores de permeabilidad absoluta obtenidos experimentalmente por medio de FDR y los datos teóricos.

Tabla 3.  
*Características del equipo Zeiss Xradia Versa 410.*

Resolución espacial	0,9 $\mu\text{m}$		
Voxel mínimo alcanzable	100 nm		
<b>Fuente de rayos x</b>			
Rango de voltaje del tubo	20-90 kV	40-150 kV	40-150 kV
Máxima salida	8 W	10 W	30 W
<b>Detector</b>			
Los microscopios de rayos X ZEISS cuentan con una innovadora torreta detectora con múltiples objetivos con diferentes aumentos. Cada objetivo cuenta con centelleadores optimizados que brindan los detalles de mayor contraste de absorción.			
Objetivos estándar	0,4 x, 4x, 10x, 20x.		
Objetivos opcionales	40x		
<b>Etapas</b>			
Capacidad de carga	15 kg		

Eje x,y,z	45,100,50 mm
Rotación	360°
Recorrido de la fuente(z)	350 mm
Recorrido del detector (z)	290 mm
Tamaño máximo de la muestra	300 mm

Recuperado de Zeiss, s.f.

4.1.1.5.3 *Universal Systems HD350*. Siddiqui y khamees (2014) hacen uso del “Universal systems HD350” (basado en el escáner médico Marconi / Philips PQS), con el fin de aplicar la técnica de Energía Dual y utilizar los datos de densidad y número atómico para caracterizar mejor las rocas presentes en los yacimientos, en una sección de 60 pies para un yacimiento del Jurásico Superior en Arabia Saudita.

Universal System HD 350 es un escáner de rayos X de cuarta generación que proporciona una determinación precisa de la porosidad del núcleo y la saturación del fluido.

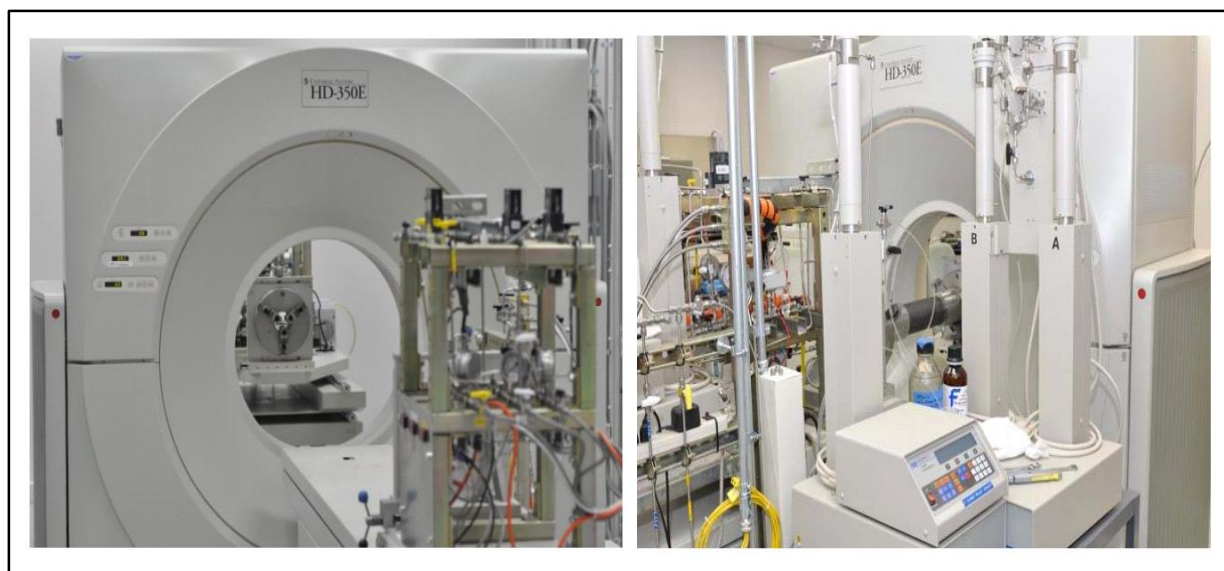
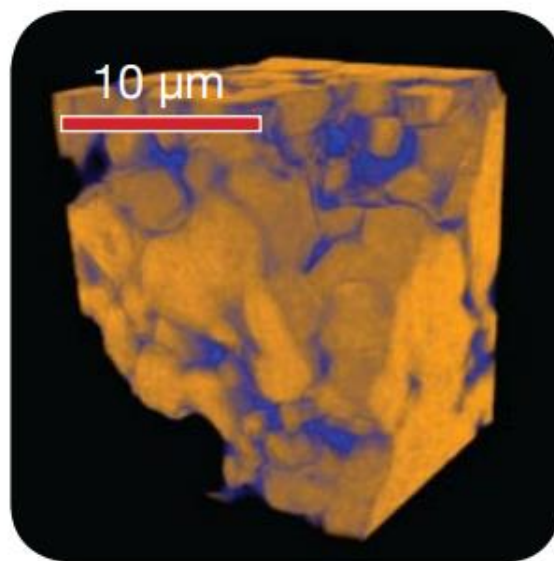


Figura 16. Escáner TC “Universal systems HD-350” médico en NETL en Morgantown, WV con aparato de flujo auxiliar; Recuperado de Grandall y Bromhall, 2014.

Configurado por dos parámetros en el escáner: el modo de escaneo (completo = 48 cm, y la mitad generalmente 24 cm), y el campo de visión de 120 a 140 mm. Por ejemplo, si se selecciona 240 mm, entonces  $240/512$  da un campo de visión de aproximadamente 0.47 mm. El mejor espesor de corte (dimensión dz) que el escáner puede hacer es 0.5 mm. Para procesar, analizar y visualizar imágenes de escáner CT (Noguerira y Mamora, 2008). El tamaño de píxel mínimo es de aproximadamente 0,47 mm x 0,47 mm (Siddiqui y khamees, 2014).

*4.1.1.5.4 UltraXRM-L200.* Combina una fuente de rayos X de laboratorio de alto flujo con óptica patentada de rayos X en un escáner CT de resolución ultra alta independiente, salvando la brecha entre las modalidades existentes de imágenes de alta resolución como SEM, TEM o AFM, y microscopía óptica o microCT tradicional (Sun, Tao, Vega y Al-suwaidi, 2017).

Sun et al. (2017) usando este equipo para la obtención de imágenes TC y por medio de reconstrucciones 3D de ultra alta resolución simularon la estructura interna y luego un flujo de gas a través de 2 muestras.



*Figura 17.* Muestra de roca digital obtenida con el equipo UltraXRM-L200: Granos de calcita con micrita; Recuperado de Zeiss, s.f.

Se presenta una tabla con las características clave de este modelo:

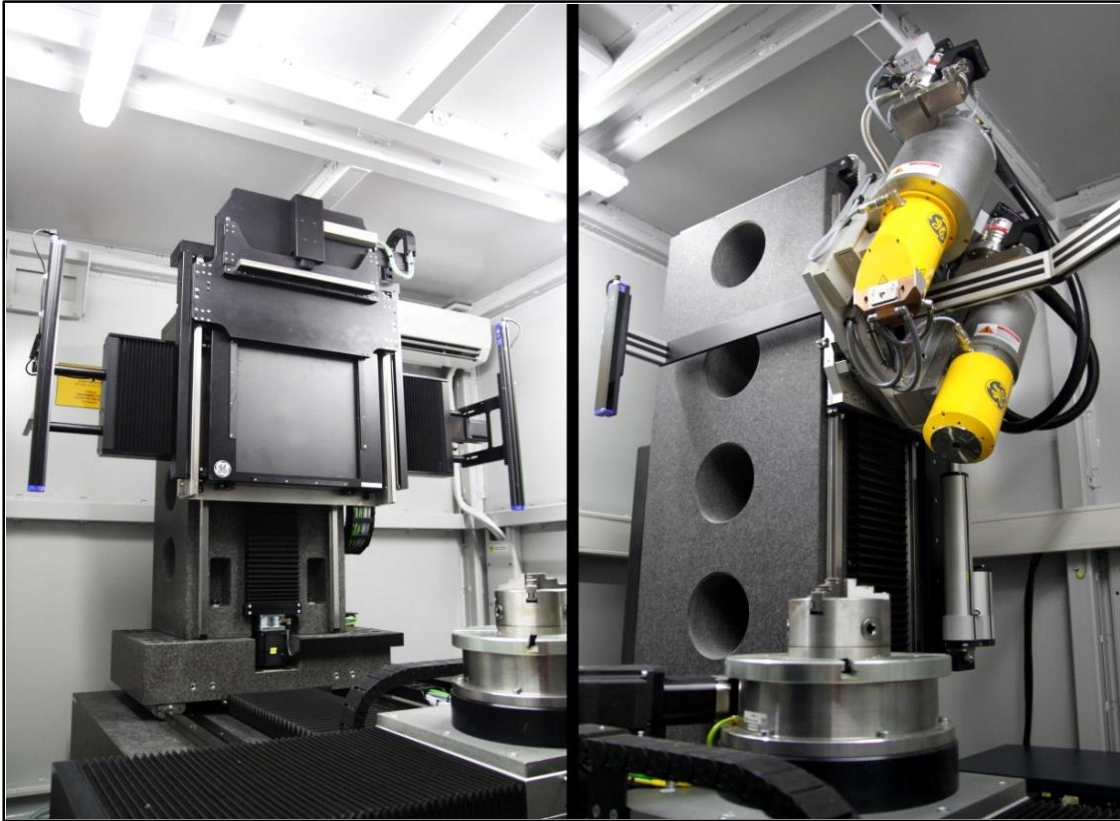
Tabla 4.  
*Características del scanner UltraXRM-L200.*

RESOLUCION ESPACIAL	CAMPO DE VISION		AUMENTO	
150 nm	65µm		200x	
50 nm	16µm		800x	
<b>COMPONENTES</b>				
	Eje x	Eje y	Eje z	Rotación
Viaje	12 mm	10 mm	12 mm	±140°
Capacidad de carga				1 kg
<i>Fuente de rayos x</i>				
TIPO DE FUENTE	ÁNODO GIRATORIO			
Material del objetivo	Cobre			
Voltaje max.	40 kV			
Voltaje min.	20 kV			
Potencia máxima	1.2 kW			
Energía de fotones de rayos x	8 keV			

Recuperado y modificado de Zeiss s.f.

4.1.1.5.5 *GE Phoenix V |Tome | XS 240.* Con ayuda de la tomografía computarizada, reconstrucción digital y procesamiento de imágenes Silveira et al. (2016) lograron el modelado 3D de medios porosos y estimaron los parámetros petrofísicos para muestras análogas de carbonato de la formación Morro do Chaves al noreste de Brasil.

El v | tome | xs es un sistema versátil de alta resolución para inspección de rayos X 2D y tomografía computarizada 3D (micro ct y nano ct) y metrología 3D. Para permitir una gran flexibilidad, el v | tome | xs puede estar equipado con un tubo de rayos X de nanocuidado de alta potencia de 180 kV / 15 W y un tubo de microfocus de 240 kV / 320 W (General Electric, 2017).

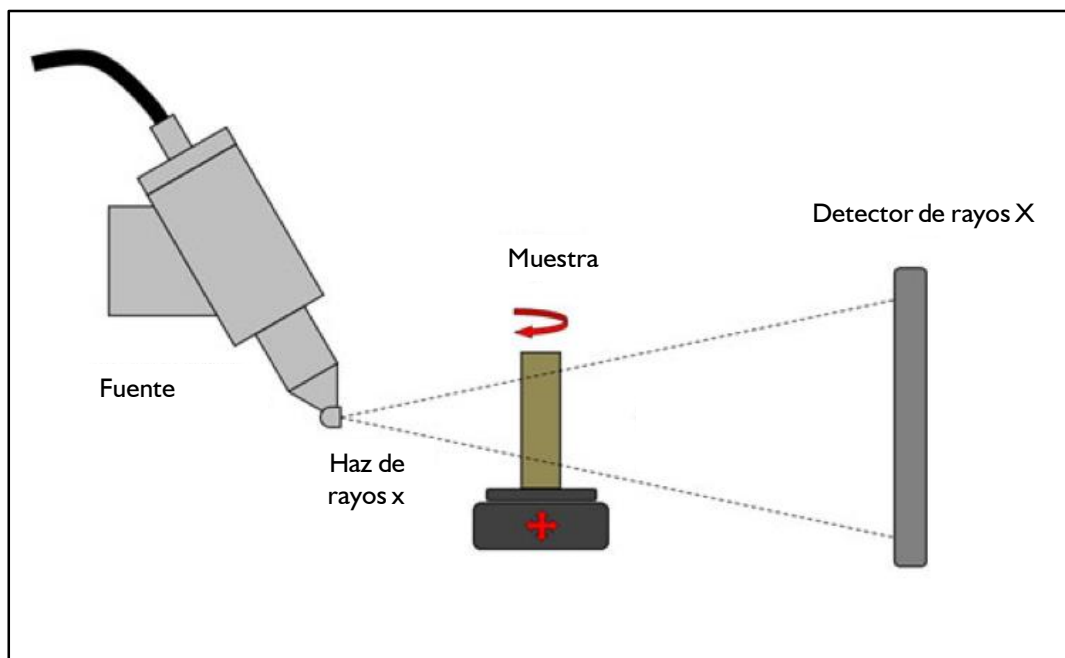


*Figura 18.* Equipo GE phoenix v|tome|x L240 (vista interna); Recuperado de Central European Institute of Technology, s.f.

*4.1.1.5.6. ID22 Beamline.* La línea ID22 de ESRF está dedicada al microanálisis de rayos X en el rango de energía alta, de 6-70 keV, lo que permite la combinación de micro-fluorescencia de rayos X ( $\mu$ -XRF), micro-absorción de rayos X ( $\mu$ -XAS), micro-difracción de rayos X ( $\mu$ -XRD) y XRF / absorción / contraste de fase de la tomografía. La reciente actualización de la línea de luz apunta a cumplir con los requisitos para una combinación reproducible, rápida y flexible de estas técnicas analíticas que ofrecen capacidades parciales de tratamiento de datos en línea para la comunidad de usuarios. El uso de diferentes dispositivos de enfoque abre la posibilidad de cubrir todo el rango de energía disponible mientras se adapta el tamaño del punto focal a las necesidades experimentales (Somogyi et al., 2005).

**4.1.2 Microtomografía Computarizada (micro-TC).** La microtomografía computarizada (micro-TC), es una tecnología emergente que se encuentra en una rápida evolución, la cual proporciona información vital sobre las propiedades clave de las rocas y los fluidos en alta resolución a escalas micrométricas. Los resultados de imágenes de micro-TC presentados hasta la fecha son alentadores e indican que esta tecnología tiene el potencial de revolucionar el análisis petrofísico y la ingeniería de yacimientos.

La aplicación de micro-TC en la ingeniería del petróleo requiere que los datos de escaneo reconstruidos tengan una calidad de imagen alta y uniforme para permitir un análisis confiable durante la segmentación posterior y el modelado numérico (Katsevich et al., 2015; Mukherjee et al., 2016).



*Figura 19.* Esquema del Micro-tomógrafo de rayos x o, Recuperado de digimsolution s.f.

En las arquitecturas tradicionales de micro-TC, se produce un haz de rayos X con cono por una fuente de rayos X de microfoco, que proyecta una imagen en un detector de rayos X 2D, magnificado usando un aumento geométrico. Los subplugs de formación de imágenes se limpian

con disolvente para eliminar el aceite y la salmuera de los poros, se secan y luego se escanean con micro-TC. Cada subplug se satura con un fluido de contraste de rayos X para resaltar los espacios porosos conectado y volver a tomar imágenes por micro-TC. Los dos tomogramas se registran entre sí en una alineación geométrica perfecta en 3D, y se crea un tomograma de diferencia calibrando adecuadamente la atenuación de rayos X y luego restando los tomogramas registrados (Sheppard et al., 2014). Este paso es crítico en muestras tan ajustadas, ya que revela todos los poros conectados, incluso aquellos que están por debajo de la resolución de la imagen del micro-TC. En este tomograma de diferencia, los valores de escala de grises corresponden directamente al volumen de salmuera que llena la porosidad conectada en cada vóxel. Este proceso digital fue seguido por la segmentación de la porosidad para calcular y mapear la porosidad efectiva total (Mukherjee et al., 2016).

Para crear el mapa de porosidad, todos los vóxeles se segmentan como poros resueltos (vóxeles que solo contienen espacio poroso), sólidos (vóxeles que solo contienen sólidos) o microporosos (Sheppard et al., 2004). Posteriormente, todos los vóxeles de la fase microporosa se agrupan en función de su intensidad. Esto permite la representación de la porosidad de cada vóxel desde el valor de la escala de grises entre 0% de porosidad y 100% de porosidad. En estos mapas de porosidad, el negro indica la porosidad resuelta, el blanco indica el mineral sólido y la materia orgánica, y las escalas de grises intermedias representan poros de baja resolución con un valor de porosidad local directamente proporcional a la escala de grises del vóxel. Luego se calcula la porosidad efectiva total y se genera un perfil que muestra la variación en los poros resueltos y la porosidad de sub-resolución con la distancia hacia abajo del subconector (Mukherjee et al., 2016).

**4.1.2.1 Aplicaciones en la ingeniería de petróleos.** Jasti et al., (1993) fueron de los primeros en utilizar un micro- TC para aplicaciones de ingeniería petrolera usando vigas en forma de cono. Escanearon muestras de arenisca Berea y muestras de tiza con una resolución muy alta y recomendaron el uso de un microfoco TC para resolver las microestructuras tridimensionales presentes en las rocas reservorio y también para caracterizar el flujo de fluidos multifásicos en medios porosos (Sarker y Siddiqui, 2009).

Los escáneres micro-TC son ideales para extraer información valiosa sobre pequeños recortes de rocas reservorio, que requieren una resolución de cerca de una micra para realmente 'ver' y distinguir entre gargantas de poros, cuerpos de poro y granos de roca. La información puede luego ser utilizada para evaluación detallada, modelado y otras aplicaciones relacionadas con la dinámica de flujo multifásico en medios porosos. En los últimos años, se están realizando más y más esfuerzos en la investigación basada en micro TC utilizando escáneres de moderada a alta resolución (<50  $\mu\text{m}$ ) (Sarker y Siddiqui, 2009).

**4.1.2.2. Equipos para microtomografía computarizada (micro TC)**

**4.1.2.2.1 VERSA XRM-500.** Este equipo fue usado por Faisala et al. (2017) a través de las proyecciones de imágenes Micro TC de múltiples escalas estudiaron el efecto de la resolución de módulos elásticos en muestras de dolomita.

A continuación, se presenta una tabla con las características del equipo:

Tabla 5.  
*Especificaciones del sistema ZEISS VERSA XRM-500 MICRO TC.*

Límite del tamaño de la muestra.		300 mm
Plataforma	Capacidad de carga	15 kg
	Eje x	45 mm
	Eje Y	100 mm

	Eje Z	50 mm
	Rotación	360°
Sensor	Multi-objetivo con opciones configurables	
	Trayecto	290 mm
Fuente	Trayecto	215 mm
	Rango de voltaje	30-160 kV
	Potencia máxima	10 W

Recuperado de Xradia, 2018.

El diseño del microscopio permite la resolución más alta a la distancia de trabajo más lejos de la fuente.

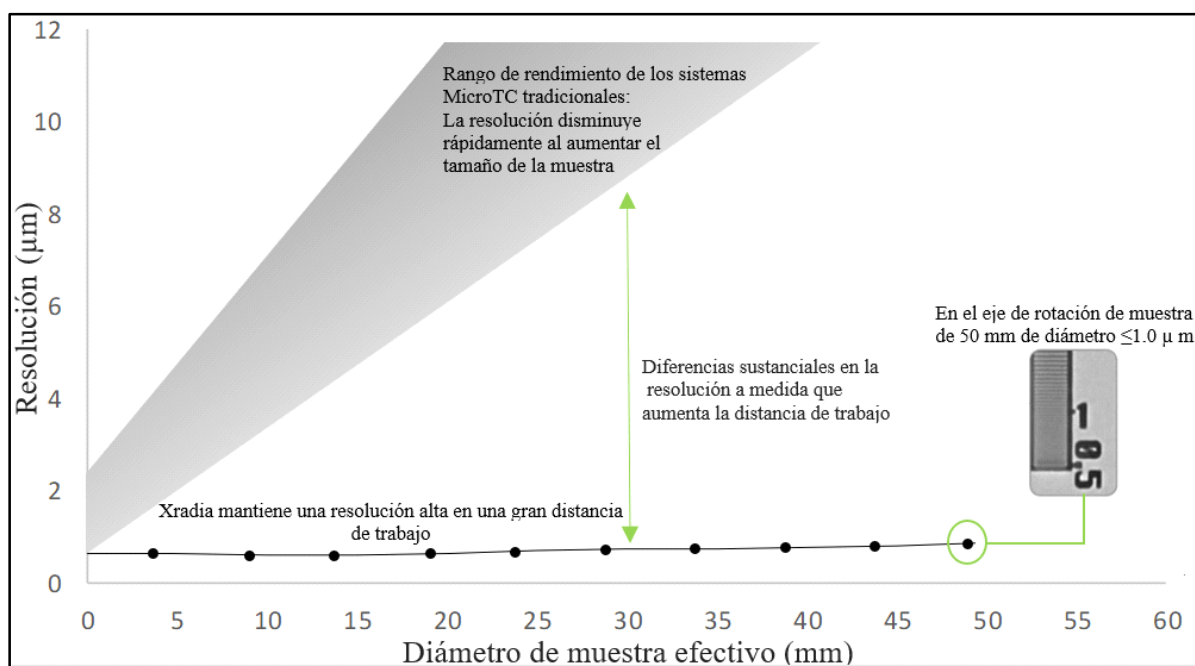


Figura 20. Relación entre resolución y distancia de trabajo en el Xradia versus 500. Recuperado de The Center of Innovation for Flow Through Porous Media, 2018.

4.1.2.2.2 *SkyScan 1172 de alta energía*. Saenger y Madonna (2011) hacen uso del escáner **Sky Scan 1172**; equipado con una fuente de rayos X de 100 kV y una cámara CCD de 10 megapíxeles. Para ese estudio la muestra se escaneó con un tubo de voltaje de 81 kV, corriente de 109  $\mu$ A y filtro de Al de 0,5 mm de espesor, mientras que el tamaño del paso de rotación fue de 0,31° para una rotación completa de 360°. En estas condiciones operativas, el tamaño de píxel resultante fue de 1,57  $\mu$ m.

Bruker presenta una breve descripción de las características del Sky Scan 1172:

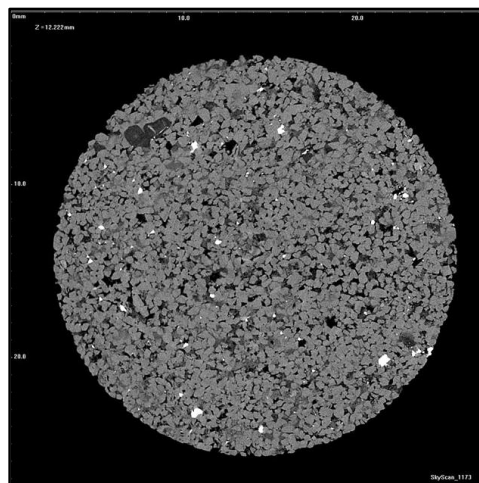
- Cámara de rayos X de 11 megapíxeles corregida completamente por distorsión.
- Hasta 8000x8000 píxeles en cada sector.
- Hasta 0.5 $\mu$ m de detección de detalles isotrópicos.
- Geometría de adquisición dinámicamente variable para el escaneo más corto con cualquier aumento.
- La reconstrucción jerárquica más rápida del mundo (InstaRecon®) y la reconstrucción FDK acelerada por GPU.
- Software para el análisis de imágenes 2D / 3D y visualización realista por superficie y representación de volumen.

4.1.2.2.3 *SkyScan 1173 de alta energía.* El SkyScan 1173 ofrece imágenes de micro TC de alta energía en un escáner de microtomografía 3D (micro TC) para imágenes no destructivas de objetos grandes y densos y materiales de baja densidad. El sistema Bruker SkyScan 1173 Micro TC incluye una fuente de rayos X microfocos de 130kV recientemente desarrollada con estabilidad mejorada de la posición del punto focal, un manipulador de objetos de precisión para objetos grandes (hasta 140 mm) y pesados (varios kg) con etapa de micro-posición incorporada.

Una imagen de micro TC reconstruida con un tamaño de píxel de 10  $\mu\text{m}$  usando SkyScan 1173 (con un punto focal de 5  $\mu\text{m}$ ) puede obtenerse mediante:

(1) Escaneo de la muestra utilizando binning de cámara de  $2 \times 2$ , produciendo imágenes de proyección con un tamaño de píxel de 10  $\mu\text{m}$  y reconstruyendo a un tamaño de píxel de 10  $\mu\text{m}$ .

(2) Escaneando de la muestra usando binning de cámara de  $1 \times 1$ , produciendo imágenes de proyección con un tamaño de píxel de 5  $\mu\text{m}$ , seleccionando áreas de reconstrucción con un tamaño de píxel de 10  $\mu\text{m}$  y proyectando de nuevo los píxeles en la imagen de proyección bruta en esa área (Latief, Fauzini, Irayano y Dougherty,2017).



*Figura 21.* Muestra de arenisca obtenida por medio del escáner SkyScan 1173. Imagen tomada de Bruker, 2017.

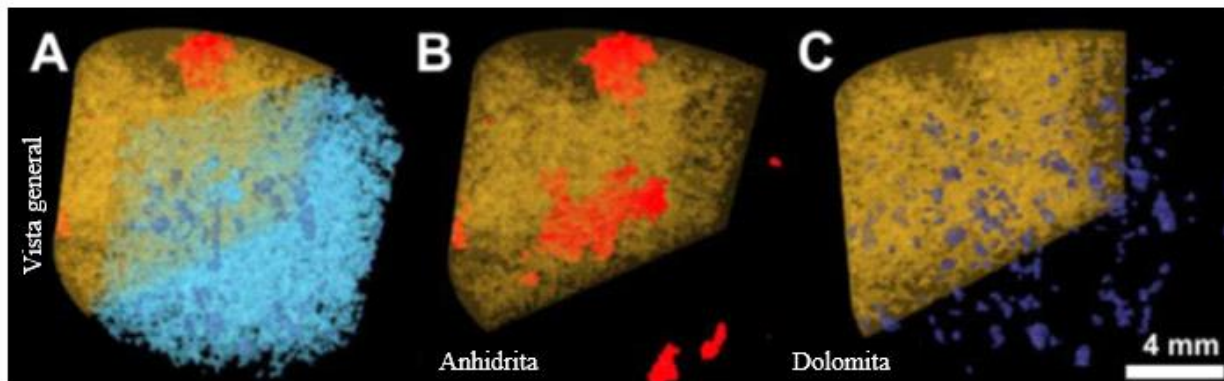


Figura 22. Reconstrucción 3D con repartición de calcita (marrón), anhidrita (roja), dolomita (azul oscuro) y porosidad (azul claro); Recuperado de Foubert, Swennen, Long y Dewit, 2009.

La siguiente tabla presenta un resumen de las características más representativas del equipo:

Tabla 6.

Especificaciones del equipo SKYSCAN 1173.

<i>Fuente de rayos x</i>	4-130kV, 8W, <5um spot size
<i>Detector de rayos x</i>	Sensor de pantalla plana sin distorsión 2240 × 2240 píxeles, 12 bits
<i>Tamaño máximo del objeto</i>	140 mm de diámetro, 200 mm de longitud (100-140 mm de longitud de escaneo)
<i>Resolución espacial</i>	Detalle: <4-5 μm, Resolución bajo contraste: 7-8 μm
<i>Reconstrucción</i>	Reconstrucción volumétrica de una sola PC o clúster (algoritmo Feldkamp)
<i>Dimensiones</i>	42 x 29 x 25 pulgadas
<i>Peso</i>	600 libras

Recuperado de Buker, 2017.

**4.1.3 Microscopia Electrónica de Barrido (SEM).** SEM proporciona datos directos, en tiempo real y de alta resolución con capacidades de visualización estéreo; ofrece una gran profundidad de enfoque; y requiere una fácil preparación de la muestra, es uno de los instrumentos más importantes de análisis de micro-haz.

SEM es una herramienta de observación esencial para investigar las micro-características de las muestras en las ciencias naturales; también ha sido ampliamente utilizado en el campo de la investigación científica geológica (Chen, Xu y Chen, 2015).

La imagen SEM se usa a menudo para caracterizar cualitativamente el poro de la roca. Se puede encontrar el poro (nm) de la roca compacta, pero es difícil obtener la distribución de tamaño de poro (DTP) cuantitativa. Las imágenes deben procesarse para caracterizar PDT. La imagen SEM original es una escala de grises con blanco y negro (Zhang, Jin, Wang y Wang, 2015).

#### 4.1.3.1 Estructura básica y principio de funcionamiento.

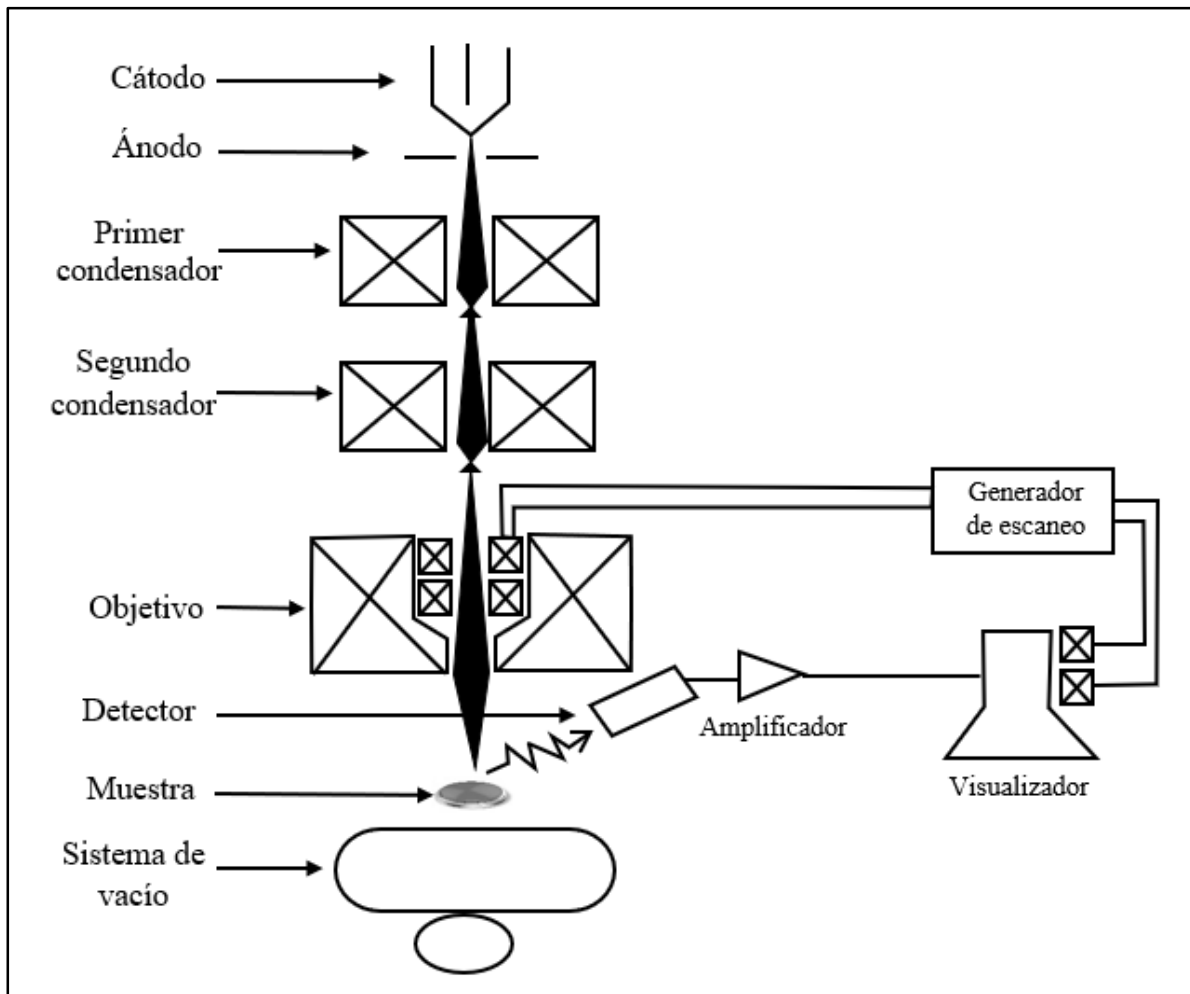


Figura 23. Dibujo esquemático de la columna de electrones; Recuperado de Chen, xu y chen, 2015.

El instrumento SEM se compone de cuatro partes básicas (Figura 9):

- (1) los sistemas ópticos de electrones incluyen pistola de electrones, lente de electrones, bobinas de exploración, astigmatismo y apertura; (2) la cámara; (3) el detector de señal, el sistema de procesamiento y visualización; y (4) el sistema de vacío.

El haz emerge del lente final a la cámara de la muestra, donde interactúa con la muestra a una profundidad de aproximadamente  $1\ \mu\text{m}$  y genera las señales que se utilizan para formar una imagen, como BSE (detector de retrodispersión) y CL (espectrometría de catodoluminiscencia). Estas señales pueden ser recogidas y amplificadas por diferentes detectores. Los componentes electrónicos del sistema detector convierten las señales en cambios de intensidad punto por punto en la pantalla de visualización y producen una imagen. El contraste de las imágenes depende de la propiedad y el rendimiento de las señales que recoge el detector (Chen, xu y chen, 2015).

**4.1.3.2 Imágenes BSEM (Microscopía electrónica de barrido retrodispersado).** Los electrones retrodispersados se producen por la dispersión de electrones incidente por el núcleo de la muestra. El rendimiento aumenta fuertemente con el número atómico de la muestra. Por lo tanto, el contraste en la imagen de BSE puede reflejar la distribución de elementos pesados o ligeros, cuya área se observa. Especialmente para muestras geológicas, diferentes fases minerales serán fáciles de diferenciar, junto con EDS (Espectrometría de dispersión de energía de rayos X) en la imagen de BSE (Zhang, Jin, Wang y Wang, 2015).

La generación de imágenes BSE, se realiza en superficies 2D para caracterizar aún más los plugs a una resolución más alta que la que se puede lograr en 3D mediante micro-TC. Las secciones son fotografiadas por BSEM en múltiples resoluciones para crear mosaicos interactivos de

imágenes de múltiples escalas (hasta 13.976 píxeles de ancho). Las imágenes con resoluciones muy altas permiten la confirmación de la presencia de material de relleno de poro y la caracterización de esos minerales y materia orgánica (Mukherjee et al., 2016).

Las secciones también se analizan por SEM-EDS cuantificado automatizado para identificar y cuantificar la mineralogía. El gran mosaico de imágenes BSEM se registra en alineación geométrica perfecta con el mapa de minerales cuantificados para comprender la porosidad de los diferentes minerales porosos.

Los mosaicos de imágenes BSEM y los mapas de minerales se registraron luego en las imágenes 3D a partir de imágenes de micro-TC, descritas en Golab et al., (2010). La comparación directa de las imágenes BSEM bidimensionales de mayor resolución con las imágenes 3D permite el control de calidad del mapa de porosidad 3D y la comprensión de la porosidad de los diferentes minerales porosos y la materia orgánica (Mukherjee et al., 2016).

#### ***4.1.3.3 Imágenes FIB-SEM (Microscopio electrónico de barrido de haz de iones enfocado).***

Este microscopio es capaz de la micromecanización y proyección de imágenes de iones altamente localizados usando la columna FIB, y de imágenes de alta resolución no destructivas u otros métodos analíticos tales como la difracción de retrodispersión de electrones (EBSD) usando la columna de electrones. El FIB se puede automatizar, mediante el uso de scripts de control, para seccionar, posicionar y generar la imagen de la muestra. El posicionamiento y la alineación precisos de la muestra se realizan utilizando las capacidades de reconocimiento de imágenes de la FIB. El sistema FIB puede fresar secciones con un grosor tan bajo como 50 nm (Groeber et al., 2006).

La obtención de imágenes por microscopía electrónica de barrido de iones enfocados (FIB-SEM) ha ampliado recientemente la imagen tridimensional de las estructuras de poro de la roca a nanoescala (Groeber et al., 2006, Holzer et al., 2006; Wirth 2009).

Los principales objetivos de las imágenes FIB-SEM son: i) localizar y cuantificar la porosidad, ii) comprender la asociación de los poros con la materia orgánica y la materia mineral, y iii) utilizar las imágenes como una entrada directa para las simulaciones de flujo.

Durante la proyección de imagen FIB-SEM, los planos de roca son fresados por un haz de iones, en ángulo con la superficie, y el plano recién revelado es representado por BSEM a baja energía, La pila de imágenes BSEM se reconstruye en un volumen 3D (Mukherjee et al., 2016).

#### **4.1.3.4 Equipos para SEM.**

4.1.3.4.1 *Zeiss Auriga Cross Beam.* El sistema láser Zeiss Auriga combina las ventajas de la tecnología CrossBeam, que consiste en una columna de haz de iones focalizada (Orsay Physics Ga + ion FIB) y una columna electrónica de barrido (emisión de campo Gemini Schottky), la columna electrónica emisión de campo Schottky con columna de electrones Gemini que opera entre 100 V y 30 kV. Esto da resoluciones espaciales de 1.0 nm. La columna FIB funciona entre 1 kV y 30 kV con un rango de corrientes de haz de iones entre 1 pA y 20 nA con una resolución de imagen de 2.5 nm. (Österreichische Akademie der Wissenschaften, s.f.; Imperial College London, s.f.).

La Academia Austríaca de Ciencias cuenta con uno de estos equipos modificado con la capacidad de eliminación rápida de material mediante un láser con pulso de femtosegundos, esta configuración consiste en dos cámaras de vacío separadas por una cámara de aire. La cámara principal contiene la FIB y la pistola SEM en una implementación estándar de viga transversal. El

láser de femtosegundo ofrece una herramienta ideal para la preparación de muestras de tamaño micrométrico y la preparación previa (Österreichische Akademie der Wissenschaften, s.f.).

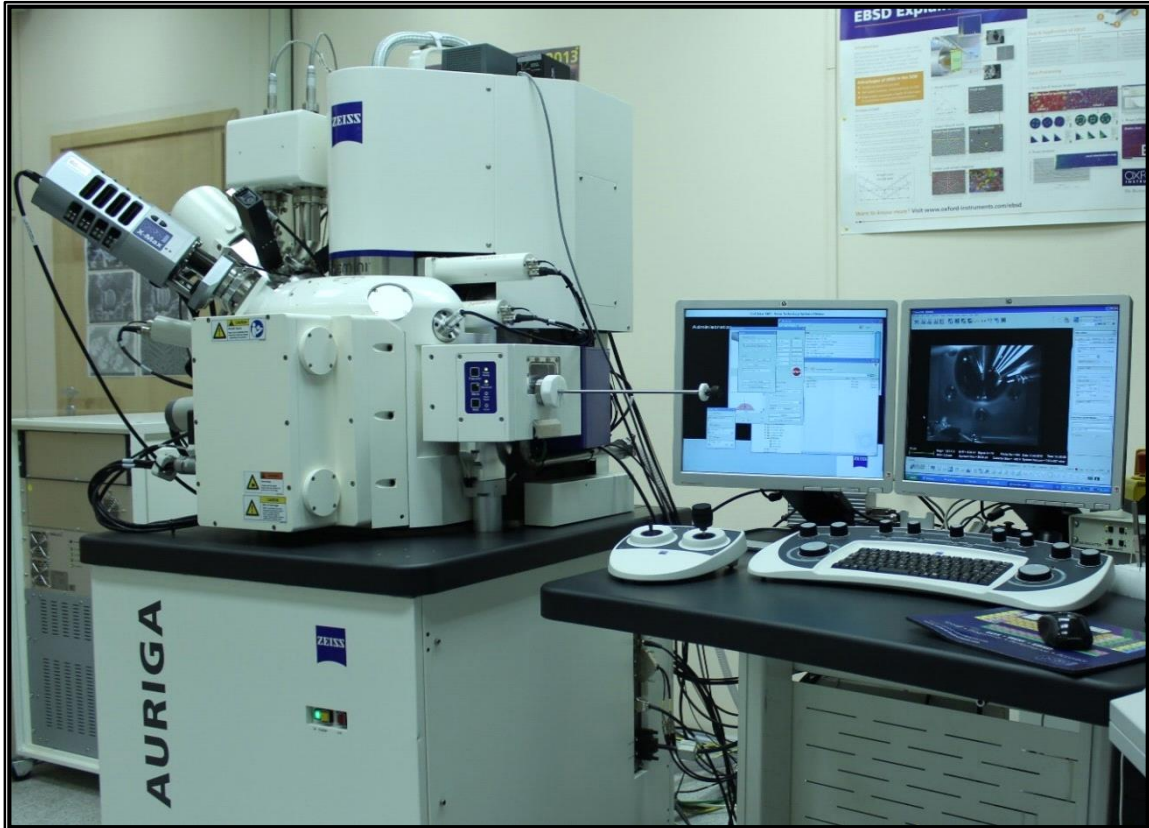


Figura 24. Estación de trabajo Carl Zeiss AURIGA CrossBeam; Recuperado de Ural Federal University, s.f.

4.1.3.4.2 *FEI Helios Nanolab G3 CX DualBeam FIB/SEM.* Welch, Gray y Butcher (2017) utilizaron para su investigación el FEI Helios Nanolab G3 CX DualBeam FIB / SEM del centro de microscopia, caracterización y análisis de la Universidad del Oeste de Australia para la validación de la precisión de la representación del espacio poroso en muestras de volumen reconstruido con FIB-SEM y la predicción de las permeabilidades.

FEI Helios Nanolab G3 está equipado con tecnología de haz de iones enfocado (FIB), que ofrece imágenes de haz de electrones de resolución subnanométrica en un amplio rango de voltaje

operativo, imágenes 3D (volumétricas), preparación de muestras específicas in-situ y capacidades de nano-fabricación.

El instrumento está equipado con una variedad de detectores de cámara, en columna y de cámara, campo brillante, campo oscuro y detector STEM de campo oscuro anular de alto ángulo, y un detector Oxford Instruments X-Max SDD EDX de 80 mm<sup>2</sup> para microanálisis. Utilizando el software es posible la adquisición automática de imágenes de gran tamaño y flujos de trabajo correlativos, por ejemplo, combinando microscopía óptica y SEM (Centre for microscopy, Characterisation and Analysis, UWA, 2018)

*Técnicas:*

- Imágenes de electrones secundarios (SE)
- Imágenes de electrones retrodispersados (BSE)
- Microscopio electrónico de transmisión de barrido (STEM), incluidos los modos campo brillante (BF), campo oscuro (DF) y campo oscuro anular de ángulo alto (HAADF)
- Espectroscopia de rayos X de energía dispersiva (EDX) - modo de punto y mapeo (usando el software AZtec) - 3D (usando el software INCA)
- Adquisición automática de imágenes grandes (usando el software MAPS)
- Microscopía correlativa (usando el software MAPS)
- Imágenes 3D (volumétricas) (usando el software automatizado Slice-and-View)

4.1.3.4.3 FEI Helios NanoLab 650.

Tabla 7.  
Especificaciones especiales FEI Helios NanoLab 650.

Resolución del haz de electrones	0.8 nm a 15 kV SAT 0.9 nm a 5 kV 1.2 nm a 1 kV
Resolución del haz de iones	- 4.0 nm a 30 kV usando el método estadístico de preferencia. - 2.5 nm a 30 kV usando el método de borde selectivo.
Ancho máximo del campo horizontal	E-beam: 2.3 mm en el punto coincidente (WD 4 mm) I-beam: 1.0mm a 5kV en el punto de coincidencia del haz
Rango de voltaje de aterrizaje	-E-beam: 20 V - 30 kV -I-beam: 500 V - 30 kV
Alta precisión: etapa motorizada de 5 ejes	-XY: 150 mm, impulsado por piezo -Z: motorizado de 10 mm - T: - 10 ° a + 60 ° -R: n x 360 ° (sin fin), impulsado por piezo -Precisión de inclinación (entre 50 ° y 54 °): 0.1 ° -Repetibilidad X, Y: 1,0 µm -Rotación e inclinación computarizada

Recuperado de Thermo Fisher Scientific, s.f.

El Helios NanoLab™ 650 presenta los avances de alta ingeniería de FEI en emisiones de campo SEM (FESEM) y tecnologías de haces de iones enfocados (FIB) y su uso combinado. Está

diseñado para acceder al mundo de la caracterización en 2D y 3D de alta resolución (XHR), Nano-Prototipo 3D (Nano-construcción) y la preparación de muestras de alta calidad. El corte FIB robusto y preciso, combinado con una etapa piezoeléctrica de alta precisión (150 x 150  $\mu\text{m}$ ) y un excelente rendimiento SEM, permite un software automatizado para la preparación de muestras sin supervisión o la caracterización y análisis 3D ("Rebanada y visualización"). Está equipado con un micromanipulador OmniProbe para la preparación de muestras TEM. El instrumento tiene una excelente capacidad de imagen, proporcionando una resolución subnanométrica para todo el rango de 1-30 kV (Swagelok Center for Surface Analysis of Materials, s.f ; Thermo Fisher Scientific, s.f).



*Figura 25.* FEI Helios Nanolab 650 del centro Swagelok para el análisis superficial de materiales; Recuperado de Case Western Reserve University; s.f.

#### 4.1.3.4.4 FEI Quanta 250 FEG-SEM.

Tabla 8.

##### *Características esenciales del equipo FEI Quanta 250 FEG-SEM.*

Óptica electrónica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emisión de campo Schottky de alta resolución</li> <li>• Columna SEM optimizada para alto brillo / alta corriente</li> <li>• Geometría del objetivo de 45 ° con diferencial a través de la lente</li> <li>aberturas de bombeo y calentamiento objetivo</li> <li>• Ancho de campo horizontal máximo: 5 mm en el trabajo analítico</li> <li>distancia (10 mm); 8.8 mm a 25 mm WD</li> <li>• Voltaje de aceleración: 200 V a 30 kV</li> <li>• Corriente de la sonda: <math>\leq 200</math> nA, ajustable continuamente</li> <li>• Ampliación: 14 a 1000000 x</li> </ul>
Resolución de haz de electrones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto vacío</li> <li>- 0,8 nm a 30 kV (STEM) *</li> <li>- 1.0 nm * a 30 kV (SE)</li> <li>- 2,5 nm a 30 kV (EEB) *</li> <li>- 3,0 nm a 1 kV (SE)</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto vacío con opción de desaceleración de haz</li> <li>- 3,0 nm a 1 kV (modo BD * + BSE *)</li> <li>- 2,3 nm a 1 kV (modo BD * + ICD *)</li> <li>- 3.1 nm a 200 V (modo BD * + ICD *)</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo vacío</li> <li>- 1,4 nm a 30 kV (SE)</li> <li>- 2,5 nm a 30 kV (EEB) *</li> <li>- 3,0 nm a 3 kV (SE)</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modo de vacío extendido (ESEM)</li> <li>- 1,4 nm a 30 kV (SE)</li> </ul>
Sistema de vacío	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 x 250 l / s TMP (bomba turbomolecular), 2 x PVP</li> </ul>

- Bombeo diferencial patentado a través de la lente
- Longitud de la trayectoria del gas de haz: 10 mm o 2 mm
- Actualización opcional a rollos de aceite / PVP secos sin aceite
- 2 x IGP
- Cámara de vacío (alta)  $<6e-4$  Pa
- Vacío de cámara (bajo)  $<10$  a 130 Pa
- Vacío ESEM  $<10$  a 4000 Pa
- Tiempo de evacuación:  $\leq 150$  s a alto vacío y  $\leq 270$  s a ESEM (FEI)

Cámara	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 284 mm de tamaño de izquierda a derecha</li> <li>• WD analítico de 10 mm</li> <li>• Ángulo de despegue EDS: <math>35^\circ</math></li> </ul>
Etapas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• X-Y = 50 mm</li> <li>• Z = 50 mm (25 motorizados)</li> <li>• T = <math>-15^\circ</math> a <math>+75^\circ</math> (manual)</li> <li>• R = <math>360^\circ</math> continuo</li> <li>• Repetibilidad: <math>2\ \mu\text{m}</math> (x y y)</li> </ul>

Recuperado y modificado de Thermo Fisher Scientific, FEI, s.f

El Quanta 250 tiene la capacidad de obtener información de cualquier tipo de muestra, ya que da la posibilidad de trabajar en condiciones tanto de alto como de bajo vacío, lo que permite obtener imágenes electrónicas y microanálisis tanto en muestras conductoras como no conductoras. Cuenta con detectores de EDS y de catodoluminiscencia (CL), los cuales permiten identificar la química elemental y los patrones de zonación interna, respectivamente (Thermo Fisher Scientific, FEI, s.f).

El FEI Quanta 250 FEG-SEM está equipado con pistola de emisión de campo schottky y detector Everhart-Thornley para (electrones secundarios) para entregar una resolución ultra alta ( $1.2\text{nm}$  @  $30\text{kV}$ ), detector de electrones retrodispersados en modo de alto vacío y detector de

electrones secundario de campo grande para baja operación al vacío (3.0nm @ 30kV) de imágenes (Technical Cell - Central Equipment Facilities, S. N. Bose National Centre for Basic Sciences, s.f).

## **4.2 Métodos bajo los cuales se desarrolla la FDR**

En el flujo de trabajo de la FDR, simular procesos físicos en el espacio poroso y en la matriz mineral para así obtener estimaciones de las propiedades físicas promediadas en volumen, es uno de los pasos más críticos para la validación de esta técnica: por lo tanto, se han propuesto varios algoritmos en las últimas dos décadas para simular estos procesos físicos a escalas micrométricas y de esta forma poder estimar los valores de las propiedades en una escala macro. En este punto del estudio, se presenta una selección de los diversos métodos establecidos para la estimación de propiedades físicas de las rocas.

### **4.2.1 Adquisición de imágenes 3D a partir de imágenes 2D.**

*4.2.1.1 Método propuesto por Karimpouli y Tahmasebi (2016)* El método propuesto por Karimpouli y Tahmasebi (2016), para la adquisición y procesamiento de imágenes 3D, se basa en los tres pasos propuestos por Andrä et al., (2013a, 2013b) los se componen de la siguiente manera:

1. Adquisición de imágenes tridimensionales utilizando escáner micro TC de alta resolución.
2. Segmentación de las imágenes
3. Cálculos de los parámetros de las rocas.

El flujo de trabajo propuesto se deriva de estos tres pasos, en donde el primer paso, se divide en tres fases, pero el segundo y el tercero, se trabajan como FDR estándar.

*Adquisición de imágenes.* La primera fase del primer paso consiste en la adquisición de imágenes, este proceso se realiza por medio de una sola imagen 2D, en lugar de utilizar imágenes 3D de alta resolución como se hace tradicionalmente en FDR. Para esto, la imagen 2D puede capturarse mediante un microscopio de laboratorio convencional y una cámara de alta resolución, también se pueden usar otras fuentes de imágenes bidimensionales como SEM.

Para la segunda fase del primer paso, se subdivide la imagen 2D con el fin de encontrar una tendencia de los parámetros físicos de la roca, por lo tanto, se utilizan diferentes enfoques para reconstruir la imagen 2D en submuestras 3D. Para esto, se selecciona la imagen 2D y se subdivide en subimágenes con un tamaño de  $128 * 128$  píxeles. Este enfoque tiene la ventaja de utilizar varias imágenes bidimensionales directas con estructuras de rocas reales que puedan exhibir la heterogeneidad y la complejidad en la muestra de una forma más realista. Cabe señalar que dividir la imagen 2D de entrada, puede producir subimágenes que no son representativas de la muestra real de la roca, por lo tanto, se recomienda elegir las subimágenes que sean más similares a la estructura real. Como tal, se espera que las propiedades físicas de la roca se cambien alrededor de un valor promedio cercano al real (Dvorkin et al., 2011).

En la tercera fase del primer paso, se procede a la reconstrucción 2D a 3D de la subimágenes, para esto se utiliza el algoritmo de simulación basada en la correlación cruzada (Tahmasebi et al., 2012, 2014). Este algoritmo comienza desde una esquina en la cuadrícula de simulación y selecciona aleatoriamente el primer patrón de la imagen de entrada proporcionada, se considera una pequeña banda de superposición para preservar la continuidad de los patrones. El algoritmo continúa seleccionando hasta que termina la grilla de simulación. El número de patrones que realiza el algoritmo se relaciona a la calidad y variabilidad de la realización, entre más patrones se realicen, más variabilidad y disminuir la calidad. Posterior a esto, se comienzan a crear capa tras

capa según la entropía de Shannon, logrando una continuidad vertical hasta tener eventualmente el modelo reconstruido 3D formado.

*Segmentación.* La segmentación es la parte que se refiere a la delineación y separación del espacio poroso y las fases minerales. Cada vóxel de submuestra se etiqueta de acuerdo con su fase correspondiente, esta segmentación se lleva a cabo mediante imágenes manuales de los umbrales del histograma (Madonna et al., 2012) o mediante algoritmos de procesamiento de imágenes. Para el método en cuestión, se realizó una segmentación mediante un método de umbralización manual simple. Una vez identificados varios minerales y fases de poro en el histograma de la imagen de entrada, se ajusta un modelo de mezcla gaussiano (MMG) (McLachlan y Peel, 2000), con  $n$  componentes para agrupar, donde  $n$  es el número de fases. Luego se selecciona una aproximación para el valor de corte que se pueda usar para separar la fase de poro de las fases minerales, generalmente este valor se determina con base en las evidencias disponibles en la distribución de minerales. Cabe aclarar que la segmentación se puede realizar antes de la reconstrucción 3D por medio de la imagen 2D de entrada.

*Calculo de parámetros.* El último de los tres pasos consiste en el cálculo de los parámetros de las rocas digitalizadas, siendo desarrollado por medio de algoritmos que se han propuestos.

#### **4.2.2 Composición mineralógica.**

**4.2.2.1 Análisis EED.** Un punto importante en la caracterización de muestras es determinar la composición química de la roca en estudio. Devarapalli et al., (2017) se basaron en el análisis SEM de alta resolución (Nova NanoSEM), equipado con espectroscopia de energía dispersa (EED) de EDAX™.

Inicialmente se pulió gradualmente la sección transversal del plug que se quería analizar con 1000, 2000 y 4000 grados de papel abrasivo de pulido, posterior a esto se realizó un pulido final

con una solución de sílice de 0,5  $\mu\text{m}$  de espesor. La muestra se limpió con agua para eliminar cualquier traza de sílice que se pudiera infiltrar, posteriormente se secó la muestra para finalmente ser cubierta por una pulverización catódica de carbono de varios nanómetros, con el propósito de hacerla más conductiva bajo el haz de electrones. Terminada la preparación de la muestra se procedió a realizar el análisis EED para determinar la composición mineralógica de la muestra.

### **4.2.3 Segmentación.**

**4.2.3.1 Método de segmentación de Treshold.** El método de segmentación de Treshold, usado por Wardaya, Khary y Sum 2013, se basa en imágenes para el espacio de color RGB o HSV, el umbral de color básicamente funciona como un filtro para asignar valores a los diferentes píxeles de la imagen y por medio de estos realizar la segmentación en función de la intensidad del color de los poros y la matriz, convirtiéndose en una imagen binaria donde generalmente los poros toman el valor de 1 mientras que la matriz valores de 0.

Este método requiere un valor de umbral para filtrar el valor de pixel no deseado, que en este caso correspondería a la matriz, por lo tanto, encontrar el valor de umbral es el paso más importante en el proceso de segmentación, para esto, se puede acudir al histograma de intensidad para el espacio de color RGB o HSV por ejemplo, mediante Otsu, 1979.

Este método se puede desarrollar en una o múltiples dimensiones, para esto, se necesita que la imagen se encuentre en escala de grises, posterior a esto, se puede aplicar el método de Otsu para crear una imagen binaria.

**4.2.3.2 Método de segmentación de red neuronal.** Wardaya, Khairy y Sum (2013) proponen un método el cual consiste en una clasificación supervisada de la red neuronal Feed-Forward. Este método se basa en el entrenamiento mediante el algoritmo Lavenberg-Marquadt que es uno de los algoritmos entrenadores más rápidos de la red neuronal. Básicamente la red neuronal funciona como un cerebro humano, utilizando como guía, datos entrenamiento dados, analizando sus características y a su vez aplicando lo que ha aprendido para analizar y clasificar otras informaciones. Para este proceso, se requiere que la red neuronal se encuentre supervisada por el usuario, el cual examina y proporciona la información de entrada y definiendo los datos que se desean para mostrarse como datos de salida, este entrenamiento es un proceso iterativo hasta que los posibles errores que se produzcan en el procedimiento sean cercanos a cero. Los autores administraron el programa para realizar específicamente una por una las muestras, lo que significa que el entrenamiento y la prueba de red neuronal se realizaran para cada muestra y no un entrenamiento general para todo el número de muestras. El motivo de esto es que cada muestra tiene características específicas. La segmentación de la red neuronal se reduce a dos pasos:

1. Registrar y mostrar la imagen de la muestra
2. Recortar el poro y la región de la matriz en la imagen a segmentar

La entrada de los datos de entrenamiento se obtiene recortando las regiones deseadas (poros) y no deseadas (matriz), este proceso debe hacerse con precisión, ya que el recorte de los polígonos para los poros no debe cruzarse con la región que corresponde a la matriz con la finalidad de etiquetar las regiones correspondientes a los poros con valores de 1 y a las regiones que corresponde a la matriz 0, generando así la segmentación de la imagen.

#### 4.2.4 Propiedades mecánicas

**4.2.4.1 Método de nanoindentación (Dureza).** La indentación es un método bastante útil para obtener el valor de dureza de los materiales, este método consiste esencialmente en la medición óptica de la huella residual que queda sobre un material al ser sometido a una deformación controlada. Dicha deformación se produce al aplicar una carga por medio de un indentador de diamante con geometría piramidal. El valor de dureza se calcula al dividir la carga aplicada por el área de la huella residual.

Teniendo claro esto, una medida de indentación se convierte en nanoindentación cuando el tamaño de la huella residual es de escalas muy pequeñas como para ser resuelta con precisión mediante microscopía óptica y a su vez, se encuentra en la necesidad de aplicar cargas en el rango de decimas de mN (microNewton)

En este sentido, el potencial analítico de la técnica de nanoindentación ofrece la posibilidad de evaluar la dureza, el módulo elástico y la tenacidad de fractura de partículas duras de tamaño micrométrico.

Saenger et al., (2016), emplearon un sistema de nanoindentación IBIS (Modelo B, Fisher-Cripps Laboratories Pty.Ltd.) el cual está equipado con un penetrador de diamantes de tipo Berkovich (Lebedev et al., 2014): las pruebas consisten en registrar continuamente la carga  $P$ , y el desplazamiento  $h$ , del penetrador a medida que empuja y se retira de la superficie de la muestra.

Típicamente, la extracción de las propiedades mecánicas se logra utilizando las curvas  $P-h$  y aplicando un modelo mecánico de escala continua para obtener el módulo de indentación  $M$  (Fischer-Cripps, 2004; Lebedev et al., 2014):

$$M = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{s}{\sqrt{A_c}} \quad (21)$$

Donde  $S$  es la rigidez de descarga de indentación  $S = \left(\frac{dP}{dh}\right)$  y  $A_c$  es el área de contacto extrapolada en la profundidad máxima de penetración  $h_{max}$  y usando la relación  $A_c = 24.5 h_{max}^2$  de acuerdo con la geometría de los indentadores tipo Berkovitch (Fischer-Cripps, 2004).

El módulo de Young,  $E$ , se pueden calcular a partir de los módulos de indentación (Fischer-Cripps, 2004) de acuerdo con:

$$\frac{1}{M} = \frac{1 - \nu^2}{E} + \frac{1 - \nu_i^2}{E_i} \quad (22)$$

Las propiedades del indentador son  $E_i = 1220$  GPa y  $\nu = 0.06$ , según Klein y Cardinale (1992) y FischerCripps (2004) para el material de diamante. Cada medición realizada cubre una superficie proyectada de aproximadamente  $40 \mu\text{m}^2$  en promedio (que corresponde a un triángulo equilátero con un lado de  $6 \mu\text{m}$ ) y contiene tanto poros como granos sólidos. También se debe suponer una relación de Poisson para cada medición de nanoindentación la cual se puede calcular a partir de las mediciones de ondas P y S ultrasónicas de laboratorio.

#### **4.2.4.2 Permeabilidad.**

4.2.4.2.1 *Método Lattice Boltzmann (MLB)*. El método Lattice-Boltzmann (MLB) para la simulación de fluidos, es ampliamente utilizado con el fin de hallar la permeabilidad absoluta en los modelos digitales 3D segmentados. El resultado de la segmentación proporciona una imagen tridimensional de vóxeles discretos que pertenecen al espacio poroso o a las fases sólidas. Por lo tanto, la fase porosa se puede considerar como una cuadrícula discreta que puede definir el enrejado para el MLB. La principal ventaja de usar MLB es su usabilidad para geometrías de poro muy complejas de rocas (Cancelliere et al., 1990, Ladd, 1994a, Martys y Chen, 1996, Keehm, 2003). Además, MLB puede proporcionar una solución precisa para las propiedades de flujo de acuerdo con la simulación de elementos finitos (Kandhai et al., 1998, 1999). La ecuación de Boltzmann se resuelve mediante el conteo de la distribución de partículas de densidad en el tiempo  $t$  y la ubicación  $x$ . Luego, la permeabilidad absoluta se calcula de manera análoga a una medición de laboratorio: un cuerpo o fuerza de presión se aplica directamente a una muestra digital. El flujo de fluido resultante se calcula y la permeabilidad se calcula de acuerdo con la ley de Darcy:

$$k = \frac{\langle Q \rangle}{\nabla p} \mu \quad (23)$$

Donde  $k$  es la permeabilidad absoluta,  $\langle Q \rangle$  es el volumen del flujo promedio,  $(\nabla p)$  es el gradiente de presión y  $\mu$  es la viscosidad dinámica del fluido.

4.2.4.2.2 *Análisis mediante software comercial*. Devarapalli et al., (2017) usaron el software comercial para visualización Aviso, con el fin de segmentar las imágenes TC y SEM y posteriormente hallar la porosidad y la permeabilidad.

Para hallar la permeabilidad, este software simula el flujo de agua a través de la red de poros extraída anteriormente y calcula la permeabilidad después de resolver las ecuaciones de Navier

Stokes. Se establecen las condiciones de entrada deseadas tales como presión de entrada, presión de salida y viscosidad del fluido.

4.2.4.2.3 *Método propuesto por Sun et al., 2017.* Sun et al., (2017) proponen un método para estimar la permeabilidad absoluta donde se calculan los flujos en condiciones de flujo progresivo utilizando MLB. La velocidad local en la dirección de flujo se obtiene utilizando la técnica de promedio de volumen, por lo tanto, la permeabilidad absoluta se calcula según la Ley de Darcy:

$$k = \frac{\mu u}{\Delta p} \quad (24)$$

Donde  $k$  es la permeabilidad absoluta,  $\mu$  es la viscosidad dinámica de fluido de poro y  $u$  es la velocidad en la dirección de flujo y  $\Delta p$  es la diferencia de presión

4.2.4.2.4 *Método de solucionador de Stokes para permeabilidad efectiva.* Saenger et al. (2016) calculan la permeabilidad efectiva,  $k$ , de la muestra de roca digitalizada calculando los flujos en condiciones de flujo progresivo en base al solucionador de Stokes, el cual se basa en diferencias finitas adecuado para el cálculo de parámetros hidráulicos tanto en materiales de alta porosidad como en los de baja porosidad (Osorno et al., 2015). Usando la técnica de promediado de volumen, aplicaron un grano grueso para el campo de velocidad local  $u(x)$  obteniendo el componente de velocidad global  $u_m$  en la dirección de flujo. Teniendo en cuenta esto, la permeabilidad  $k$  se halla mediante la ley de Darcy de la siguiente manera:

$$k = \frac{\mu u_m}{\Delta p} \quad (25)$$

Donde  $\Delta p$  es el gradiente de presión,  $\mu$  es la viscosidad dinámica del fluido

*4.2.4.2.5 Método de Walsh y Brace (1984).* Walsh y Brace (1984) relacionan la permeabilidad con la porosidad, el factor de formación (F) y el área de superficie específica mediante la siguiente ecuación:

$$k = \Phi / (cFS^2) \quad (26)$$

Donde c es un factor geométrico que depende de la geometría del poro, para poros circulares se toma el valor de  $c=2$  y grietas planas  $c=3$ . Esta es una variante de la relación Kozeny-Carman donde el factor de formación reemplaza al factor de tortuosidad. Para determinar el área de superficie específica y las funciones de correlación espacial se plantea (Debye et al., 1957):

$$S = -4 \times A'(0) \quad (27)$$

Donde  $A'(0)$ , es la pendiente de la función de correlación de dos puntos en el origen. La ventaja de este método es que no requiere reconstrucción 3D o simulación de flujo, sin embargo, se requieren imágenes de muy alta resolución para el cálculo de  $A'(0)$ , un ligero cambio en la resolución de la imagen, cambiaría significativamente la estimación de la permeabilidad.

#### **4.2.4.3 Presión capilar**

*4.2.4.3.1 Cálculo de presión capilar por medio de MLB.* Amabeoku et al., (2013) calcularon la presión capilar utilizando el MLB, con volúmenes 3D segmentados de las imágenes TC, desarrollando una condición de contorno avanzada para imitar los procedimientos experimentales de placas porosas.

En la simulación se modelan los efectos del paso del tiempo en el yacimiento, donde la humectabilidad, que es un factor crítico que controla el flujo multifásico y el atrapamiento de fase

en las rocas del yacimiento, se ve alterada en las paredes del poro en función de la forma de los poros y el historial de contacto de los fluidos de la pared del poro. En la simulación se asume condiciones de humectación uniformes para el drenaje primario. Al comienzo de la imbibición, se estiman los efectos del envejecimiento y luego se asignan paredes de poro con diferentes ángulos de contacto con agua o aceite.

#### **4.2.4.4 Porosidad**

*4.2.4.4.1 Usando datos de Energía Dual.* Esta metodología es planteada por Siddiqui y Khamees (2004):

1. Escanear el núcleo en la misma ubicación dentro de la roca dos veces, usando una configuración de alta y otro de baja energía.
2. Escanear los estándares de calibración con la misma configuración de energía que en el Paso 1 y genere los coeficientes de energía dual.
3. Aplicar los coeficientes de energía dual a los datos de alta y baja energía para obtener  $\rho$  y los valores de  $Z_{eff}$  para cada corte.
4. Convertir  $Z_{eff}$  a  $P_e$  usando la siguiente ecuación

$$P_e = \left[ \frac{Z_{eff}}{10} \right]^{3.6}$$

5. Calcular la densidad de electrones,  $\rho$  de  $\rho$  usando la ecuación (4).
6. Calcular  $U$ , el índice de absorción fotoeléctrica volumétrica utilizando los valores  $\rho$  y  $P_e$  en la siguiente ecuación:

$$U = P_e \times \rho \quad (28)$$

7. Usar diagramas cruzados para litología y saturación de porosidad como Schlumberger para determinar el porcentaje de mineral aproximado.
8. Una vez que se conocen los porcentajes de minerales, se puede calcular  $\rho_{ma}$  usando una regla de mezcla y luego se puede calcular la porosidad usando la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluid}}$$

4.2.4.4 .2 *Método de volumen obtenido de imágenes TC.* Hall et al., (2010) calcularon los campos de porosidad a partir de los volúmenes obtenidos por medio de las imágenes de tomografía computarizada de rayos x. El cálculo se basa en realizar una binarización de las imágenes en vóxeles “grano” y “espacio poroso” por medio de la definición de un valor umbral de la escala de grises, de modo que, los vóxeles con un valor por encima de este umbral, son considerados como grano y aquellos por debajo del umbral, como espacio poroso.

4.2.4.4.3 *Método Handoyo, Fatkhan, Suharno y Fourier DEL (2017)* Handoyo et al., (2017), calculan la porosidad una vez tenidos los datos de imágenes digitales, por medio de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_{poro}}{V_{total}} \quad (29)$$

Donde  $V_{poro}$  es el volumen de poro y  $V_{total}$  es el volumen total de la roca.

4.2.4.4.4 *Método para la obtención de porosidad óptica 2D.* Una vez obtenida la imagen binaria segmentada, el cálculo de la porosidad óptica 2D se puede realizar por medio de:

$$\phi = \frac{A_p}{A_t} \quad (30)$$

Donde  $A_p$  denota el área de poros y  $A_t$  denota el área total de la imagen binaria, en otras palabras,  $A_p$  es el total de píxeles de los poros y  $A_t$  es el total de píxeles de la imagen (Wardaya, Khairy y Sum, 2013).

4.2.4.4.5 *Método de obtención por volumen de queroseno.* La porosidad promedio de la muestra ( $\phi_{prom}$ ) puede ser obtenida del volumen de queroseno utilizado para saturar la muestra y el volumen total de la muestra. Las porosidades de píxel ( $\phi_{pixel}$ ) se obtuvieron a partir de la ecuación propuesta para este método, utilizando registros de TC de rayos x, teniendo en cuenta la condición de vacío ( $TC_{vacío}$ ) y la condición saturada de queroseno ( $TC_{saturado}$ ) (Lee, 2010).

$$\phi_{pixel} = \frac{TC_{saturado} - TC_{vacío}}{(TC_{saturado} - TC_{vacío})_{prom}} \phi_{prom} \quad (31)$$

4.2.4.4.6 *Método propuesto por Sun et al., 2017.* Sun et al., (2017) proponen que la porosidad puede ser determinada directamente mediante el uso de la imagen segmentada como una fracción del número de vóxel de poros, sobre el número de vóxeles totales de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{N_{pore}}{N_{total}} \quad (32)$$

Donde  $\phi$  es la porosidad en la imagen,  $N_{pore}$  es el número de vóxeles de poros en la imagen y  $N_{total}$  es el número total de vóxeles que conforman la imagen.

4.2.4.4 .7 *Método de Jouini et al., 2014.* Jouini et al., (2014) implementaron una estrategia constituida por tres pasos para calcular la porosidad total de cada plug:

Como primer paso segmentaron el plug a resolución de 19  $\mu\text{m}$  en tres pasos principales: granos, fase de poros no resuelta y poros resueltos. En esta escala, la superposición entre las fases de granos y poros espaciales es, en general, más amplia que la escala más fina.

En segundo lugar, segmentaron el microplug extraído para estimar la proporción de microporosidad. Esto se puede lograr utilizando los métodos K-means o de segmentación de dos niveles. De hecho, a esta escala fina una proporción significativa del espacio poroso se resuelve proporcionando un histograma bimodal con una pequeña superposición entre los dos modos. En la imagen de alta resolución, todavía observamos una cantidad variable de poros no resueltos, la fase no resuelta se debe a poros o cristales de micrita que tienen tamaños por debajo de la resolución de la imagen (Knackstedt et al., 2009). Sin embargo, se puede calcular la porosidad del microplug segmentando la imagen en tres fases y proporcionando una estimación de la fase no resuelta mediante el uso de una función de interpolación lineal entre umbrales de nivel de gris y porosidades, para cada nivel de gris dentro del intervalo [  $G_{min}$ ,  $G_{max}$  ], calcularon un valor de porosidad entre 0 y 100% usando la función de relación lineal inversa.

Por lo tanto, al agregar los poros resueltos y la proporción de fase no resuelta detectada a la escala más alta, se puede estimar la microporosidad del microplug. Luego, se extrapola la

propiedad de la roca de la escala fina a la gruesa alterando el valor de microporosidad para cada vóxel detectado en la fase no resuelta del núcleo.

Para el tercer paso, calcularon la porosidad total sumando la proporción de poros resueltos y la microporosa.

#### 4.2.4.5 Saturación.

4.2.4.5.1 *Método de saturación de queroseno.* Las saturaciones in situ se pueden determinar usando datos del escáner TC. Las saturaciones de agua en los píxeles ( $S_{a,pixel}$ ) se obtuvieron de la ecuación propuesta a continuación, donde es la porosidad de píxeles ( $\phi_{pixel}$ ) (de la ecuación propuesta por los mismos autores para porosidad), es la saturación promedio de agua en la muestra ( $S_{a,prom}$ ) obtenida de la correlación lineal entre 100% de agua saturado ( $TC_f$ ) y 100% de muestra saturada de queroseno ( $TC_{saturado}$ ). Lee y Karpyn (2010).

$$S_{a,pixel} = \frac{TC_{saturado} - TC_f}{(TC_{saturado} - TC_f)_{prom}} \left( \frac{\phi_{prom}}{\phi_{pixel}} \right) S_{a,prom} \quad (33)$$

#### 4.2.5 Propiedades elásticas.

4.2.5.1 *Límite de Voight para modulo elástico (MV)* Handoyo et al., (2017), calculan el módulo elástico a partir de la fracción de volumen N fase  $f_i$  y el modulo elástico N fracción de fase  $M_i$  usando la fórmula:

$$M_v = \sum_{N=1}^N f_i M_i \quad (34)$$

**4.2.5.2 Velocidad ondas P y S Handoyo et al., 2017.** Handoyo et al., (2017) proponen las siguientes ecuaciones empíricas para determinar las velocidades de las ondas P y S, los módulos de densidad y corte:

$$V_p = (1 - \phi)^2 V_m + \phi V_f \quad (35)$$

$$V_s = (1 - \phi)^2 V_m \sqrt{\frac{(1 - \phi)\rho_m}{(1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_f}} \quad (36)$$

Donde  $V_m$  es la velocidad en el mineral,  $V_f$  velocidad del fluido,  $\rho_m$  densidad del mineral y  $\rho_f$  es la densidad del fluido. Los módulos de densidad (K) y de corte (G) se resuelven de la siguiente manera:

$$K = \rho V_p^2 - \frac{3}{4} G \quad (37)$$

$$G = \rho V_s^2 \quad (38)$$

**4.2.5.3 Método para hallar la impedancia acústica.** Handoyo et al., (2017) proponen en sus estudios la siguiente ecuación para hallar el valor de la impedancia acústica:

$$AI = \rho V_p \quad (39)$$

**4.2.5.4 Método usado en Tisato y Spikes (2016).** Tisato y Spikes (2016) proponen una metodología para la determinación de propiedades elásticas efectivas como densidad ( $\rho_L$ ), porosidad ( $\Phi_L$ ), módulo de volumen ( $K_L$ ) y módulos de corte ( $\mu_L$ ), a partir de imágenes digitales. Para esta metodología se realizó una microtomografía con rayos x, en la muestra de estudio por el medio de la cual se obtuvo la imagen digital de la muestra a estudiar. Partiendo del conocimiento de las velocidades de ondas P y S el procedimiento se divide en 4 pasos:

1. Por medio de la ley de Beer, se utiliza la distribución de nivel de grises de las porciones de conjuntos de datos, para a partir de la calibración de grises obtener la densidad:

$$\rho_L \left( \frac{kg}{m^3} \right) = 36.79 * GL^{0.593} - 9405.3 \quad (40)$$

Donde GL es el nivel de grises de 16 bits del vóxel

2. Se calcula la porosidad ( $\Phi_L$ ) suponiendo una proporcionalidad inversa entre  $\Phi_L$  y la densidad. En particular, se supone que  $\Phi_L = 0$  y  $\Phi_L = 1$  para  $\rho_L \geq \rho_{qtz}$  y  $\rho_L = \rho_{air}$ , respectivamente.  $\rho_{qtz}$  y  $\rho_{air}$  son las densidades de cuarzo y aire. Estas suposiciones implican que los vóxeles que representan minerales más pesados que el cuarzo se asignaron a porosidad. La porosidad total se calculó promediando todos los  $\Phi_L$ . En general la relación entre estos se puede escribir como:

$$\Phi_L = \frac{Vol_p}{Vol_g} = 1 - \frac{\rho_L}{\rho_{qtz}} \quad (41)$$

3. Se asume una composición mono-mineral y se calcula  $K_L$  y  $\mu_L$  para cada vóxel de acuerdo con Hashin y Shtrikman (1962), unido a una mezcla de cuarzo y aire, por lo tanto, las ecuaciones utilizadas son:

$$K_L = \frac{1}{\Phi_{LC}/(K_{air} + \frac{4}{3}\mu_{qtz}) + (1 - \Phi_{LC})/(K_{qtz} + \frac{4}{3}\mu_{qtz})} - \frac{4}{3}\mu_{qtz} \quad (42)$$

$$\mu_L = \frac{1}{\Phi_{LC}/Z_{qtz} + (1 - \Phi_{LC})/(\mu_{qtz} + \frac{4}{3}Z_{qtz})} - Z_{qtz} \quad (43)$$

$$Z_{qtz} = \frac{\mu_{qtz}}{6} \frac{9K_{qtz} + 8\mu_{qtz}}{K_{qtz} + 2\mu_{qtz}}, \Phi_{LC} \frac{\Phi_L}{\Phi_C}, \quad (44)$$

Donde  $\Phi_C$ ,  $K_{qtz}$  y  $\mu_{qtz}$  son la porosidad crítica, el módulo de volumen y el módulo de cizallamiento de cuarzo respectivamente.

4. Finalmente se asigna para cada vóxel las velocidades de ondas P y S empleando  $\rho_L$ ,  $K_L$  y  $\mu_L$ .

**4.2.5.5 Método usado en Andrä et al., 2013.** Andrä et al., (2013) emplearon dos métodos diferentes para calcular los módulos elásticos efectivos: el método de propagación dinámica de impulsos, el método variacional, utilizando elementos finitos. Estos métodos pueden proporcionar el tensor de rigidez dependiendo de la configuración numérica. Una distinción clave entre estos diferentes métodos es el enfoque dinámico frente al estático.

Suponiendo un régimen elástico lineal, el campo de desplazamiento elástico  $u$  se describe mediante las ecuaciones de momento.

$$\rho \ddot{u} = \nabla \cdot \tau \quad (45)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del material y el campo de tensión  $\tau(\mathbf{u})$  puede ser calculado a partir del campo de tensión elástica  $\boldsymbol{\varepsilon}$  y el tensor de rigidez  $\mathbf{C}$  usando la ley de Hooke  $\boldsymbol{\tau} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}$ . Por lo tanto, se puede diferenciar entre métodos dinámicos y estáticos dependiendo de si las ecuaciones de campo incluyen el término  $\rho\ddot{\mathbf{u}}$  o no.

*4.2.5.5.1 Enfoque dinámico para los módulos de roca seca.* El método de propagación de pulso dinámico utiliza un enfoque de diferencia finita de cuadrícula rotatoria escalonada para modelar la propagación de ondas elásticas (Saenger et al., 2000; Saenger, 2008). La idea básica de este enfoque es estudiar las velocidades de las ondas elásticas a través de materiales heterogéneos en el límite de longitud de onda larga (tamaño de poro 5 longitudes de onda).

Con el fin de estimar propiedades elásticas efectivas, la muestra de roca digitalizada está incrustada en una región elástica homogénea. Se asignan propiedades elásticas del material de grano a esta región. Se realizan los experimentos con condiciones de contorno periódicas en las direcciones paralelas a la propagación de la onda. Se aplica una fuerza corporal en un plano en la parte superior del modelo, donde la señal de origen es un pulso gaussiano de banda ancha. Las ondas P o S planas generadas de esta manera se propagan a través del modelo numérico. Con dos planos de receptores en la parte superior y en la parte inferior del modelo, es posible medir el tiempo de demora de la amplitud máxima de la onda plana media causada por la estructura no homogénea de la muestra de roca digitalizada. Con el tiempo de retardo (en comparación con un modelo de referencia), se estima la velocidad efectiva de las ondas compresional y de corte, así mismo, los módulos de roca efectivos (por ejemplo, Saenger et al., 2011).

4.2.5.5.2 *Método de elementos finitos para la elasticidad estática.* Es un método bien establecido que sirve para calcular numéricamente las propiedades elásticas de imágenes bidimensionales y tridimensionales (Roberts y Garboczi, 2002a, 2002b; Meille y Garboczi, 2001). Los cálculos numéricos consideran cada vóxel como un elemento tridimensional con propiedades elásticas definidas, por lo que toda la red digital que conforman la muestra, se puede tratar como una malla de elementos finitos (Garboczi y Berryman, 2001). El método encuentra la distribución de tensiones y deformaciones en la roca al minimizar la energía de deformación elástica, y los módulos dinámicos de la roca se calculan a partir de las tensiones y deformaciones promedio (Derzhi et al., 2010). Los desplazamientos elásticos se extrapolan linealmente en todos los vóxeles, y se impone una formulación variacional de las ecuaciones elásticas lineales donde se encuentra la solución correcta al minimizar la energía elástica almacenada en el material (Arns et al., 2002).

La técnica de elementos finitos minimiza la energía elástica digital, de modo que se encuentra la mejor solución, dada la discretización del problema. Los desplazamientos elásticos se encuentran en cada píxel, y la tensión y el esfuerzo promedio en cada píxel se calcula y promedian sobre toda la microestructura para proporcionar las propiedades elásticas efectivas del material poroso.

$$\tau = C\varepsilon \quad (46)$$

$$\varepsilon = |\nabla u + (\nabla u)'| \quad (47)$$

Donde  $\tau$  y  $\varepsilon$  son la tensión y el tensor de tensión respectivamente, C es el tensor de rigidez y u es el desplazamiento en el cálculo MEF.

Los módulos de densidad (K) y corte ( $\mu$ ) se obtienen finalmente por componentes de tensión de formación ( $\tau_{ij}, \varepsilon_{ij}$  donde  $i, j = 1, 2, 3$ ) usando las siguientes ecuaciones:

$$K = (\tau_{11} + \tau_{22} + \tau_{33}) / (3(\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33})) \quad (48)$$

$$\mu = \left( \frac{\tau_{12}}{\varepsilon_{12}} + \frac{\tau_{13}}{\varepsilon_{13}} + \frac{\tau_{23}}{\varepsilon_{23}} \right) / 3 \quad (49)$$

Conociendo finalmente los módulos elásticos y la densidad de la roca, uno puede calcular las velocidades de las ondas P y s usando las siguientes ecuaciones:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (50)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (51)$$

**4.2.5.6 Método propuesto por Sun et al., 2017.** Para calcular las velocidades efectivas de las ondas P y S de las rocas por medio de imágenes digitales, Sun et al., (2017) adoptaron la técnica descrita en Saenger et al., (2011) de RSG-FDM para simular la propagación de ondas elásticas a través de la muestra digital de roca en el límite de longitud de onda larga (longitud de onda > tamaño de oro).

La idea básica es incrustar el modelo de roca digital en un modelo homogéneo con un receptor arbitrario y un conjunto de receptores y luego calcular las velocidades de onda por medio de la siguiente ecuación:

$$V_{p/s} = \frac{D}{T_{p/s}} \quad (52)$$

Donde  $V_{p/s}$  es la velocidad efectiva de las ondas P o S, D es la distancia entre el receptor arbitrario y el conjunto de receptores,  $T_{p/s}$  es el tiempo de viaje de la onda P o S en el modelo digital.

#### **4.2.6 Propiedades eléctricas.**

**4.2.6.1 Método ecuación de Archie (1942) para hallar índice de resistividad.** Sun et al., (2014), estudiaron la relación entre el índice de resistividad y la saturación de agua de roca laminada, basada un modelo de roca digital y el MEF. El índice de resistividad fue calculado mediante la segunda ecuación de Archie (1942):

$$RI = \frac{R_t}{R_0} = \frac{b}{S_w^n} \quad (53)$$

Donde  $R_t$  es la verdadera resistividad de la roca saturada con agua de formación e hidrocarburo,  $R_0$  es la resistividad de la roca completamente saturada con agua de formación,  $S_w$  es la saturación de agua y n es el exponente de saturación.

**4.2.6.2 Método de elementos finitos (MEF).** Sun et al., (2014) trabajan con el MEF para investigar propiedades eléctricas por medio de imágenes digitales de rocas. Este método se encuentra determinado por Garboczi (1998) y está basado en cálculos numéricos que consideran cada pixel o vóxel como un elemento tri- lineal, por lo que todo el enrejado digital, se puede tratar como una malla de elementos finitos. Para las propiedades eléctricas, se impone una formulación variacional de las ecuaciones eléctricas lineales de conductividad. Para una microestructura dada, sujeta a campos aplicados, tensores de conductividad dados de materiales constituyentes sólidos y fases fluidas, la distribución de tensión final es tal que la energía total disipada se maximiza y el gradiente de energía con respecto al voltaje es cero.

$$\frac{\partial E_n}{\partial u_m} = 0 \quad (54)$$

Donde  $E_n$  es la energía del sistema,  $u_m$  es el voltaje en el  $m$ -ésimo nodo en el pixel.

**4.2.6.3 El método Salto Explícito (SE) para una conductividad eléctrica efectiva y difusividad.**

El método propuesto por Andrä et al., (2013) para calcular la conductividad eléctrica efectiva es el método de difusión de salto explícito. Resuelve la ecuación de difusión en una cuadrícula cartesiana equidistante en un dominio en forma de caja para una diferencia dada en el potencial en la dirección  $x$ ,  $y$  y  $z$ . Las condiciones de contorno son periódicas, lo que significa que el potencial es periódico con una discontinuidad en el límite en la dirección considerada, en analogía al solucionador SE-Stokes. El método SE para resolver problemas de conductividad se describe en Wiegmann y Zemitis (2006).

**4.2.6.4 Factor de formación. Método usando ecuación de Laplace.** La ecuación de Laplace rige la conductividad eléctrica en estado estacionario o el factor de resistividad de formación  $F$  de una roca saturada en salmuera, así que:

$$\nabla \cdot J = 0 \quad (55)$$

$$J = \sigma_{\omega} \nabla \phi \quad (56)$$

Sujeto a la condición de frontera  $\nabla \phi \cdot n = 0$  en las paredes sólidas.  $J$  es la corriente eléctrica,  $\sigma_{\omega}$ , es la conductividad eléctrica del fluido que llena el espacio poroso,  $\phi$ , es el potencial o voltaje y  $n$  es el vector unitario normal a la pared sólida. Las soluciones numéricas a la ecuación de Laplace se pueden obtener mediante el método de las diferencias finitas. Las conductividades direccionales efectivas  $\sigma_i$ ,  $i = x, y, z$  se calculan aplicando un potencial a través de la muestra en dirección  $i$ . El factor de resistividad de formación direccional  $F_i$  es el inverso de la conductividad eléctrica efectiva  $F_i = \sigma_i / \sigma_{\omega}$ . Definimos el factor de resistividad de la formación promedio  $F$ , como la media armónica de los factores de formación dependientes de la dirección.

Tabla 9.

*Métodos bajo los cuales se desarrolla la FDR.*

Métodos bajo los cuales se desarrolla la FDR	
Uso	Método
Adquisición de imágenes micro TC 3D a partir de imágenes 2D	Método propuesto por Karimpouli y Tahmasebi (2016)
Composición mineralógica	Análisis EED
Segmentación	Método propuesto por Karimpouli y Tahmasebi (2016) Segmentación de Treshold Red neuronal
Propiedades mecánicas	
Dureza	Método de nanoindentación
Permeabilidad	Laticce Boltzmann (MLB) Análisis mediante software comercial Sun et al., 2017 Solucionador de Stokes Walsh y Brace (1984)
Presión Capilar	Método MLB
Porosidad	Usando datos de Energía Dual Obtenido mediante imágenes TC Handoyo, Fatkhan, Suharno y Fourier DEL (2017) Porosidad óptica 2D Volumen de queroséno Sun et al., 2017 Jouini et al., 2014
Saturación	Saturación de queroseno
Propiedades elásticas	
Modulo elástico (MV)	Límite de Voight para modulo elástico (MV)
Velocidad ondas P y S	Velocidad ondas P y S Handoyo et al., 2017
Impedancia acústica	Método de Handoyo et al., 2017 Tisato y Spikes (2016) Andrä et al., 2013 Modulos de roca seca Elementos finitos Sun et al., 2017
Propiedades eléctricas	
Índice de resistividad	Ecuación de Archie (1942) Método de elementos finitos (MEF)
Conductividad eléctrica	Método del salto explicito
Factor de formación	Ecuación de Laplace

## 5 Ventajas y desventajas

- La FDR combinada con la física teórica de las rocas, abren una vía importante para la determinación de propiedades, con el fin de caracterizarlas mediante pequeños fragmentos de roca, incluidos los cortes de perforación y los plugs de paredes laterales.
- La tecnología de FDR proporcionan mediciones SCAL avanzadas de alta calidad en un tiempo significativamente más corto en comparación con los procedimientos realizados en los laboratorios convencionales, reduciendo el tiempo de obtención de datos a cuestión de meses en lugar de años.
- El tiempo reducido en los procedimientos que se realizan para el cálculo de propiedades físicas de las rocas, se ve reflejado en menores costos para la industria petrolera. Aunque los resultados llegan a ser óptimos por medio de la FDR, estos solo llegan a este nivel de calidad, solo si se ejecutan de forma correcta todos los procedimientos que cada una de las propiedades requiere.
- La FDR posee la ventaja de extraer información de cortes de perforación, los cuales pueden ser escaneados y procesados en tiempo real, tan pronto como se lleven a los laboratorios de tomografía, brindando una ventaja sustancial, a la hora de obtener propiedades petrofísicas si se compara con los procedimientos tradicionales, donde es necesario tener el núcleo o un plug de este como tal, que en varios casos llega a ser destruido en la obtención de una cierta propiedad, generando mayores costos y tiempos prolongados para el cálculo de propiedades.
- La precisión de las estimaciones de propiedades tales como la permeabilidad y la porosidad depende de numerosos factores, incluida la segmentación precisa de las imágenes del espacio poroso y la representatividad del volumen extraído. La simulación de flujo

numérico de Lattice Boltzmann predice con precisión la permeabilidad de las muestras en comparación con las mediciones de permeabilidad experimentales en muestras de plug tradicionalmente.

- El objetivo de la segmentación es identificar todas las fases en una imagen de forma correcta y distintiva. En la mayoría de los casos, la segmentación implica el umbral de escala de grises como un paso clave para distinguir entre el espacio poroso y los granos sólidos. La elección de los algoritmos de segmentación, los parámetros de filtrado y específicamente, el umbral de escala de grises, pueden generar una ambigüedad en el proceso. Por lo tanto, generar una buena segmentación de la imagen, necesita de un cuidadoso manejo de los factores anteriormente mencionados.
- La física digital de rocas es una técnica prometedora la cual es ampliamente utilizada en la actualidad para la caracterización de rocas. Sin embargo, las características que no pueden resolverse deben ser resueltas por métodos tradicionales.
- Una coincidencia suficiente de la porosidad de la imagen y la porosidad medida en el laboratorio es la base de las predicciones precisas de FDR. Si la coincidencia es insuficiente, se debe repetir el proceso de obtención de la imagen digital con los parámetros correctamente ejecutados. Una alternativa es identificar regiones de microporosidad desconocida. Las simulaciones numéricas deben realizarse para todas las variaciones razonables de porosidad de dichas regiones.
- La influencia de la microestructura no resuelta puede ser enorme. Por lo tanto, para la obtención de cálculos de propiedades que sean válidos, es necesaria la resolución de esta microestructura con el fin de realizar una correcta segmentación entre poros y matriz, que nos sirvan para el correcto manejo de la FDR.

- Recientes análisis muestran que la microscopia electrónica de barrido ensamblada con otros equipos tiene una amplia gama de aplicaciones en ciencias de la tierra, especialmente después del surgimiento de SEM de alta resolución y bajo vacío, se pueden analizar directamente muestras de rocas o minerales no conductivas, incluyendo imágenes finas de superficie, análisis de composición e incluso el análisis de la estructura cristalina, sin complicaciones.

## **6 Discusión**

La producción de hidrocarburos es una de las bases económicas más importantes de Colombia, llegando a producir cerca de 853.000 barriles por día (durante el 2017) según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), ubicándola, así como la cuarta nación productora más importante de América Latina y la sexta de todo el continente. A pesar de la gran cantidad de hidrocarburos producida en el país, Colombia no llega a ser una nación productora de gran importancia a nivel mundial como lo son Arabia Saudita, Venezuela, Canadá, Irán, entre otros.

Gracias a la importancia del petróleo dentro de la economía, Colombia se ha visto obligada a invertir en tecnología que pueda generar mejores resultados durante el proceso de extracción de los hidrocarburos, reduciendo el costo de este y mejorando las ganancias que se generan al momento de la exportación. A pesar de la gran importancia del petróleo, el país no se ha visto envuelto en la creación e invención de técnicas que mejoren la producción, por lo cual, Colombia siempre ha dependido de los avances que se generan alrededor del mundo y este es el caso de la FDR.

La FDR es una técnica que se ha venido desarrollando desde hace más de dos décadas y que ha venido brindando óptimos resultados, mejorando así, los estudios realizados en los laboratorios de forma tradicional. Por otro lado, Colombia sólo hasta hace cuatro años aproximadamente, ha comenzado con los primeros estudios aplicando esta técnica. Dichos estudios, son apenas algunas pruebas para tratar de implementar esta técnica como una ayuda para mejorar la producción de hidrocarburos, por ende, ha surgido la necesidad de un mayor conocimiento de la funcionalidad de esta nueva técnica.

El cálculo tradicional de propiedades petrofísicas demanda la utilización de necesita numerosas muestras de núcleos o plugs para su realización, ya que, en varios de los procedimientos para el caculo de las propiedades, la muestra se destruye, por lo cual, es necesario de una nueva muestra en caso de querer hallar más propiedades, esto sin contar con que, en algunos casos, es necesario repetir el experimento, lo cual demandaría aún más muestras. La extracción de muestras se hace mediante la perforación de los pozos, siendo esta, una actividad que tiene un costo elevado, por lo tanto, no es muy rentable extraer varios núcleos de un mismo pozo únicamente con el fin de hallar propiedades.

Por otro lado, tenemos la ayuda de la FDR, la cual no necesita de numerosas muestras para el cálculo de propiedades, ya que esta técnica se puede desarrollar por medio del escaneo de fragmentos de cortes de perforación, los cuales son usados para la adquisición de imágenes digitales de alta definición, que pueden llegar a ser usadas innumerables veces y en diferentes tipos de cálculos, con el fin de hallar cualquier propiedad que se necesite y si es el caso, repetir el experimento sin demandar de nuevas muestras como si se necesitaría mediante los métodos tradicionales.

El cálculo tradicional de propiedades puede llegar a necesitar de tiempos prolongados, alrededor de varios años, reflejando costos más altos para la adquisición de propiedades, desfavoreciendo así, las metodologías tradicionales. La FDR puede generar estos mismos cálculos, pero en tiempo real, reduciendo el tiempo de obtención y los costos que estos representan para la industria.

La implementación de esta nueva tecnología a la exploración de hidrocarburos en Colombia sería una gran ayuda para el desarrollo de la industria petrolera en todo el territorio, ya que esta técnica representa mejores soluciones a los problemas que se presentan no solo a la hora de la caracterización de pozos sino también al desarrollo de estos. Teniendo en cuenta, que un gran porcentaje de la economía de Colombia se basa en la extracción de hidrocarburos, esta tecnología se plantea como una ayuda para optimizar dicha extracción, reduciendo costos durante este procedimiento y mejorando las ganancias que el país recibiría producto de esta actividad económica.

Hoy en día la FDR se encuentra en una fase bastante avanzada a nivel global, lo cual facilita para Colombia su implementación, ya que se cuenta con numerosos estudios por medio de los cuales, se han logrado pulir las desventajas que esta pueda presentar y proponiendo así, mejores soluciones para su desarrollo.

Durante el estudio desarrollado, se lograron reunir los principios básicos que maneja esta técnica, donde se plantean los métodos y herramientas que pueden ser utilizados para el cumplimiento de la FDR.

## **7 Conclusiones**

El precio del petróleo es un factor que se ha encontrado en constante cambio a lo largo de la historia, gracias a diversas situaciones que afectan al mundo entero, tales como la oferta y la demanda a nivel mundial, las situaciones políticas (guerras, atentados terroristas), las fluctuaciones en el valor del dólar y los desastres ambientales. Estos cambios en el precio han hecho que la industria petrolera, replantee sus procedimientos y realice una serie de mejoras a nivel general, partiendo de un análisis sobre las situaciones que han llevado a que el precio del hidrocarburo haya decaído, haciendo que esta, sea una industria cada vez más competente y suficientemente capaz de afrontar los diferentes cambios que se van presentando con el transcurso de los años a nivel mundial. Uno de los cambios más notorios en esta industria, es la implementación de nuevas tecnologías para la exploración de los hidrocarburos, que representen menos costos y mejores resultados y que al mismo tiempo, tengan un menor impacto hacia el medio ambiente, protegiéndolo de posibles afectaciones.

La academia ha sido una de las partes que más ha producido avances a nivel de mejoramiento de procedimientos e implementación de tecnología que ayude a mejorar cada vez más los procesos que se realizan durante la exploración de hidrocarburos. Aunque la industria también realiza aportes por medio de las empresas privadas que buscan soluciones a los problemas que se presentan cada día en este medio, estas dos partes han ido de la mano desde siempre, con el fin de realizar una mejor labor en la industria petrolera, que sea más rentable y amigable con el medio ambiente.

La FDR es una técnica que se ha venido trabajando en las últimas dos décadas, ofreciendo óptimos resultados que facilitan la caracterización de yacimientos y que, a lo largo de su implementación,

se han sumado nuevas tecnologías con el desarrollo de herramientas que son capaces de generar datos de mayor calidad. Toda esta investigación ha generado que hoy en día se tengan equipos capaces de extraer imágenes digitales 2D y 3D de cortes de perforaciones que pueden ser utilizados innumerables veces, por medio de los cuales se simulan los procedimientos que suceden a escalas macrométricas, en escalas micrométricas y por medio de algoritmos obtener, diferentes propiedades que son necesarias para evaluar el potencial de un pozo petrolero.

La FDR puede ser utilizada como una técnica de apoyo que ofrece una optimización en el procedimiento de obtención de resultados a la hora de hallar propiedades petrofísicas de las rocas, siendo esta una técnica que realiza análisis en tiempo real, calculando el valor de las propiedades de una forma más rápida y con menos gastos.

Es tiempo de que Colombia implemente esta nueva tecnología en la exploración de hidrocarburos a lo largo del territorio nacional, ya que esta es una técnica que ha venido desarrollándose desde hace bastante tiempo y, por lo tanto, presenta grandes avances que pueden servir al desarrollo de esta industria en el país.

## Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (Sin Fecha): Historia del petróleo en Colombia; Recuperado de <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/Historia-del-petroleo-en-Colombia.aspx>
- Amabeoku, M. O., Al-Ghamdi, T. M., Mu, Y., Ingrain, R., & Toelke, J. (2013, March). Evaluation and application of digital rock physics (DRP) for special core analysis in carbonate formations. In *IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference*.
- American Museum of Natural History, (Sin Fecha): GE phoenix v|tome|x s240; Recuperado de <https://www.amnh.org/our-research/microscopy-and-imaging-facility/instruments/ge-phoenix-v-tome-x-s240/>
- Anderson, S., Peyton, R., Wigger, J. & Gantzer, C., (1992). Influence of aggregate size on solute transport as measured using computed tomography. *s.l.:Geoderma* 53, 387–398..
- Andrä, H., Combaret, N., Dvorkin, J., Glatt, E., Han, J., Kabel, M., ... & Marsh, M. (2013a). Digital rock physics benchmarks—Part I: Imaging and segmentation. *Computers & Geosciences*, 50, 25-32.
- Andrä, H., Combaret, N., Dvorkin, J., Glatt, E., Han, J., Kabel, M., ... & Marsh, M. (2013b). Digital rock physics benchmarks—Part II: Computing effective properties. *Computers & Geosciences*, 50, 33-43.

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.

Bruker, (Sin Fecha): SKYSCAN 1172: HIGH RESOLUTION DESK-TOP MICRO-CT; Recuperado de <http://bruker-microct.com/products/1172.htm>

Bruker, 2009: Skiskan 1173 <https://www.bruker.com/es/products/microtomography/micro-ct-for-sample-scanning/skyscan-1173/overview.html>

Campodónico Humberto, (2004): reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina, Serie Recursos naturales e infraestructura; Recuperado de [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6443/S0410784\\_es.pdf?sequence=1](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6443/S0410784_es.pdf?sequence=1)

Castro, F., Forero, D., Ramírez, J., Reina, M., & Villar, L. (2014). Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. *FEDESARROLLO para la Unidad de Planeación Minero Energética–UPME*.

Centre for microscopy, Characterisation and Analysis, UWA, 2018 : FEI Helios focused ion beam FIB; Recuperado de <http://www.cmca.uwa.edu.au/facilities/sem/fei-helios-focused-ion-beam-fib>

Centre for microscopy, Characterisation and Analysis, UWA, 2018: FEI Helios Nanolab G3 CX DualBeam FIB/SEM; Recuperado de <http://www.cmca.uwa.edu.au/facilities/sem/fei-helios-focused-ion-beam-fib>

- Ceron, M. R., Martinez, J. F., Diaz, E., Walls, J., & Sisk, C. (2013). Digital rock physics for reservoir characterization. In *Proceedings of the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society* (pp. 1134-1136).
- Chen Yang Peng Liang y Paris Avgeriou. 2015; Systematic mapping study on the combination of software architecture and agile development.
- Chen, L., Xu, J., & Chen, J. (2015). Applications of scanning electron microscopy in earth sciences. *Science China Earth Sciences*, 58(10), 1768-1778.
- Crandall, D., & Bromhal, G. (2013). Experimental Examination of Fluid Flow in Fractured Carbon Storage Sealing Formations. *International Journal of Geosciences*, 4(08), 1175.
- Derzhi, N., Grader, A., Kalam, M., Toelke, J., Mu, Y., Baldwin, C., & Stenger, B. (2010). A comparative study of digital rock physics and laboratory SCAL evaluations of carbonate cores. *SCA2010-24. Nova Scotia*.
- Devarapalli, R. S., Islam, A., Faisal, T. F., Sassi, M., & Jouiad, M. (2017). Micro-CT and FIB-SEM imaging and pore structure characterization of dolomite rock at multiple scales. *Arabian Journal of Geosciences*, 10(16), 361.
- Dvorkin Jack ,Walls Joel ,Tutuncu Azra, Prasad Manika, Nur Amos, 2003; Rock Property Determination Using Digital Rock Physics
- European Synchrotron Radiation Facility, (Sin Fecha): ID22 - HIGH RESOLUTION POWDER DIFFRACTION BEAMLIN; Recuperado de <http://www.esrf.eu/id22/technical-description#top>

- Foubert, A., Swennen, R., Long, H., Dewit, J., & Pauwels, B. (2009). The use of high-resolution 3D X-ray microtomography in carbonate reservoir studies. In *SkyScan User Meeting (streszczenie)*.
- Fourier, D. (2017, April). Introduction to Digital Rock Physics and Predictive Rock Properties of Reservoir Sandstone. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 62, No. 1, p. 012022). IOP Publishing.
- Fourier, D. (2017, April). Introduction to Digital Rock Physics and Predictive Rock Properties of Reservoir Sandstone. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 62, No. 1, p. 012022). IOP Publishing.
- General Electric, 2017: Phoenix v|tome|x s Industrial High-Resolution CT & X-Ray System; Recuperado de <https://www.gemeasurement.com/inspection-ndt/radiography-and-computed-tomography/phoenix-vtomex-s>
- Geo-Help Inc, (Sin Fecha): History of the World Petroleum Industry (Key Dates); Recuperado de <http://www.geohelp.net/world.html>
- Groeber, M. A., Haley, B. K., Uchic, M. D., Dimiduk, D. M., & Ghosh, S. (2006). 3D reconstruction and characterization of polycrystalline microstructures using a FIB–SEM system. *Materials Characterization*, 57(4-5), 259-273.
- Handoyo, Fatkhan, Suharno, and Fourier, (2017, abril). Introduction to Digital Rock Physics and Predictive Rock Properties of Reservoir Sandstone. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 62, No. 1, p. 012022). IOP Publishing.

- Hanna, R. D., Edey, D. R., Maisano, J. A., & Ketcham, R. A. (2016, March). UTCT: The University of Texas High-Resolution X-Ray Computed Tomography Facility. In *Lunar and Planetary Science Conference* (Vol. 47, p. 3000).
- Hashin, Z., & Shtrikman, S. (1962). A variational approach to the theory of the effective magnetic permeability of multiphase materials. *Journal of applied Physics*, 33(10), 3125-3131.
- Hejis, A., De Lange, J., Schoute, J. & Bouma, J., (1995). Computed tomography as a tool for non-destructive analysis of flow patterns in macroporous clay soils. s.l.:Geoderma 64, 183–196..
- Hernández, F. A. T., Santos, N. S., & Otero, E. H. H. (2016). Efectos de productos dopantes en fluidos para pruebas de desplazamiento usando tomografía computarizada. *REVISTA FUENTES*, 14(2).
- Holzer, L., Muench, B., Wegmann, M., Gasser, P., & Flatt, R. J. (2006). FIB-Nanotomography of Particulate Systems—Part I: Particle Shape and Topology of Interfaces. *Journal of the American ceramic society*, 89(8), 2577-2585.
- Imperial College London, (Sin Fecha): Zeiss Auriga Cross Beam; Recuperado de <http://www.imperial.ac.uk/materials/about/eqpmt/em/auriga/>
- Jasti, J. K., Jesion, G., & Feldkamp, L. (1993). Microscopic imaging of porous media with X-ray computer tomography. *SPE formation evaluation*, 8(03), 189-193.
- Jouini, M. S., Vega, S., & Al-Ratrout, A. (2015). Numerical estimation of carbonate rock properties using multiscale images. *Geophysical Prospecting*, 63(2), 405-421.
- Karimpouli, S., & Tahmasebi, P. (2016). Conditional reconstruction: An alternative strategy in digital rock physics. *Geophysics*, 81(4), D465-D477.

- Katsevich, A., Frenkel, M., Feser, M., Huang, Z., Andrew, M., Case, T., ... & Thompson, W. (2015, September). New Fast and Accurate 3D Micro Computed Tomography Technology for Digital Core Analysis. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Kelly, S., El-Sobky, H., Torres-Verdín, C., & Balhoff, M. T. (2016). Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics. *Advances in water resources*, 95, 302-316.
- Kröner, E. (1977). Bounds for effective elastic moduli of disordered materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 25(2), 137-155.
- Kupfersberger, H., Deutsch, C.V. & Journel, A.G. *Mathematical Geology* (1998) 30: 837.
- Lake, L. & Helfferich, F., (1978). Cation Exchange in Chemical Flooding: Part 2: The effect of Dispersion, Cation Exchange, and Polymer/Surfactant Adsorption on Chemical Flood Environment. s.l.:SPE Journal, vol. 18, no. 6, pp. 435-444.
- Latief, F. D. E., Fauzi, U., Irayani, Z., & Dougherty, G. (2017). The effect of X-ray micro computed tomography image resolution on flow properties of porous rocks. *Journal of microscopy*, 266(1), 69-88.
- Lee, C. H. (2010, enero). Experimental Investigation of Spontaneous Imbibition in Fractured Reservoirs. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers
- Li, G. G., Diaz, E., & Nur, A. M. (2010, January 1). Rock Physical Properties Computed from Digital Core and Cuttings with Applications to Deep Gas Exploration and Development.

- Lubis, L. A., & Harith, Z. Z. T. (2014). Pore type classification on carbonate reservoir in offshore Sarawak using rock physics model and rock digital images. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 19, No. 1, p. 012003). IOP Publishing
- Manchester X-ray Imaging Facility, 2015: Zeiss 400 Versa Bay; Recuperado de <http://www.mxif.manchester.ac.uk/resources/imaging-systems/xradia-microxct>
- Moulinec, H., & Suquet, P. (1998). A numerical method for computing the overall response of nonlinear composites with complex microstructure. *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 157(1-2), 69-94.
- Mukherjee, P., SinghaRay, D., Golab, A., Al-Kandari, J., Quttainah, R. B., Arena, A., ... & Curtis, A. A. (2016, November). Digital Rock Analysis-Providing SCAL Properties for the Matrix of Tight Carbonates of the Najmah-Sargelu Formation, Kuwait. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Nguyen, H. Y. (2011). *Computed Tomography for the Non-destructive Imaging of Cultural Heritage: X-ray, Gamma and Neutron Sources* (Doctoral dissertation).
- Nogueira, M., & Mamora, D. D. (2008). Effect of flue-gas impurities on the process of injection and storage of CO<sub>2</sub> in depleted gas reservoirs. *Journal of Energy Resources Technology*, 130(1), 013301.
- Orsi, T. & Anderson, A., (1995). X-ray computed tomography of macroscale variability in sediment physical properties offshore Louisiana.. s.l.:In: John, C.J., Byrnes, M.R. (Eds.), *Transactions of the Forty-Fifth Annual Convention of the Gulf Coast Association of Geological Societies*. Gulf Coast Association of Geological Societies, New Orleans, pp. 475–480..

Orsi, T., Edwards, C. & Anderson, A., (1994). X-ray computed tomography: a nondestructive method for quantitative analysis of sediment cores. s.l.:Journal of Sedimentary Research, Section A: Sedimentary Petrology and Processes 64 (3), 690–693..

Österreichische Akademie der Wissenschaften, (Sin Fecha): ZEISS AURIGA LASER;  
Recuperado de <https://www.oeaw.ac.at/esi/facilities/zeiss-auriga-laser/>

Passey, Q.R., K.M. Bohacs, W.L. Esch, R.E. Klimentidis, and S. Sinha, 2010, From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs

Peyton, R., Haeffner, B., Anderson, S. & Gantzer, C., (1992). Applying X-ray CT to measure macropore diameters in undisturbed soil cores. s.l.:Geoderma 53, 329–340.

Pfeifenberger, M. J., Mangang, M., Wurster, S., Reiser, J., Hohenwarter, A., Pflöging, W., ... & Pippan, R. (2017). The use of femtosecond laser ablation as a novel tool for rapid micro-mechanical sample preparation. *Materials & Design*, 121, 109-118.

Pope, G. & Lake, L., (1978). Cation Exchange in Chemical Flooding: Part 1: Basic Theory without Dispersion. s.l.:SPE Journal, vol. 18, no 6, pp. 418-434.

Procon.org, (2013): History of Alternative Energy and Fossil Fuels; recuperado de <https://alternativeenergy.procon.org/view.timeline.php?timelineID=000015>

Richard Ketcham, (Sin Fecha): X-ray Computed Tomography (CT); Integrating Research and Education; Recuperado de [https://serc.carleton.edu/research\\_education/geochemsheets/techniques/CT.html](https://serc.carleton.edu/research_education/geochemsheets/techniques/CT.html)

- Rubiano, M. P., Monroy, C., & Rodríguez, J. D. (2016). La apuesta a la incertidumbre; Recuperado de <http://repository.cesa.edu.co/bitstream/handle/10726/1617/TG00454.pdf?sequence=2>
- Saenger, E. H. (2015, December). On Effective Elastic Properties Derived from CT-Data. In *2015 SEG Annual Meeting*. Society of Exploration Geophysicists.
- Saenger, E. H. (2016). Digital carbonate rock physics. *Solid Earth*, 7(4), 1185.
- Saenger, E. H., & Madonna, C. (2011, January). Digital rock physics: Numerical vs. laboratory measurements. In *2011 SEG Annual Meeting*. Society of Exploration Geophysicists.
- Sarker, M. R. H., & Siddiqui, S. (2009, January). Advances in micro-CT based evaluation of reservoir rocks. In *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Schreurs, G. & Hanni, R., (1998). 4-D analysis of analogue model experiments.. s.l.:American Association of Petroleum Geologists Bulletin 82 (10), 1965..
- Siddiqui, S., & Khamees, A. A. (2004, January). Dual-energy CT-scanning applications in rock characterization. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Siddiqui, S., & Khamees, A. A. (2004, January). Dual-energy CT-scanning applications in rock characterization. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Sistema Integral sobre Economía Minera (SINEM), (2017): Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME; Recuperado de [http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti\\_brent\\_mme.html](http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti_brent_mme.html)

- Somogyi, A., Tucoulou, R., Martinez-Criado, G., Homs, A., Cauzid, J., Bleuet, P., ... & Simionovici, A. (2005). ID22: a multitechnique hard X-ray microprobe beamline at the European Synchrotron Radiation Facility. *Journal of synchrotron radiation*, *12*(2), 208-215.
- Sun, H., Tao, G., Vega, S., & Al-Suwaidi, A. (2017). Simulation of gas flow in organic-rich mudrocks using digital rock physics. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *41*, 17-29.
- Sun, H., Tao, G., Vega, S., & Al-Suwaidi, A. (2017). Simulation of gas flow in organic-rich mudrocks using digital rock physics. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *41*, 17-29.
- Sun, H., Tao, G., Vega, S., Wang, B., Liu, H., & Li, K. (2017, June). Multi-Scale Image Analysis of Digital Carbonate Rock. In *79th EAGE Conference and Exhibition 2017*.
- Sun, J., Zhao, J., Liu, X., Chen, H., Jiang, L., & Zhang, J. (2014). Pore-scale analysis of electrical properties in thinly bedded rock using digital rock physics. *Journal of Geophysics and Engineering*, *11*(5), 055008.
- Swagelok Center for Surface Analysis of Materials, (Sin Fecha) : FEI Helios Nanolab 650; Recuperado de <https://engineering.case.edu/centers/scsam/microscopes/scanning-electron/helios-650>
- Technical Cell - Central Equipment Facilities, S. N. Bose National Centre for Basic Sciences, (Sin Fecha): Scanning Electron Microscope (Quanta 250 FEG); Recuperado de [http://newweb.bose.res.in/facilities/Technical\\_Cell/sem.html](http://newweb.bose.res.in/facilities/Technical_Cell/sem.html)

- The Center of Innovation for Flow Through Porous Media, 2018: Zeiss Versa XRM 500 micro CT; Recuperado de <https://coifpm.com/facilities/zeiss-versa-xrm-500-micro-ct/>
- Thermo Fisher Scientific, FEI, ( Sin Fecha): Helios NanoLab™ 650; Recuperado de: <http://labsoft.pl/wordpress/wp-content/uploads/2013/08/Helios-NanoLab-650-ds-web.pdf>
- Thermo Fisher Scientific, FEI, (Sin Fecha): Quanta™ 250 FEG; Recuperado de [http://www.biocenter.helsinki.fi/bi/em/docs/2009\\_03\\_Quanta250FEG\\_ds.pdf](http://www.biocenter.helsinki.fi/bi/em/docs/2009_03_Quanta250FEG_ds.pdf)
- Time Toast, (2017): LINEA DE TIEMPO DEL PETROLEO; timetoast.com; Recuperado de <http://www.timetoast.com/timelines/linea-de-tiempo-del-petroleo>
- Tippett (2014, June). Timeline – Global Petroleum Industry. Global Petroleum Show in Calgary; recuperado de <http://www.petroleumhistory.ca/history/globalHistory.pdf>
- Tisato, N., & Spikes, K. (2016, January). Computation of effective elastic properties from digital images without segmentation. In *2016 SEG International Exposition and Annual Meeting*. Society of Exploration Geophysicists.
- Toro-Córdoba, J. H., Garavito-Acosta, A. L., López-Valenzuela, D. C., & Montes-Uribe, E. (2017). El choque petrolero y sus implicaciones en la economía colombiana. Banco de la República Documentos de Trabajo; recuperado de [http://www.banrep.gov.co/docum/Lectura\\_finanzas/pdf/re\\_200.pdf](http://www.banrep.gov.co/docum/Lectura_finanzas/pdf/re_200.pdf)
- Verba, C., Crandall, D., Moore, J., & Lopano, C. (2017, September). Petrophysical Characterization of the Bakken Shale for Carbon Storage Investigation. In *Unconventional Resources Technology Conference, Austin, Texas, 24-26 July 2017* (pp. 461-472). Society

of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers.

Walls Joel, Cerón María R y Anderson Juliana, 2014; Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia a Digital Rock Physics Project.

Walls Joel, DeVito Juliana y Diaz Elizabeth, 2012; Digital Rock Physics.

Walsh, M., Bryant, S., Schechter, R. & Lake, L., (1984). Precipitation and Dissolution of solids Attending Flow through Porous Media. s.l.:AICHE Journal, vol. 30, no. 2, pp. 317-328.

Wardaya, P. D., Khairy, H., & Sum, C. W. (2013, March). Integrating digital image processing and artificial neural network for estimating porosity from thin section. In *IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference*.

Wellington, S. & Vinegar, H., (1987). X-ray computerized tomography. s.l.:Journal of Petroleum Technology 39 (8), 885–898..

Wiegmann, A., & Zemitis, A. (2006). EJ-HEAT: A fast explicit jump harmonic averaging solver for the effective heat conductivity of composite materials.

Winograd, E. A., Bosco, S., Álvarez, J. P., Mendoza Álvarez, M., Hryb, D., & Sánchez, M. (2015, November). Characterization of mechanical properties of rocks using numerical simulations and image analysis. In *49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association.

Wirth, R. (2009). Focused Ion Beam (FIB) combined with SEM and TEM: Advanced analytical tools for studies of chemical composition, microstructure and crystal structure in geomaterials on a nanometre scale. *Chemical Geology*, 261(3-4), 217-229.

Withjack, E., (1988). Computed tomography for rockproperty rockproperty determination and fluid-flow visualization. s.l.:SPE Formation Evaluation 3 (4), 696–704..

Xradia, (Sin Fecha): UltraXRM-L200 Nano-scale X-ray MicroscopE; Recuperado de <https://www.microscop.ru/uploads/ultraxrm-l200.pdf>

Xradia, 2018: VersaXRM-500 High-Resolution, 3D X-ray Microscope; Recuperado de [https://ulsites.ul.ie/mssi/sites/default/files/XRM500\\_0811\\_W\\_1.pdf](https://ulsites.ul.ie/mssi/sites/default/files/XRM500_0811_W_1.pdf)

Yang Chen, Liang Peng y Avgeriou Paris . 2015; Systematic mapping study on the combination of software architecture and agile development

Yeh, G. & Tripathi, V., (1989). A critical Evaluation of Recent Developments in Hydrogeochemical Trnasport Models of Reactive Multichemical Components. s.l.:Water Resources research, vol. 25, no. 1, pp. 93-108.

Zeiss, (Sin Fecha): UltraXRM-L200 Ultra-high Resolution, Non-destructive 3D Imaging; recuperado de <https://www.zeiss.com.br/microscopy/website/x-ray-microscopy/ultraxrm-l200.html>

Zeiss, (sin Fecha): ZEISS Xradia 410 Versa Submicron X-ray Imaging: Bridge the Gap in Lab-based Microscopy; Recuperado de <https://www.zeiss.com/content/dam/Microscopy/us/download/pdf/Products/xradia520versa/xradia-410-versa-product-information.pdf>

Zeiss, (Sin fecha): Zeiss Xradia 410 Versa; Recuperado de <https://www.zeiss.com/microscopy/int/products/x-ray-microscopy/zeiss-xradia-410-versa.html>

Zeng, Y., Gantzer, C., Peyton, R. & Anderson, S., (1996). Fractal dimension and lacunarity of bulk density determined with X-ray computed tomography. s.l.:Soil Science Society of America Journal 60, 1718–1724.

Zhang, Y., Jin, S., Wang, Y., & Wang, Y. (2015, August). Characterization of the pore size distribution with SEM images processing for the tight rock. In *Information and Automation, 2015 IEEE International Conference on* (pp. 653-656). IEEE.