

**Estudio Fluidodinámico de Inyección de Agua con Nanopartículas de Óxido de Cobre Para las Diferentes Morfologías de Poros en Recobro Mejorado Aplicando Técnicas de CFD.**

**Oscar Andrés Martínez Rueda**

**Trabajo de Grado Para Optar el Título de Ingeniero De Petróleos**

**Director**

**Germán González Silva**

**Ph.D. Ingeniería Química**

**Codirector**

**Natalia Prieto Jiménez**

**M.Sc. Ingeniería Química**

**Universidad Industrial De Santander**

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2019**

*Dedico este trabajo a mis padres,  
Emérita Rueda Carreño y José Ángel Martínez Calderón.*

### **Agradecimientos**

El profesor Germán González Silva, por haberme dado la oportunidad y confiado en mí para realizar este proyecto de investigación, gracias por su dedicación, colaboración, orientación y siempre estar disponible en cada paso realizado durante el proyecto.

A la profesora Natalia Prieto Jiménez, por su orientación, dedicación y por haberme dado la oportunidad de trabajar en los equipos de cómputo, ya que por su labor y gestión se logró obtener las licencias pagas para la realización del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial al cuerpo docente de la escuela de Ingeniería de Petróleos por brindar las bases del conocimiento, por haber hecho una persona íntegra con grandes capacidades para contribuir al desarrollo económico, industrial, comercial y social del país.

A los compañeros del grupo de investigación modelamiento de procesos de hidrocarburos, y al semillero en nanotecnología, modelado y simulación numérica aplicada a la industria del petróleo por compartir sus conocimientos y el apoyo mutuamente como estudiantes de Ingeniería de Petróleos.

A las instalaciones de la Escuela de Ingeniería Mecánica por su colaboración y servicios prestados en el desarrollo del proyecto.

**Tabla de Contenido**

Introducción .....	16
1. Objetivos .....	18
1.1 Objetivo general .....	18
1.2 Objetivos específicos .....	18
2. Modelo matemático .....	19
2.1 Ecuación general de conservación .....	19
2.1.1 Ecuación de conservación de masa.....	22
2.1.2 Ecuación de conservación de momento.....	23
2.2 Forma integral de la ecuación general .....	24
2.3 Consideraciones físicas.....	25
2.3.1 Problemas de equilibrio.....	25
2.3.2 Problemas transitorios.....	26
3. Nanotecnología en inyección de agua aplicando técnicas de CFD.....	26
3.1 Inyección de Agua .....	27
3.1.1 Eficiencia de barrido areal .....	27
3.1.2 Eficiencia de barrido vertical.....	28
3.1.3 Eficiencia de barrido volumétrico.....	29
3.1.4 Eficiencia de desplazamiento.....	30
3.2 Uso de nanotecnología en inyección de agua .....	30
3.3 Dinámica computacional de fluidos (CFD) .....	33

ESTUDIO FLUIDODINÁMICO EN RECOBRO MEJORADO APLICANDO CFD	7
3.3.1 Ventajas y desventajas .....	35
3.4 CFD en recobro mejorado.....	36
4. Metodología .....	41
4.1 Identificación del problema .....	43
4.2 Pre-procesamiento.....	43
4.2.1 Geometría.....	43
4.2.2 Malla .....	46
4.2.3 Propiedades de los fluidos. ....	48
4.2.4 Condiciones de contorno.....	49
4.2.5 Modelos físicos. ....	51
4.3 Solver .....	51
4.4 Post-procesamiento .....	51
5. Análisis de resultados .....	52
5.1 Test de independencia de malla .....	52
5.2 Influencia del tamaño en el paso del tiempo.....	54
5.3 Validación del modelo .....	55
5.3.1 Resultados geometría A. ....	57
5.3.2 Resultados geometría B. ....	60
5.4 Comportamiento del nanofluido durante la inyección.....	64
5.5 Comportamiento de la presión durante la inyección.....	67
6. Conclusiones .....	70
7. Trabajos futuros .....	72
Referencias Bibliográficas .....	73

**Lista de Figuras**

Figura 1. Volumen de control .....	20
Figura 2. Inyección de agua y un pozo productor.....	27
Figura 3. Posición del frente de invasión.....	28
Figura 4. Eficiencia de barrido vertical.....	29
Figura 5. Incremento de la superficie de área con nanopartículas .....	31
Figura 6. Diseño de un avión a escala en un túnel de viento .....	34
Figura 7. Alabe del vehículo Hyper-X modelado con CFD .....	34
Figura 8. Contorno de volumen fraccional con inyección de nanofluidos. ....	37
Figura 9. Contorno de volumen fraccional del nanofluido. ....	38
Figura 10. Contorno de temperatura del aceite después de 1 VP del fluido inyectado .....	39
Figura 11. Comparación del contorno del volumen fraccional del petróleo simulado (a) y el experimental (b) .....	40
Figura 12. Desplazamiento del petróleo por medio de agua y polímero .....	41
Figura 13. Metodología.....	42
Figura 14. Corte transversal del plug.....	44
Figura 15. Diseño de geometría A. ....	45
Figura 16. Diseño de geometría B. ....	45
Figura 17. Malla geometría A.....	47
Figura 18. Malla geometría B. ....	48
Figura 19. Espesor de la geometría A.....	50

Figura 20. Contorno de presión .....	53
Figura 21. Puntos en el test de malla .....	53
Figura 22. Test de malla.....	54
Figura 23. Factor de recobro obtenido experimentalmente .....	56
Figura 24. Resultados geometría A.....	58
Figura 25. Geometría A, fracción volumétrica del nanofluidos con $\rho = 1103,36 \text{ kg/m}^3$ .....	59
Figura 26. Geometría A, fracción volumétrica del nanofluidos con $\rho = 1262,75 \text{ kg/m}^3$ .....	60
Figura 27. Resultados geometría B.....	61
Figura 28. Geometría B, fracción volumétrica del nanofluidos con $\rho = 1103,36 \text{ kg/m}^3$ .....	62
Figura 29. Geometría B, fracción volumétrica del nanofluidos con $\rho = 1262,75 \text{ kg/m}^3$ .....	63
Figura 30. Geometría A, Comportamiento fluidodinámico a medida que ingresa al medio poroso .....	65
Figura 31. Geometría B, Comportamiento fluidodinámico a medida que ingresa al medio poroso .....	66
Figura 32. Contornos de presión en la geometría A .....	68
Figura 33. Contornos de presión en la geometría B.....	69

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Definición de variables y coeficientes en la ecuación general de conservación .....	24
Tabla 2. Ventajas y desventajas al usar CFD.....	35
Tabla 3. Características del enmallado .....	46
Tabla 4. Propiedades de los materiales .....	49
Tabla 5. Error relativo en el paso del tiempo.....	55
Tabla 6. Especificaciones del computador.....	55

### Nomenclatura

Símbolo	Nombre	Unidad
$\Delta$	Tamaño de celda, tamaño de filtro	
$\nabla$	Operador divergencia, operador gradiente	
$J$	Nodo j-ésimo	
$\vec{j}$	Flujo	$m^3/s$
$\vec{v}$	Vector velocidad	$m/s$
$u$	Componente de la velocidad en la dirección x	$m/s$
$v$	Componente de la velocidad en la dirección y	$m/s$
$w$	Componente de la velocidad en la dirección z	$m/s$
$\vec{i}$	Vector unitario en la dirección x	
$\vec{j}$	Vector unitario en la dirección y	
$\vec{k}$	Vector unitario en la dirección z	
$\rho$	Densidad	$Kg/m^3$

$\phi$	Variable genérica	
$\Gamma$	Coeficiente de transporte	
$S$	Término fuente	
$\vartheta$	Volumen del elemento de control	$m^3$
$t$	Tiempo	$s$
$\vec{g}$	Aceleración gravitatoria	$m/s^2$
$p$	Presión	$Pa$
$\mu$	Viscosidad (dinámica)	$Pa*s$
$\partial$	Operador derivada parcial	
$d$	Operador derivada	
$\vec{A}$	Vector del área superficial	$m^2$
$V$	Volumen	$m^3$
$\int$	Operador integral	
$E_V$	Eficiencia volumétrica	
$E_A$	Eficiencia areal	
$E_i$	Eficiencia vertical	

$E_D$  Eficiencia de desplazamiento

$F_R$  Factor de recobro

### **Siglas**

$CFD$  Computational Fluid Dynamics

$EOR$  Enhance Oil Recovery

$ANH$  Agencia Nacional de Hidrocarburos

$VP$  Volumen Poroso

## Resumen

**TÍTULO:** ESTUDIO FLUIDODINÁMICO DE INYECCIÓN DE AGUA CON NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE COBRE PARA LAS DIFERENTES MORFOLOGÍAS DE POROS EN RECOBRO MEJORADO APLICANDO TÉCNICAS DE CFD\*

**AUTOR:** OSCAR ANDRÉS MARTÍNEZ RUEDA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** EOR, Nanopartícula, Fluidodinámico, Microporo, Inyección de agua.

### DESCRIPCIÓN:

La industria petrolera ha estado buscando nuevos avances o descubrimientos de nuevos yacimientos, donde nos permita suplir la necesidad energética mundial y en especial la colombiana. La mayoría de los yacimientos producen por medio de técnicas convencionales y al abandonar el pozo aún queda una gran cantidad de petróleo por extraer. Actualmente se está trabajando en mejores técnicas de recobro mejorado (EOR-*Enhance Oil Recovery*) combinando los nanofluidos para su implementación, pero sus estudios se están realizando a nivel de laboratorio, lo cual hace imperativo el uso de simulación numérica, en especial la implementación de técnicas de CFD (*Computational Fluid Dynamics*). Este estudio, recrea un micro-modelo inyectando agua con nanopartículas de óxido de cobre (CuO), recorriendo las morfologías de poros, donde se usaron dos concentraciones diferentes de nanopartículas en el fluido base, alterando la densidad y viscosidad del fluido inyectado. Se definieron las propiedades fisicoquímicas de las nanopartículas y el fluido de inyección con datos reportados en la literatura, ahorrando grandes costos y tiempo en la realización del experimento a nivel de laboratorio. Para su desarrollo se usó la herramienta *ANSYS Fluent* que soluciona las ecuaciones gobernantes en la dinámica de fluidos, mediante el método de volúmenes finitos. Se estudió el comportamiento fluidodinámico visualizando con detalle en que partes de la morfología queda atrapado el petróleo y la influencia de la geometría en el recobro final dando como resultado un error relativo al factor de recobro de 9,45% y 3,87% en la primera y segunda geometrías diseñadas, mostrando la influencia del nanofluido en el empuje del petróleo removido y el comportamiento de la digitación en su trayectoria inicial.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Germán González Silva. Ph.D. Ingeniero químico. Codirector: Natalia Prieto Jiménez. M.Sc. Ingeniera química.

## Abstract

**TITLE:** FLUID DYNAMIC STUDY OF WATERFLOODING WITH NANOPARTICLES OF COPPER OXIDE FOR DIFFERENT PORE MORPHOLOGIES IN EOR APPLYING CFD TECHNIQUES\*.

**AUTHORS:** OSCAR ANDRÉS MARTÍNEZ RUEDA\*\*

**KEYWORDS:** EOR, Nanoparticles, Fluid dynamic, Micropore, Waterflooding.

### DESCRIPTION:

The oil industry has been looking for new advances or discoveries of new deposits where it allows us to meet the world's energy needs and especially the Colombian one. The majority of the deposits produce by means of conventional techniques and when leaving the well a great amount of petroleum remains to extract. Work is currently being done on improved techniques for improved recovery (EOR-Enhance Oil Recovery) by combining nanofluids for their implementation, but their studies are being carried out at the laboratory level, which makes it imperative to use numerical simulation, especially the implementation of CFD (Computational Fluid Dynamics) techniques. This study recreates a micro-model by injecting water with copper oxide nanoparticles (CuO) through the pore morphologies, where two different concentrations of nanoparticles were used in the base fluid, altering the density and viscosity of the injected fluid. The physicochemical properties of the nanoparticles and the injection fluid were defined with data reported in the literature, saving large costs and time in conducting the experiment at the laboratory level. For its development, the ANSYS Fluent tool was used to solve the governing equations in fluid dynamics, using the finite volume method. Fluid dynamic behavior was studied by visualizing in detail in which parts of the morphology the oil is trapped and the influence of the geometry in the final recovery resulting in an error related to the recovery factor of 9.45% and 3.87% in the First and second geometries designed, showing the influence of nanofluid on the thrust of the oil removed and the behavior of the fingering in its initial trajectory.

---

\* Project of grade

\*\* Faculty of Engineering Physical Chemical. School of Engineer Petroleum. Director: Germán González Silva. Ph.D. Ingeniero químico. Codirector: Natalia Prieto Jiménez. M.Sc. Ingeniera química.

## Introducción

Con el fin de aumentar el porcentaje de recobro mejorado (EOR), se han implementado técnicas alternativas que nos permitan recuperar en lo posible la mayor cantidad de crudo en los yacimientos. Actualmente se están implementando nuevas tecnologías, como lo es la nanotecnología, una ciencia a escala nanométrica, permitiéndonos la inyección de nanofluidos que aumenta la eficiencia de barrido y la recuperación final del petróleo para retrasar el abandono de campos petrolíferos (Lárez Velásquez, Koteich Khatib, & López González, 2015). El uso de nanopartículas ayuda a intensificar la viscosidad del fluido inyectado y la reducción de la tensión interfacial entre la fase sólida, oleosa y acuosa, con un mejor empuje del petróleo, por lo tanto, se consigue un gran desprendimiento de la roca, que mejora sustancialmente la producción de hidrocarburos (Li, Wang, & Jiang, 2018). Los métodos convencionales de recobro mejorado tienen altos gastos, pero los nanofluidos pueden compensar esos inconvenientes económicos.

Para estudiar la morfología en el medio poroso, este trabajo utilizara un enfoque de dinámica de fluidos computacional (CFD) (por sus siglas en inglés, *Computational Fluid Dynamics*) ya que es una herramienta que estudia el comportamiento fluidodinámico de sistemas, transferencia de calor y la solución de ecuaciones de cantidad de movimiento, continuidad y energía a través de métodos numéricos. En comparación con los métodos de laboratorio que tienen limitaciones en sus principales características. CFD nos permite estudiar condiciones específicas y críticas en un proceso, reduciendo el tiempo y costos, obteniendo información completa, permitiendo la visualización de detalles muy precisos en la solución (González-Silva, Matos, Martignoni, & Mori, 2012a; Marzullo, Keane, Geron, & Monaghan, 2019; Prieto Jiménez, González Silva, &

Chaves Guerrero, 2019). Se tiene la facilidad de diseñar diferentes morfologías de poros bidimensionales definidos en microescalas, ya sea en la creación de patrones innovadores o desde el diseño de poro más simple hasta los patrones de prototipos de yacimientos en una sección delgada de las rocas del reservorio (Emami Meybodi, Kharrat, & Nasehi Araghi, 2011).

El objetivo del presente trabajo es un estudio fluidodinámico de inyección de agua con nanopartículas de óxido de cobre, utilizando técnicas computacionales de CFD, para una morfología de poro, aumentando el porcentaje en recobro mejorado. Por medio del Grupo de Investigación de Modelamiento en Procesos de Hidrocarburos (GMPH) se están desarrollando otros estudios con nanofluidos diferentes con el fin de abarcar todas las nanopartículas influyentes en los fluidos de inyección de recobro mejorado, para saber a ciencia cierta que sucede en estos procesos a nivel microscópico.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Realizar el estudio fluidodinámico de la inyección de nanofluidos para diferentes morfologías de poro aplicado a recobro mejorado, utilizando técnicas computacionales de CFD.

### **1.2 Objetivos específicos**

Definir las propiedades fisicoquímicas de las nanopartículas y el fluido de inyección con datos reportados en la literatura.

Definir los tipos de morfologías bidimensionales de poros del yacimiento, en el cual se llevará a cabo el estudio fluidodinámico.

Definir las condiciones de operaciones para la simulación y modelamiento numérico, del comportamiento de nanofluidos.

Realizar la construcción geométrica de los poros seleccionados utilizando un programa de diseño CAD.

Estudiar el comportamiento fluidodinámico de la nanopartícula de óxido de cobre en función de la forma de poros en el yacimiento.

Determinar la influencia que tienen las nanopartículas de óxido de cobre en las propiedades reológicas del fluido base, a partir del modelamiento con CFD.

## 2. Modelo matemático

Dar solución numérica a las ecuaciones fundamentales que gobiernan la dinámica computacional de fluidos en la recuperación de petróleo por un medio poroso, se resuelven por medio de herramientas computacionales, de ahí, el uso de *ANSYS Fluent*. Para el desarrollo de las ecuaciones generales de comportamiento de los flujos se han desarrollado diversas técnicas y aproximaciones, siendo el método de volúmenes finitos el más adecuado para describir ecuaciones de conservación, el cual se basa en tres principios básicos: masa, momento y energía (Cengel & Cimbala, 2006). A continuación, se describen las ecuaciones para dar solución al modelo matemático (Fernández Oro, 2012; González-Silva, Matos, Martignoni, & Mori, 2012b).

### 2.1 Ecuación general de conservación

Las ecuaciones que gobiernan la dinámica de fluidos están expresadas en términos de variables específicas o intensivas, es decir, de cantidades expresadas por unidad de masa. Considere una variable específica  $\phi$  definida sobre un volumen de control (VC) de dimensiones  $\Delta x$ ,  $\Delta y$ ,  $\Delta z$ , tal y como se muestra en la Figura 1. La variación de la variable en dicho volumen de control se puede considerar del principio de conservación como:

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Incremento de } \phi \\ \text{en el VC respecto} \\ \text{del tiempo} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{Flujo neto de } \phi \text{ que} \\ \text{entra en el VC por} \\ \text{las superficies} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{l} \text{Generación neta de } \phi \\ \text{en el interior del VC} \\ \text{respecto del tiempo} \end{array} \right] \quad (1)$$

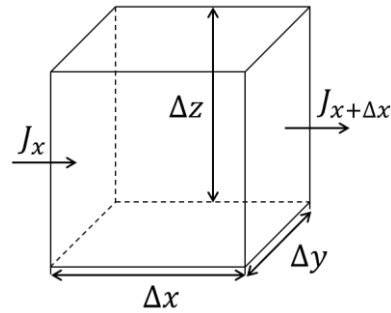


Figura 1. Volumen de control. Adaptado de Técnicas numéricas en ingeniería de fluidos. (Fernández Oro, 2012).

Todos los sumandos incluidos en la ecuación (1) se pueden expresar matemáticamente como:

$$(J_x - J_{x+\Delta x})\Delta y\Delta z\Delta t + (J_y - J_{y+\Delta x})\Delta x\Delta z\Delta t + (J_z - J_{z+\Delta x})\Delta x\Delta y\Delta t \quad (2)$$

Donde, en la dirección  $x$  de la Figura 1, se define el flujo neto como  $(J_x - J_{x+\Delta x})\Delta y\Delta z\Delta t$ , partiendo de esa expresión para definir el resto de las direcciones. Obteniendo el flujo neto total en el volumen de control en función del tiempo.

Teniendo en cuenta los mecanismos físicos de la generación del flujo, se define una expresión matemática para  $J$  en función de las propias variables de flujo. Asumiendo dos variables responsables de la generación de un flujo, como la difusión, originado a nivel molecular, microscópico y la convección, asociado al movimiento del fluido a nivel macroscópico, es posible formular los flujos en cada cara como combinación de ambos mecanismos. Definiendo el vector velocidad de flujo como  $\vec{v} = u\vec{i} + v\vec{j} + w\vec{k}$  para la dirección  $x$  se escribe de la siguiente manera:

$$J_x = \left( \rho u \phi - \Gamma \frac{d\phi}{dx} \right)_x ; + J_{x+\Delta x} = \left( \rho u \phi - \Gamma \frac{d\phi}{dx} \right)_{x+\Delta x} \quad (3)$$

Donde  $(\rho u)_x$  es el flujo másico a través de la cara  $x$  y  $\left(\Gamma \frac{d\phi}{dx}\right)_x$  es la difusión molecular de la variable, producido por un gradiente de dicha variable (flujos de zonas de mayor concentración a zonas de menor concentración) y modulada por un coeficiente de transporte  $\Gamma$  que informa la facilidad o dificultad del gradiente para establecer el flujo.

La generación neta de  $\phi$  en el volumen de control se puede expresar de manera genérica como  $S\Delta\vartheta\Delta t$ , donde  $S$  representa la generación (fuente o término fuente) de la variable por unidad de volumen.

El incremento de  $\phi$  en el volumen de control para un incremento de tiempo  $\Delta t$  viene expresado por  $(\rho\phi\Delta\vartheta)_{t+\Delta t} - (\rho\phi\Delta\vartheta)_t$ , donde  $\rho$  es la densidad del fluido  $\Delta\vartheta$  es el volumen del elemento de control y  $t$  es el tiempo.

Al introducir todas las variables dentro del balance en la ecuación (1), teniendo presente las siguientes acciones como dividir dicha expresión por  $\Delta\vartheta\Delta t$ , tomando límites cuando  $\Delta x, \Delta y, \Delta z, \Delta t \rightarrow 0$ , se obtiene una forma diferencial, pero es conveniente escribir la ecuación separando los términos difusivos de los convectivos da como resultado:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho u\phi) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v\phi) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho w\phi) = \frac{\partial}{\partial x}\left(\Gamma \frac{d\phi}{dx}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\Gamma \frac{d\phi}{dy}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\Gamma \frac{d\phi}{dz}\right) + S \quad (4)$$

O escrita de forma vectorial se tiene:

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}}_{\text{temporal}} + \underbrace{\nabla \cdot (\rho \vec{v} \phi)}_{\text{convectivo}} = \underbrace{\nabla \cdot (\Gamma \nabla \phi)}_{\text{difusivo}} + \underbrace{S}_{\text{fuente}} \quad (5)$$

En la ecuación general (5) se observan cuatro términos:

**Temporal:** representa la variación local con el tiempo en el interior del volumen de control; es decir, la acumulación o disminución de  $\phi$ .

**Convectivo:** representa el transporte de la variable de un punto a otro del dominio por medio de la velocidad del flujo.

**Difusivo:** corresponde con alguno de los fenómenos de transporte que ocurren a nivel molecular: la ley de Fourier para la difusión de calor; la ley de Fick para la difusión de masa o la ley de Newton para la difusión de cantidad de movimiento por efectos viscosos.

**Fuente:** para tener en cuenta fuentes de generación o destrucción de la variable transportada.

Representando la forma convectiva (en términos de divergencia) de la ecuación general de conservación. Al tener un flujo estacionario o en ausencia de cualquier tipo de producción o destrucción de la variable, la divergencia de los flujos convectivos y difusivos es cero:  $\nabla \cdot \vec{j} = 0$ . Por tanto, la forma conservativa es una definición exacta acerca de la conservación de  $\phi$  en función de los mecanismos físicos de flujo (convectivo y difusión).

**2.1.1 Ecuación de conservación de masa.** El principio de conservación de masa o ecuación de continuidad, establece de forma general que el incremento de masa en el interior de un elemento fluido es consecuencia del flujo neto de masa hacia dicho elemento. La ecuación para una expresión no estacionaria, tridimensional, en un punto para un fluido general es:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (6)$$

Donde  $\rho$  es la densidad de masa,  $t$  es el tiempo,  $\nabla$  es el operador nabla (operador de gradiente) y  $\vec{v}$  es el vector de velocidad, por consiguiente, el primer término de la ecuación (6) representa la tasa de cambio de la densidad con respecto al tiempo y el segundo término es el flujo neto de masa hacia afuera del elemento a través de sus fronteras, conocido como divergencia. En casos

particulares donde el flujo es incompresible, la densidad no varía en todo su dominio, por lo tanto, la ecuación se reduce a que la divergencia de la velocidad debe ser nula:

$$\nabla \cdot \vec{v} = 0 \quad (7)$$

**2.1.2 Ecuación de conservación de momento.** La ecuación de conservación de la cantidad de momento, es una aplicación de la segunda ley de Newton, la ecuación de momento para un fluido newtoniano e incompresible es la siguiente:

$$\rho \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + \rho(\vec{v} \cdot \nabla)\vec{v} = -\nabla p + \rho \vec{g} + \nabla(\mu \nabla \vec{v}) \quad (8)$$

De acuerdo a los campos vectoriales, es relativamente fácil reformular el término convectivo a:

$$(\vec{v} \cdot \nabla)\vec{v} \equiv \vec{v} \cdot \nabla \vec{v} = \nabla \cdot (\vec{v} \cdot \vec{v}) - \vec{v} \cdot (\nabla \cdot \vec{v}) \quad (9)$$

Y teniendo en cuenta que al ser incompresible el flujo es adivergente ( $\nabla \cdot \vec{v} = 0$ ), se obtiene directamente sustituyendo la ecuación (9) en la (8) se obtiene una ecuación en su forma conservativa:

$$\frac{\partial(\rho \vec{v})}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{v} \vec{v}) = \nabla(\mu \nabla \vec{v}) - \nabla p + \rho \vec{g} \quad (10)$$

Una expresión similar se obtendría para el caso compresible.

Partiendo de la ecuación (5) se puede obtener directamente la ecuación anterior, donde,  $\phi = \vec{v} = (u, v, w)$  siendo la velocidad la variable intensiva,  $\Gamma = \mu$  siendo la viscosidad la misma en todas las direcciones suponiendo un medio homogéneo e isotrópico, y en el término fuente se incorporan los gradientes de presión y otras fuerzas másicas como el campo gravitatorio.

En la Tabla 1 se resumen los coeficientes y variables de la ecuación general para obtener las ecuaciones antes descritas.

Tabla 1.

*Definición de variables y coeficientes en la ecuación general de conservación.*

<b>Variable/ coeficiente</b>	<b>Masa Ec. (6)</b>	<b>Momento Ec. (10)</b>
$\phi$	1	$(u, v, w)$
$\Gamma$	0	$(u, u, u)$
$S$	0	$\left(\frac{-\partial p}{\partial x} + S_x, \frac{-\partial p}{\partial y} + S_y, \frac{-\partial p}{\partial z} + S_z\right)$

Nota. Adaptado de Técnicas numéricas en ingeniería de fluidos. (Fernández Oro, 2012).

## 2.2 Forma integral de la ecuación general

La ecuación (5) es el punto de partida para todos los procedimientos computacionales que emplean métodos de volúmenes finitos. Por lo tanto, la integración de la ecuación general sobre un volumen de control tridimensional está dada por:

$$\int_V \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dV + \int_V \nabla \cdot (\rho\vec{v}\phi) dV = \int_V \nabla \cdot (\Gamma\nabla\phi) dV + \int_V S_\phi dV \quad (11)$$

Las integrales de volumen para los términos convectivos y difusivos se transforman a integrales de superficie sobre los contornos del volumen de control mediante el teorema de Gauss de la divergencia. Por tanto:

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho \phi dV + \int_S (\rho \vec{v} \phi) \cdot d\vec{A} = \int_S (\Gamma \nabla \phi) \cdot d\vec{A} + \int_V S_\phi dV \quad (12)$$

La interpretación física es que los términos convectivos y difusivos se reescriben en forma de flujos de la variable  $\phi$  en la dirección perpendicular a las superficies existentes de entrada y salida al volumen de control.

Hay que tener en cuenta para los casos de problemas no estacionarios, es necesario plantear la integración con respecto del tiempo  $t$  sobre un pequeño incremento temporal  $\Delta t$ , de esta manera se tendrá:

$$\int_{\Delta t} \frac{\partial}{\partial t} \left( \int_V \rho \phi dV \right) dt + \int_{\Delta t} \int_S (\rho \vec{v} \phi) \cdot d\vec{A} dt = \int_{\Delta t} \int_S (\Gamma \nabla \phi) \cdot d\vec{A} dt + \int_{\Delta t} \int_V S_\phi dV dt \quad (13)$$

## 2.3 Consideraciones físicas

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales a resolver es por medio de una formulación linealizada y discretizada, pero se necesita de una serie de condiciones de contorno que cierren el dominio y fijen el valor de las variables de las zonas extremas, tanto en el tiempo como en espacio. Donde se distinguen dos tipos: los problemas de equilibrio (*equilibrium problems*) y los problemas transitorios (*marching problems*).

La resolución de este tipo de problemas exige la definición de las condiciones de contorno en las fronteras para todas las variables del flujo a resolver.

**2.3.1 Problemas de equilibrio.** Son aquellos casos de flujo estacionario donde la solución no va a variar con el tiempo. Por ejemplo, el típico caso de una placa plana donde la distribución de

la temperatura es constante en el tiempo y en los bordes. Los problemas de este tipo están gobernados por ecuaciones elípticas, siendo la ecuación de Laplace el paradigma de todas ellas: flujo irrotacional de un fluido incompresible con transferencia de calor estacionaria por conducción. Todo problema de este tipo exige la definición de las condiciones de contorno en las fronteras para las variables del flujo a resolver.

**2.3.2 Problemas transitorios.** Son aquellos tipos de flujo que dependen del tiempo o evolución con este. Por este motivo, el flujo no estacionario como inyectar diferentes volúmenes porosos por un dominio, su comportamiento depende del tiempo de inyección, así mismo, tenemos los problemas con transferencia de calor transitorios y fenómenos oscilatorios u ondulatorios. Este tipo de problemas están gobernados por ecuaciones parabólicas e hiperbólicas.

### **3. Nanotecnología en inyección de agua aplicando técnicas de CFD**

En este capítulo se hace una descripción del método de recobro mejorado del crudo a partir de inyección de agua utilizadas en la industria petrolera y las actuales investigaciones de inyección de agua con nanopartículas haciendo énfasis en el gran potencial que tiene, especialmente en el uso de CFD. En la revisión bibliográfica no se encontró información considerable sobre simulaciones en la dinámica del fluido con las nanopartículas de óxido de cobre como se lleva a cabo.

### 3.1 Inyección de Agua

La inyección de agua se descubrió desde mediados del siglo XIX y se desarrolló progresivamente desde entonces, primordialmente se hizo con la intención de mantener la presión del yacimiento, pero no fue hasta 1890 cuando notaron que se obtenía una gran mejora en la producción, esto se debe al desplazamiento de los fluidos inmiscibles que están presentes en el yacimiento (Paris de Ferrer, 2001), generado por un contacto entre el agua y el aceite, se forma el frente de petróleo como se muestra en la Figura 2 con un pozo inyector y otro productor.

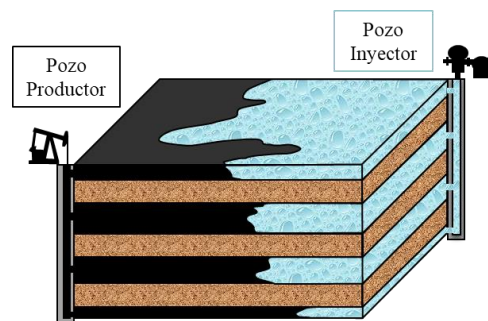


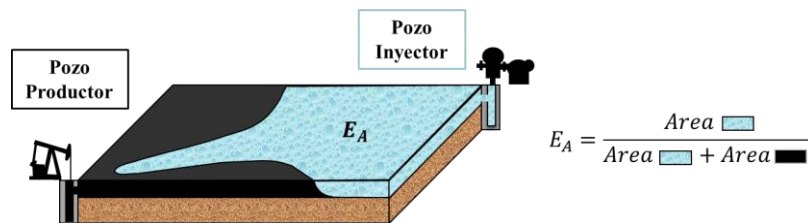
Figura 2. Inyección de agua y un pozo productor. Adaptado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. (Paris de Ferrer, 2001).

**3.1.1 Eficiencia de barrido areal,  $E_A$ .** Es la fracción del área horizontal del yacimiento (Figura 3) se define con la siguiente ecuación:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad (14)$$

Factores incontrolables que afectan la geometría del barrido areal, como lo son: las propiedades de la roca (conductividad, porosidad, permeabilidad) y las propiedades del sistema

roca-fluido (presiones capilares, permeabilidad relativa, ángulo de contacto); los factores que se pueden modificar son: la geometría de los pozos de inyección y producción, razón de movilidad y volumen de fluidos inyectados.



**3.1.2 Eficiencia de barrido vertical,  $E_i$ .** Es el área vertical contactada por el fluido desplazante (Figura 4) se define en la siguiente ecuación:

$$E_i = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad (15)$$

Algunos factores que afectan la eficiencia del barrido vertical son: la heterogeneidad del yacimiento, la razón de movilidad, volumen del fluido inyectado, las fuerzas gravitacionales y flujo cruzado entre capas.

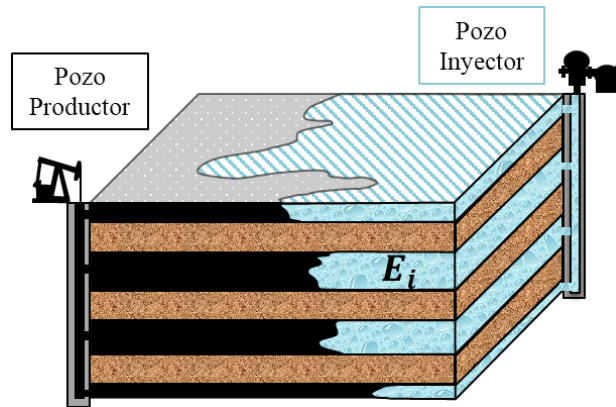


Figura 4. Eficiencia de barrido vertical. Adaptado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. (Paris de Ferrer, 2001).

**3.1.3 Eficiencia de barrido volumétrico,  $E_V$ .** Es la fracción del volumen total del yacimiento que es invadido con el fluido desplazante como se observó en la Figura 2 se define con la ecuación:

$$E_V = \frac{\text{volumen invadida}}{\text{volumen total invadible}} \quad (16)$$

También se expresa con la ecuación:

$$E_V = E_A * E_i \quad (17)$$

Donde:

$E_V$ = Eficiencia volumétrica.

$E_A$ = Eficiencia areal.

$E_i$ = Eficiencia vertical.

Dicha eficiencia es un factor macroscópico y los factores que afectan la movilidad de los fluidos como es el índice de inyectividad, fuerzas de gravedad, efecto de la tasa de flujo.

**3.1.4 Eficiencia de desplazamiento,  $E_D$ .** Es una medida de la efectividad del desplazamiento del fluido para mover el aceite, se refiere al petróleo residual o remanente a nivel microscópico. A nivel de laboratorio la eficiencia areal y la vertical se consideran como 1 debido al tamaño del *plug*, lo mismo se considera para yacimientos homogéneos ya que el fluido mantendrá el mismo frente.

Como producto de la eficiencia de desplazamiento y eficiencia de barrido volumétrico, se obtiene un factor de recobro:

$$F_R = E_D * E_V \quad (18)$$

Donde:

$F_R$  = Factor de recobro.

$E_D$  = Eficiencia de desplazamiento.

$E_V$  = Eficiencia volumétrica.

Siendo el factor de recobro igual a:

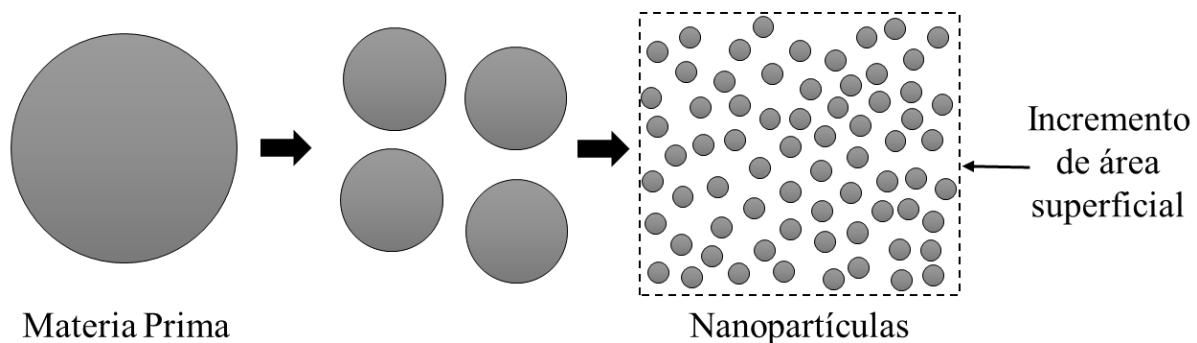
$$F_R = E_D * E_A * E_i \quad (19)$$

### 3.2 Uso de nanotecnología en inyección de agua

El término de nanotecnología en la ingeniería se refiere a la construcción de materiales tan pequeños y precisos que su unidad de medida es el nanómetro ( $10^{-9}$  metros), de hecho, cada palabra que empiece con “nano” se puede definir como “nanoescala X” que cubre un rango de 1-100 nm (El-Diasty & Aly, 2015).

Un nanofluido es la combinación de nanopartículas en tamaño nanométrico, las cuales se encuentran dispersas en una matriz líquida como el agua, la Figura 5 representa una de sus características principales en el uso de nanopartículas con el aumento del área superficial cada

vez que se disminuye el tamaño de las partículas y para conseguir la estabilización la cual se genera con incesantes colisiones entre ellas causadas por el movimiento Browniano. Las nanopartículas interactúan fuertemente en el fluido base a través de interacciones de Van der Waals, aunque debido a su peso algunas partículas no pueden mantenerse en suspensión y se depositan (Taylor et al., 2013). En principio, las nanopartículas se someten a ultrasonidos antes de mezclarse con el fluido base para alcanzar el tamaño original de las nanopartículas como en el caso del CuO alcanzar tamaños promedio de 23-50 nm, ya que las nanopartículas al conglomerarse dan un tamaño más grande cuando no está perturbado (Shah, 2009).



*Figura 5.* Incremento de la superficie de área con nanopartículas. Adaptado de (Taylor et al., 2013).

El uso de las nanopartículas en la utilización de recobro mejorado ha encontrado que mejora las propiedades de interacción de fluido-roca que cambia la humectabilidad de la roca, el coeficiente de transferencia de calor y entre fluido-fluido cambia significativamente la tensión interfacial (Dahkaee, Sadeghi, Fakhroueian, & Esmailzadeh, 2019), la viscosidad, la densidad,

mejoras en la emulsificación, la conductividad térmica y el calor específico (El-Diasty & Aly, 2015).

Proyectos de investigación reciente han demostrado que el tipo y forma de la nanopartícula alteran factores de la formación y las propiedades del aceite, por ejemplo, al usar las nanopartículas de óxido de aluminio reduce la viscosidad del aceite mientras que el óxido de silicio cambia la humectabilidad de la roca además de la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua causada por la presencia del etanol que es usado como el medio dispersante, (Ogolo, Olafuyi, & Onyekonwu, 2012), en otros estudios de laboratorio la recuperación de crudo con solo inyectar agua se obtiene un recobro del 31% y al usar los nanofluidos se puede lograr un aumento de hasta 42% al utilizar nano-sílice (Khademolhosseini, Jafari, & Shabani, 2015) también se encontró que la inyección de agua llega al 36% de recobro y al usar la nanosilica se llega al 67% (El-Diasty & Aly, 2015). Esto nos evidencia que la combinación de nanopartículas con agua, mejora la capacidad de desplazamiento del aceite en comparación de solo agua.

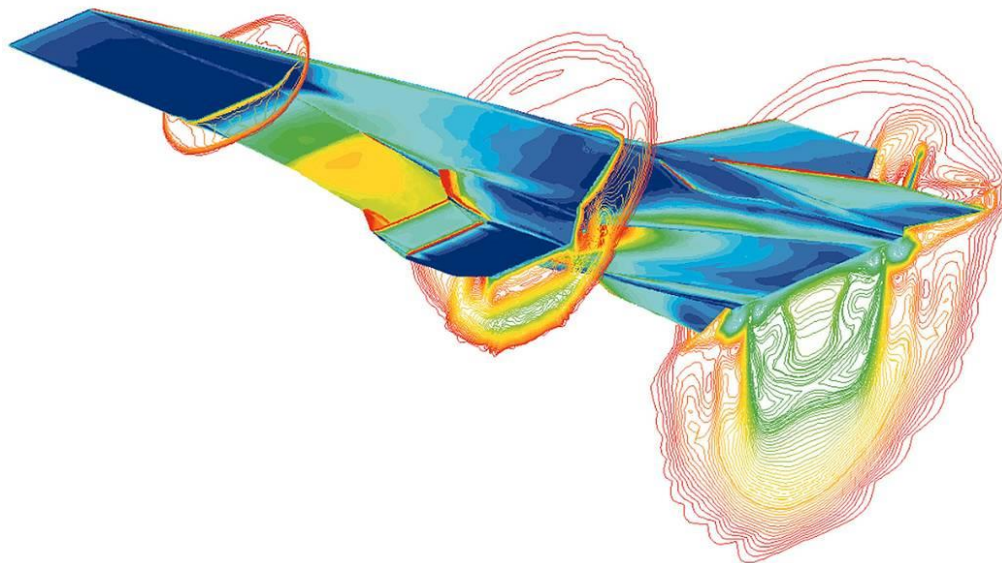
El uso de nanopartículas de óxido de cobre (CuO) logran alterar la humectabilidad de la roca y en concentraciones bajas ayudan a reducir la viscosidad del petróleo y aumento de la viscosidad del fluido inyectado (Ali, Kolo, Manshad, & Mohammadi, 2018), que ayuda a la recuperación de petróleo. Se tiene un desempeño normal de 52,43% sin usar nanofluidos, luego se obtiene un 80,027% al usar nanopartículas de CuO, disminuyendo la saturación de aceite residual y los cortes de agua (Tajmiri & Ehsani, 2016). La viscosidad aumenta a medida que disminuye el tamaño de partícula (Pastoriza-Gallego, Casanova, Legido, & Piñeiro, 2011). También, se encuentra el uso de nanopartículas de CuO en problemas de perforación usados en los lodos, donde, se mejora las propiedades térmicas, eléctricas y de pérdida de fluidos (Ponmani, Nagarajan, & Sangwai, 2016).

### 3.3 Dinámica computacional de fluidos (CFD)

La dinámica computacional de fluidos (Computational Fluid Dynamics) consiste en la solución numérica para resolver problemas físicos que están relacionados con el movimiento de los fluidos, motivo por el cual se puede realizar con maquinaria computacional, por esta razón abarca múltiples campos de aplicación. Hay dos métodos primordiales para la construcción y análisis de los sistemas de ingeniería relacionados con el movimiento de fluidos; el primero consiste, por lo general, en la construcción de modelos a escala que se prueban en túneles de viento. En la Figura 6 se aprecia una construcción de un avión a escala en el Centro de Investigación Ames de la NASA, instalado en el túnel de viento transónico de 11 pies por 11 pies (Aldenbrook, 2016). Al usar este método los ingenieros podrían obtener propiedades globales, como las caídas de presión, potencias, fuerzas de arrastre y estabilidad. Por otro lado, tenemos la implementación de CFD que implica la solución de ecuaciones diferenciales que proporcionan cálculos detallados del movimiento de los fluidos al emplear ordenadores en la solución de ecuaciones matemáticas, que expresan las leyes por las que se rigen los fluidos. La Figura 7 muestra los cálculos de la transferencia de calor en la superficie de un vehículo Hyper-X y los contornos del campo de flujo, donde predice el rendimiento del vehículo y el mejor método para determinar las cargas estructurales, de presión y de diseño térmico (Gibbs, 2015). Al emplear este método se pueden obtener predicciones del campo de flujo, como los perfiles de presión, velocidad, temperatura y esfuerzos de corte, sus poderosos gráficos pueden usarse para mostrar el comportamiento de flujo del fluido con imágenes tridimensionales (3D) y analizar puntos muy específicos (Anderson, 1995; Cengel & Cimbala, 2006; Versteeg & Malalasekera, 2007).



*Figura 6.* Diseño de un avión a escala en un túnel de viento. Adaptado de la página oficial de la NASA. (Aldenbrook, 2016)



*Figura 7.* Alabe del vehículo Hyper-X modelado con CFD. Adaptado de la página oficial de la NASA. (Gibbs, 2015)

**3.3.1 Ventajas y desventajas.** Es claro que el uso de las técnicas de CFD al aplicarlo amplia significativamente sus ventajas. Nos evita realizar estudios de laboratorio, que consumen grandes cantidades de tiempo y costos para realizar su previo estudio, que proporciona un número casi ilimitado de información, el uso de simuladores y herramientas de computo avanzadas, pueden minimizar costos y tiempo de experimentación. Además, permitiendo realizar simulaciones donde no es abordable por una empresa o simplemente no es viable, como situaciones donde la experimentación no es segura. Cabe resaltar que las técnicas de CFD no son gratuitas, pero reduce notablemente los costos en comparación de un laboratorio experimental (Chung, 2010). A continuación, en la Tabla 2 están resumidas las principales ventajas y desventajas de usos de técnicas numéricas para los estudios industriales.

Tabla 2.

*Ventajas y desventajas al usar CFD.*

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Análisis de diseño en entornos peligrosos, donde se ocasionan accidentes y llevar a su capacidad límite cualquier equipo.	Se necesita personal cualificado, para poder ejecutar programas y definir modelos, con buena interpretación de resultados.
Ahorro sustancial en tiempos y costos de cualquier diseño.	Tendencia a creerse los resultados sin la debida búsqueda experimental para validar.
Detalles de alta calidad, donde se puede estudiar fácilmente los parámetros con un gran manejo de información y por cada volumen de control es como tener un sensor en ese punto.	El uso de CFD es costoso, ya que se necesita gran capacidad de cálculo, por consiguiente, es obligatorio el uso de <i>clusters</i> para realizar computación en paralelo.

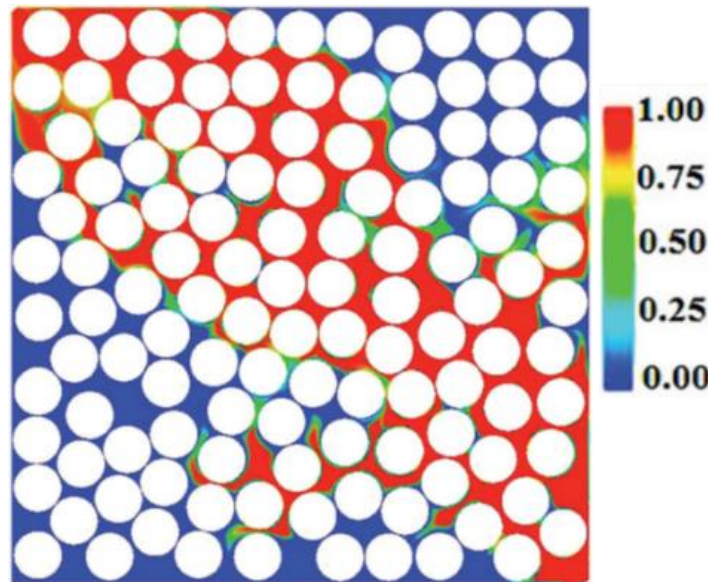
Capacidad de estudiar sistemas con entornos muy difícil de generar experimentalmente como lo son condiciones de ingravidez. Obtener resultados precisos no siempre es posible, debido a la necesidad de simplificar el fenómeno.

---

Nota. Adaptado de Técnicas numéricas en ingeniería de fluidos. (Fernández Oro, 2012).

### **3.4 CFD en recobro mejorado**

Es imperativo la búsqueda de nuevas soluciones para el aumento de la producción del petróleo y una herramienta que nos permita comprender y visualizar con detalle el comportamiento a nivel microscópico en los medios porosos es mediante el uso de CFD. En diferentes estudios al utilizar dicho método, se busca una morfología de poro que se asemeje a las del yacimiento, en la siguiente investigación simulan el efecto de la morfología de poro y su distribución en un micro-modelo 2D en función de la recuperación de petróleo de 19° API con la inyección de nanofluidos de óxido de sílice (Ghanad Dezfally, Jafari, & Gharibshahi, 2015) en la Figura 8 se puede apreciar el modelo creado por un software, obteniendo un porcentaje de error con el real de 5.17%.



*Figura 8.* Contorno de volumen fraccional con inyección de nanofluidos. Adaptado de CFD en recuperación mejorada de petróleo usando nanosilica. (Ghanad Dezfally et al., 2015).

Al mismo tiempo el autor hizo otra publicación con las mismas propiedades de los fluidos, esta vez hizo 6 diferentes morfologías de poros para analizar su comportamiento a través de este, En la Figura 9 se puede apreciar los contornos de volúmenes fraccionales del nanofluidos en una de las geometrías seleccionadas con la cual se obtuvo mejores resultados con un error relativo del 9.08% (Gharibshahi, Jafari, Haghtalab, & Karambeigi, 2015).

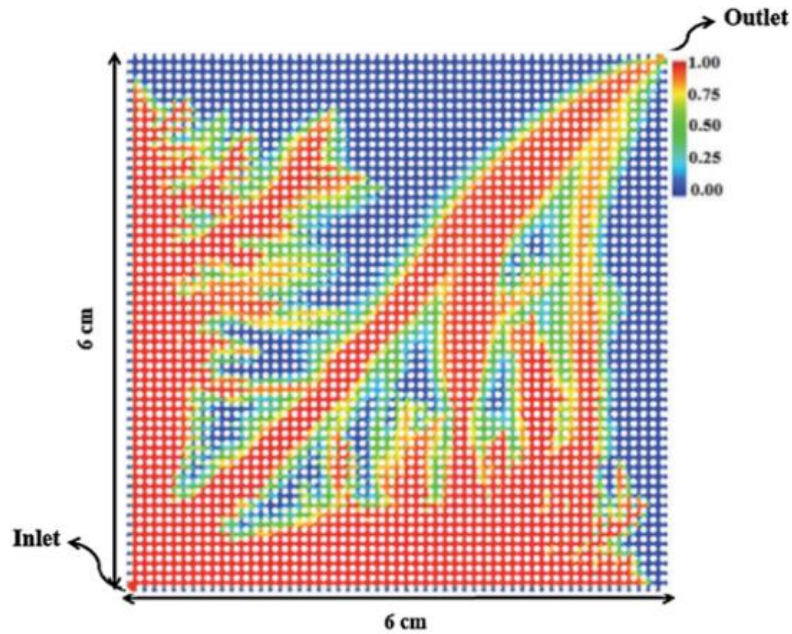
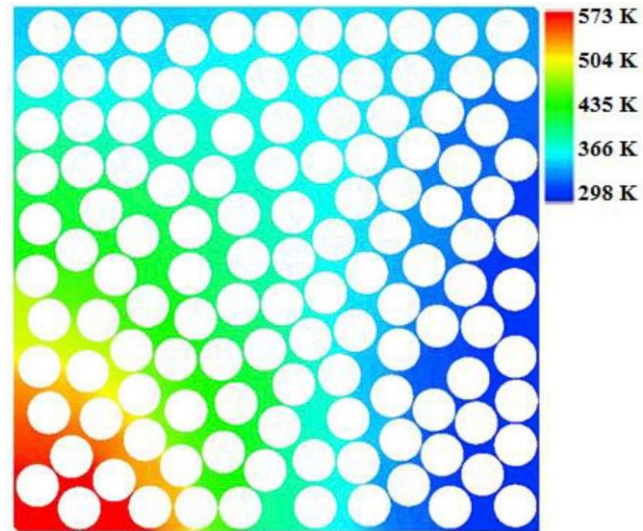


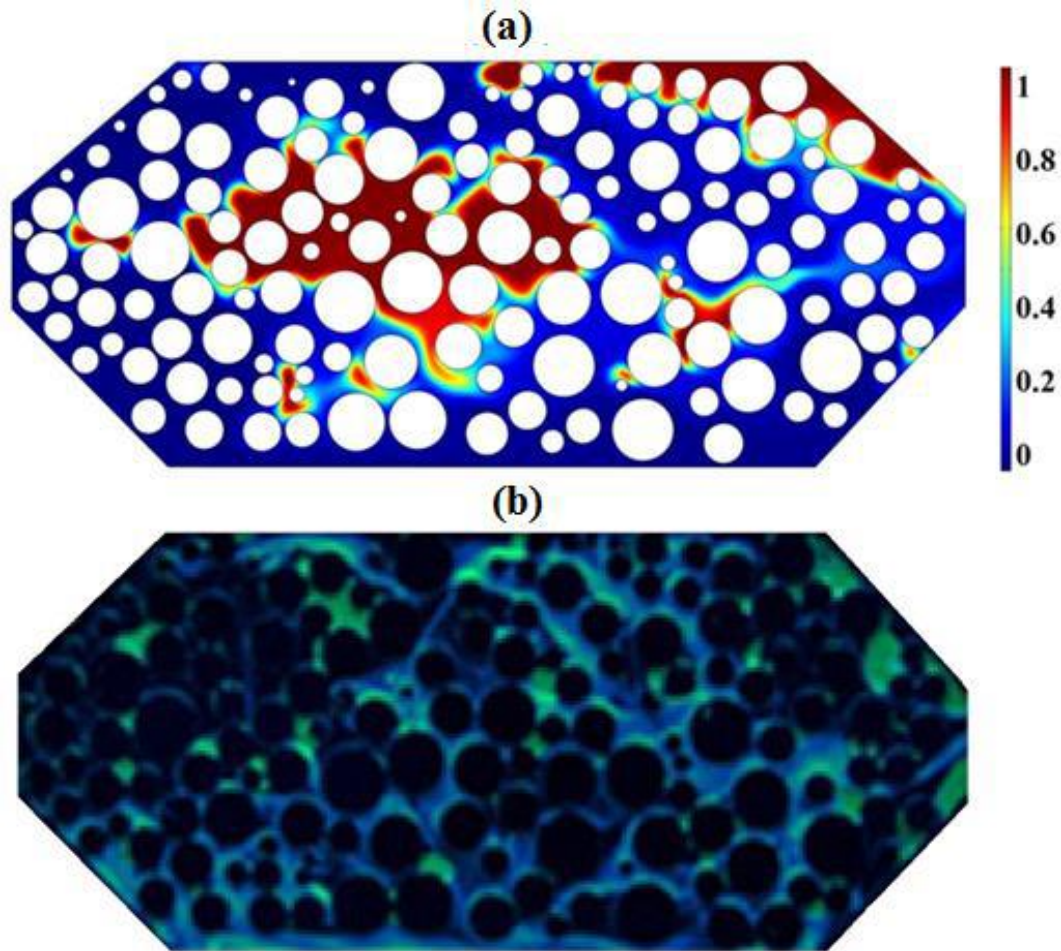
Figura 9. Contorno de volumen fraccional del nanofluido. Adaptado de Aplicación de CFD para evaluar el efecto de la morfología de los poros en las inundaciones de nanofluidos para mejorar la recuperación de petróleo. (Gharibshahi et al., 2015).

Actualmente se tiene una publicación realizada por los mismos autores donde se enfatizan en la recuperación de petróleo extra pesado con nanopartículas metálicas ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CuO}$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ,  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{TiO}_2$ ) en inyección de vapor en el mismo micro-modelo que se mencionó anteriormente, donde las nanopartículas de  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CuO}$  tuvieron un gran impacto en la recuperación de petróleo, luego continúan las de  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  en tercer y cuarto lugar, las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  debido a su baja conductividad térmica tiene un bajo impacto en la recuperación de petróleo. La Figura 10 muestra un contorno de temperatura de donde se trabajó la simulación (Gharibshahi, Jafari, & Ahmadi, 2019).



*Figura 10.* Contorno de temperatura del aceite después de 1 VP del fluido inyectado. Adaptado de Investigación de CFD en recuperación mejorada de petróleo extrapesado utilizando nanopartículas metálicas en inyección de vapor. (Gharibshahi et al., 2019).

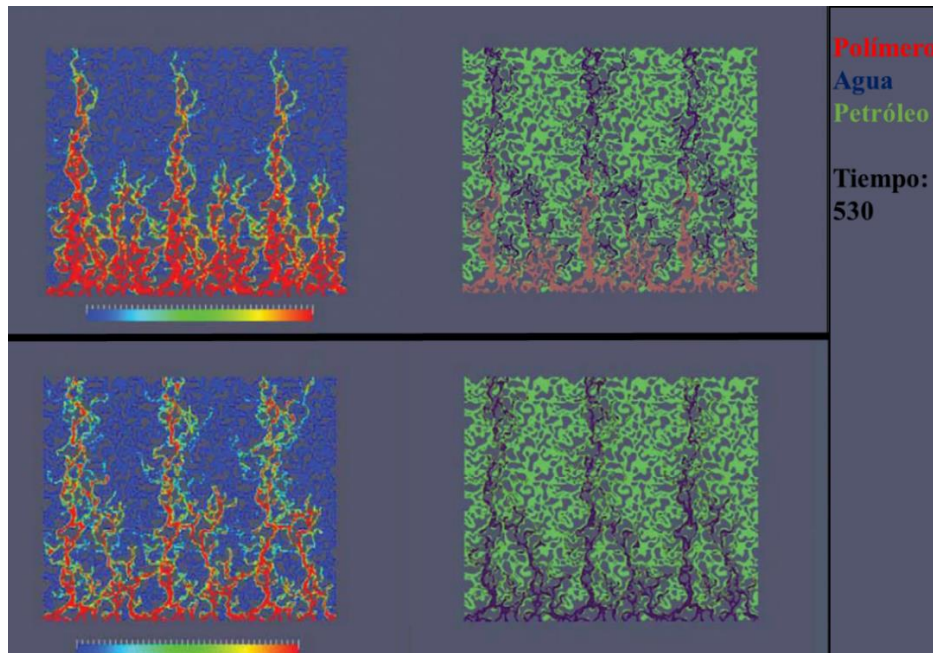
Investigaciones del efecto de la inundación de bio-surfactante en el factor de recuperación de petróleo utilizando CFD como método de investigación por medio de un micro-modelo en 2D disminuyendo el efecto de digitación y el aumento de la tensión superficial. La Figura 11 muestra los resultados de dicha investigación, donde la figura (a) se aprecian los contornos del petróleo restante y en la (b) es el resultado experimental, la cual se trabajó con 110.000 celdas con una velocidad de entrada de  $1,12 \times 10^{-4} \text{m/s}$  con un error relativo del 2,06 % (Jafari, Pour, & Gharibshahi, 2016).



*Figura 11.* Comparación del contorno del volumen fraccional del petróleo simulado (a) y el experimental (b). Adaptado de Simulación de en la inundación de biosurfactantes en un micromodelo para mejorar la recuperación de petróleo. (Jafari et al., 2016).

Recuperación de petróleo por medio de inyección de polímeros en medios porosos simulados por medio de dinámica de fluidos computacional, para su estudio se crearon micro-modelos con geometría de poros realistas, estos se saturan con un petróleo viscoso de 25,8° API y se investiga experimentalmente el desplazamiento de las soluciones de aceite por el agua y un polímero llamado FP3630 con una viscosidad de 16 cp. En la Figura 12 se aprecian los resultados de dicha investigación donde la parte superior de la imagen son los contornos después de inyectar el polímero y la imagen inferior solo se aprecia la inyección de agua, lo cual, nos mencionan que

disminuyo la digitación y aumento la eficiencia de barrido en consecuencia. La geometría de la red de poros se digitalizó con microscopía electrónica de barrido (SEM) para ser usado en la simulación con CFD con un enmallado de 180.000 celdas (Clemens, Tsikouris, Buchgraber, Castanier, & Kavscek, 2013).



*Figura 12.* Desplazamiento del petróleo por medio de agua y polímero. Adaptado de Evaluación a escala de poros de polímeros desplazando aceite viscoso simulado con CFD. (Clemens et al., 2013).

#### 4. Metodología

En el presente capítulo se describe la metodología utilizada para la realización de la simulación numérica del recobro de crudo. La primera etapa es la identificación del problema y sus objetivos

planteados. En la segunda se prosigue con el Pre-procesamiento el cual está constituido por la creación de la geometría, el enmallado y la inserción de modelos que generan la física de los fluidos en el sistema. La tercera etapa consiste en la solución del modelo computacional, seguido de un Post-procesamiento para su análisis de los datos y por último la validación del modelo que nos permite decidir si todas las etapas fueron ejecutadas correctamente mediante los datos experimentales, concluyendo con el análisis de resultados. La metodología descrita se puede apreciar en la Figura 13.

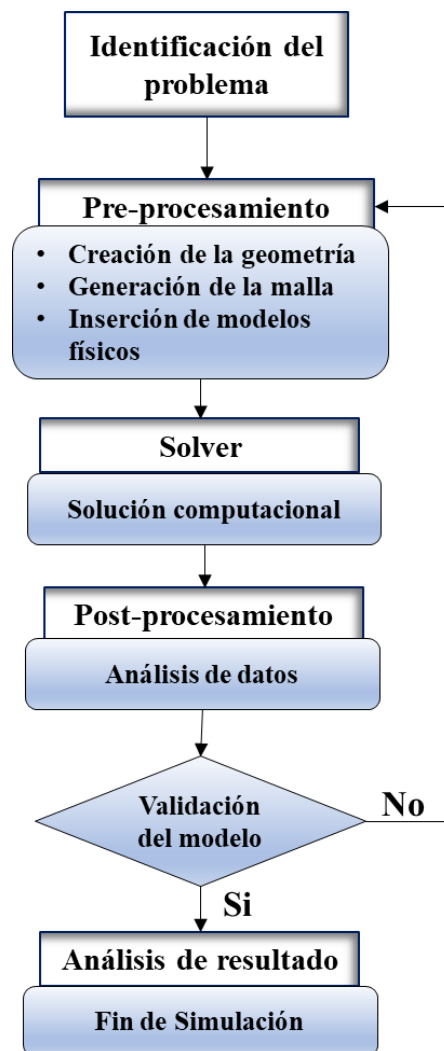


Figura 13. Metodología. Adaptada de (Fernández Oro, 2012).

#### 4.1 Identificación del problema

En el presente trabajo se estudia el comportamiento fluido-dinámico de inyección de agua con nanopartículas de óxido de cobre para las diferentes morfologías de poros en recobro mejorado. Para tal fin, se construyeron dos prototipos de geometría de poro, donde se inyectan dos nanofluidos con densidades diferentes en cada caso, donde se busca un comportamiento más cercano al real, los patrones de los modelos son validados a partir de las geometrías realizadas en los diferentes estudios (Emami Meybodi et al., 2011) (Gharibshahi et al., 2015) apropiadas para una operación de inundación con nanofluidos.

#### 4.2 Pre-procesamiento

El Pre-procesamiento corresponde a la primera etapa de modelado en CFD, donde se genera el contorno limpio para la geometría. Posteriormente definir un enmallado de alta calidad para obtener excelentes resultados. También, se definen los modelos físicos ideales para concebir el comportamiento fluido-dinámico en el medio poroso y las propiedades de los fluidos allí presentes, junto con sus condiciones de contorno.

**4.2.1 Geometría.** La creación de la geometría bidimensional se genera mediante el programa *Design Modeler*, disponible en el *software ANSYS Fluent*. La creación del micro-modelo, se partió de las dimensiones de un modelo físico de laboratorio (Haroun et al., 2012) en donde se tomaron las medidas allí mencionadas, donde se modificó levemente sus dimensiones con las reales, en la Figura 14 se asocia la geometría propuesta partiendo de un corte transversal realizado al *plug* de los experimentos. De acuerdo con la clasificación del tamaño de poro del micro-

modelo se toman las areniscas descritas por la literatura (Kate & Gokhale, 2006) las cuales tienen hasta un radio en la garganta de poro que varía de 0,1 a 20 micrómetros. El tamaño de grano ronda hasta los 2 mm, según la clasificación de las rocas carbonatadas y sus texturas depositadas (Lokier & Al Junaibi, 2016).

Según lo antes mencionado, las geometrías creadas para esta etapa son las siguientes: la geometría A se aprecia en la Figura 15 la cual tiene una dimensión de 5,5494 cm  $\times$  3,8684 cm con una porosidad de 23,481% con un tamaño de grano de 0,166 cm y la separación mínima en la garganta de poro es un diámetro de 21 micrómetros, obteniendo 759 granos distribuidas geoméricamente por todo el modelo y se crea una configuración ideal con interconexiones por todo el medio poroso. La geometría B se aprecia en la Figura 16 con una dimensión de 5,647 cm  $\times$  3,937 cm con una porosidad de 23,483% con un tamaño de grano de 0,167 cm con una separación mínima en la garganta de poro siendo de un diámetro de 40 micrómetros respectivamente, con una misma cantidad de granos y distribución que la anterior.

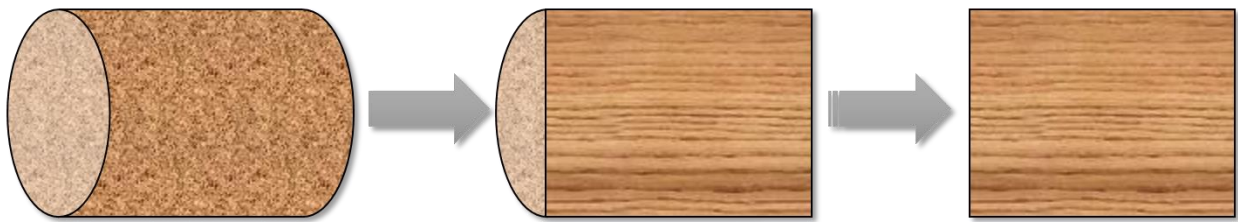


Figura 14. Corte transversal del *plug*.

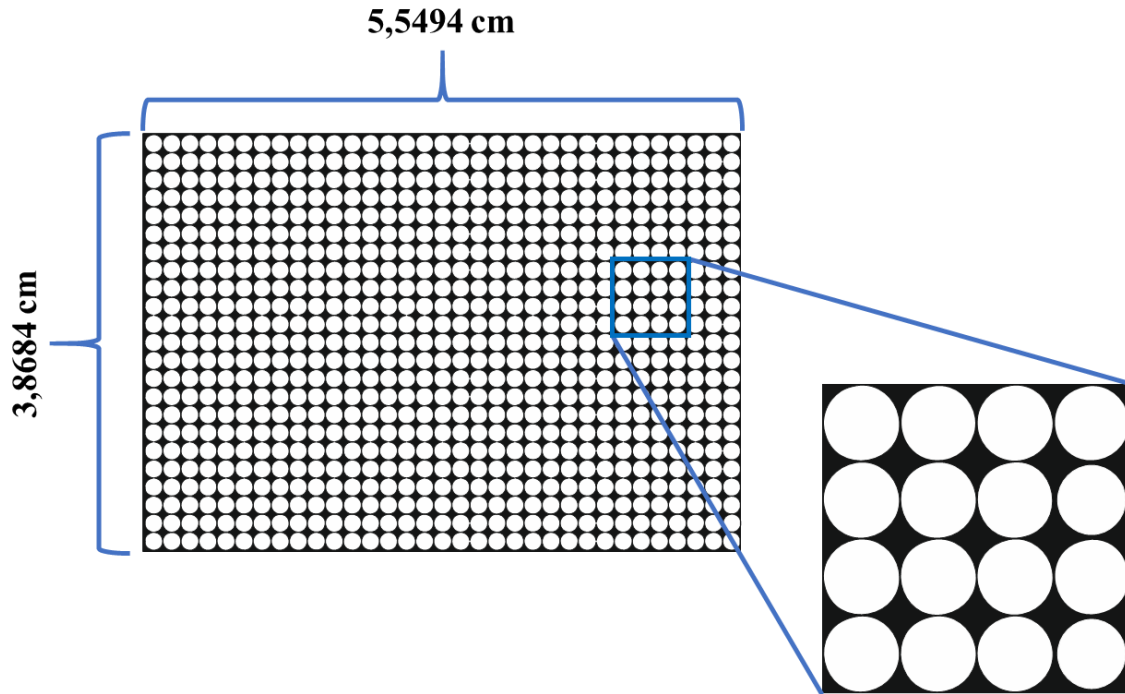


Figura 15. Diseño de geometría A.

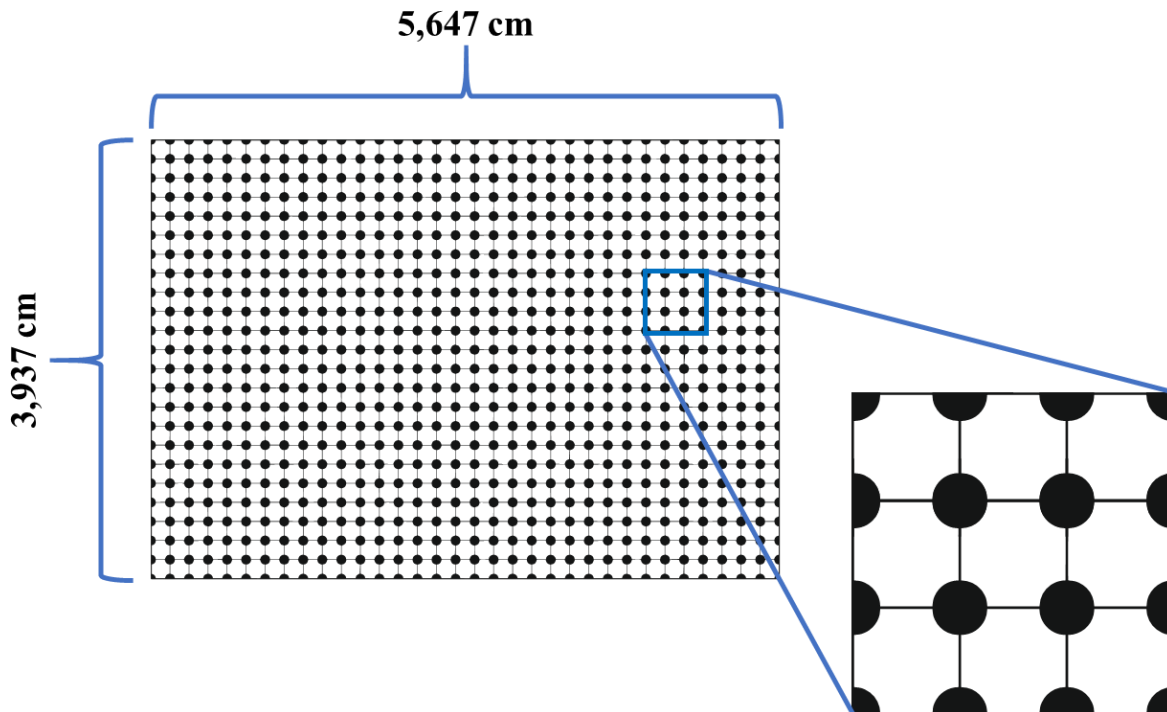


Figura 16. Diseño de geometría B.

**4.2.2 Malla.** La creación del enmallado se realizó mediante el programa *Meshing* disponible en el paquete de servicios del software *ANSYS*. La malla utilizada para discretizar el dominio en 2D es por medio de tetraedros para toda la geometría como se aprecia en la Figura 17 y Figura 18, las características del enmallado se encuentran en la Tabla 3.

Tabla 3.

*Características del enmallado*

<b>Descripción</b>	<b>Geometría A</b>	<b>Geometría B</b>
Número de elementos	2005825	1993145
Numero de nodos	1139952	1115667
Tasa de crecimiento	1,17	1,2

En ambas geometrías se genera automáticamente un enmallado más refinado por medio de las gargantas de poro, con el objetivo de resolver con mayor precisión las propiedades de volúmenes fraccionales que por allí pasan, entre otros factores. Cabe recalcar, que para obtener resultados más precisos a los reales es necesario utilizar una malla con una cantidad de elementos significativos, que mantengan un comportamiento estable sin exceder la cantidad de elementos necesarios ya que el esfuerzo computacional aumenta a mayor cantidad de elementos, por lo tanto, es adecuado hacer un test de independencia de mallas.

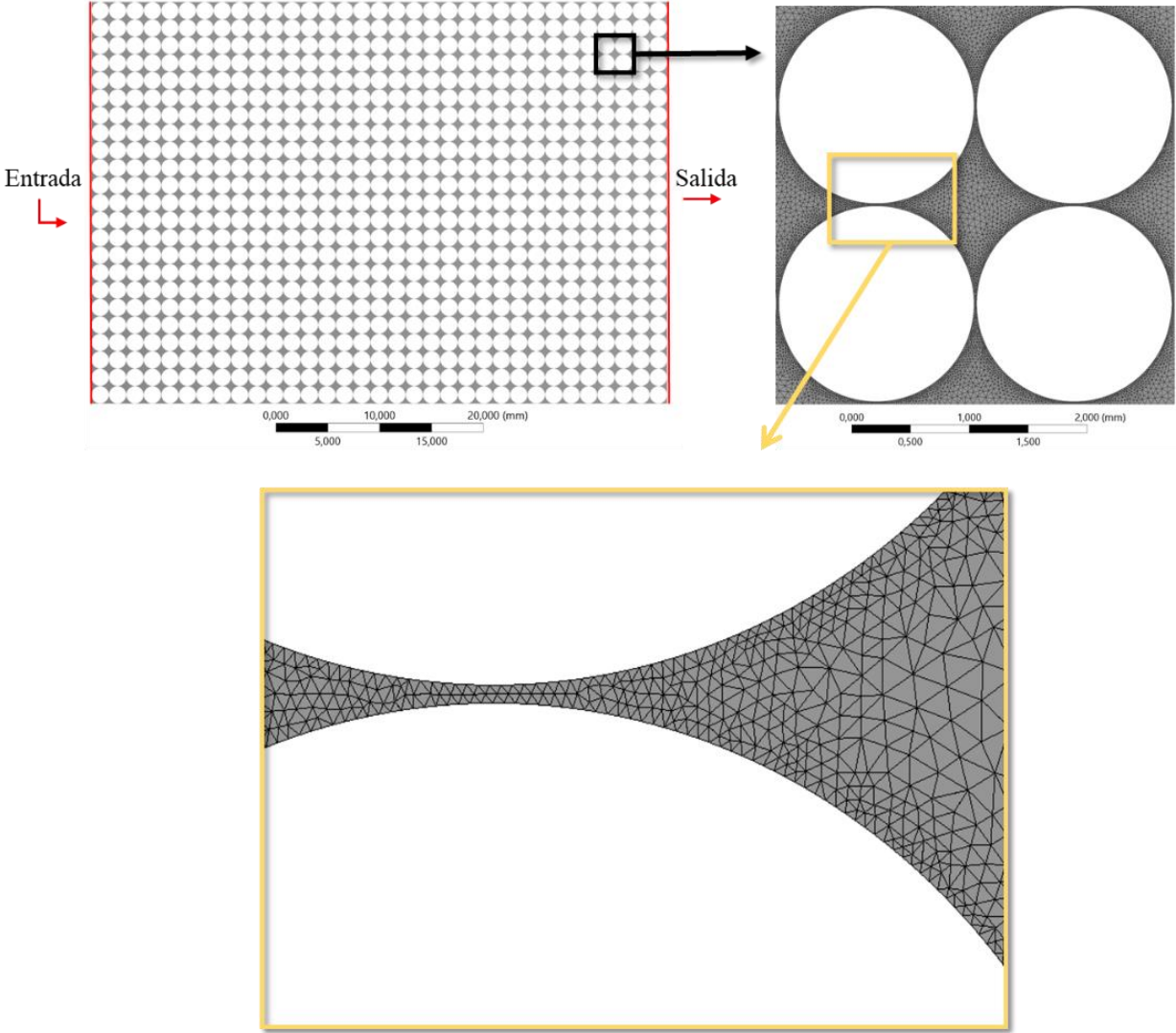


Figura 17. Malla geometría A.

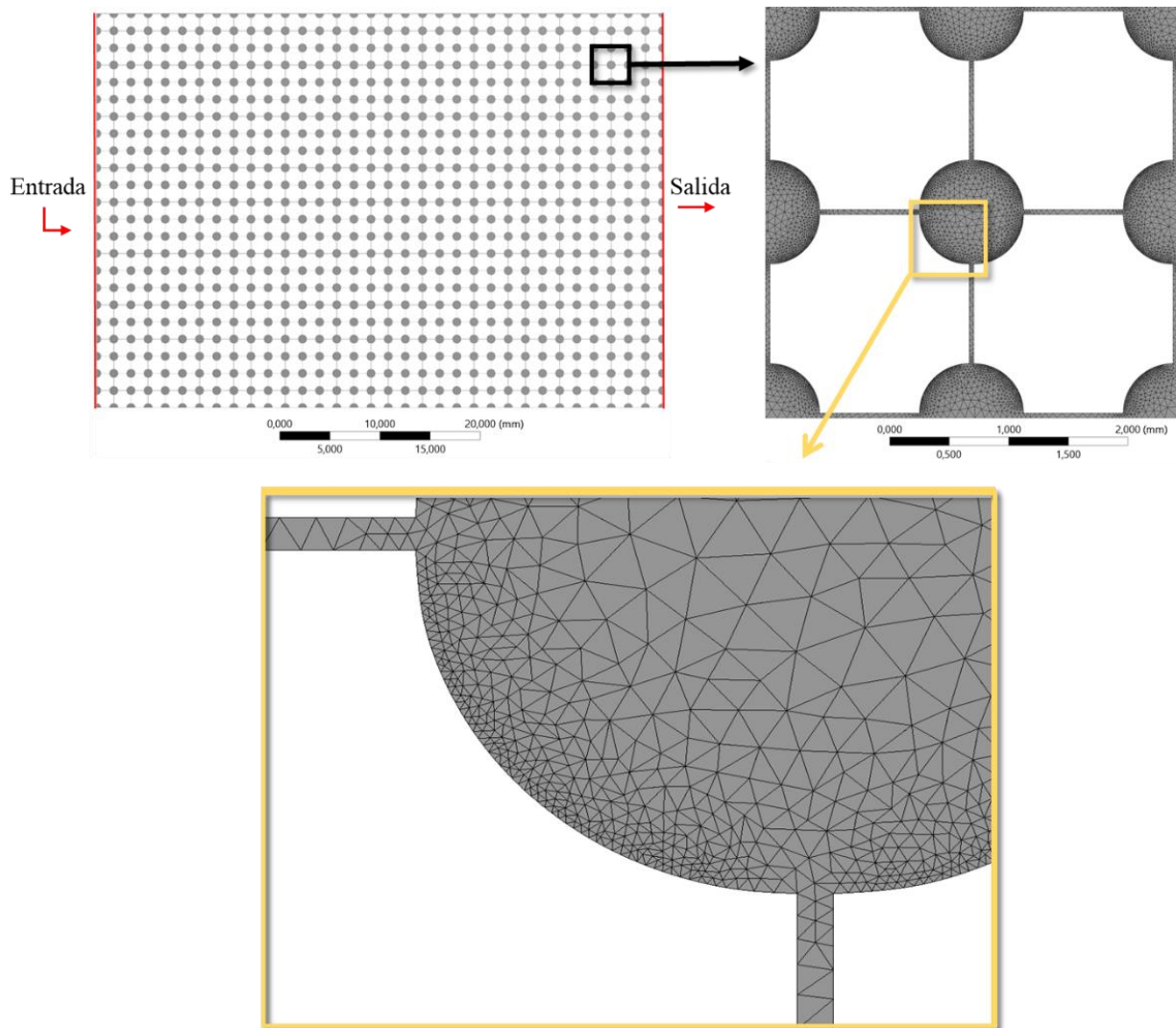


Figura 18. Malla geometría B.

**4.2.3 Propiedades de los fluidos.** Los fluidos empleados en la literatura son agua con nanopartículas de óxido de cobre y petróleo, los cuales son base fundamental para el estudio fluidodinámico del presente trabajo, los experimentos de laboratorio fueron realizados por Haroun et al., (2012). Ya que las propiedades del nanofluido no están allí descritas nos valemos del trabajo realizado por Ramirez Chaupis (2011) las propiedades de los materiales usados están descritas en la Tabla 4. Donde, están las propiedades relativas del nanofluido, con dos concentraciones de nanopartículas de tamaños promedios de 50 nm se usó al 2% y al 5% en

volumen del fluido base, teniendo así, dos densidades y dos viscosidades diferentes. El dominio del micro-modelo se encuentra saturado por completo con un crudo de 28,4 °API y sus propiedades también se encuentran descritas en dicha tabla.

Tabla 4.

*Propiedades de los materiales*

<b>Materiales</b>	<b><math>\rho</math> (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b><math>\mu</math> (Kg/m-s)</b>	<b><math>\phi</math> (%)</b>
<b>Nanopartícula óxido de cobre</b>	6310	----	----
<b>Fluido base agua (H<sub>2</sub>O)</b>	997,1	$8,91 \times 10^{-4}$	----
<b>Crudo</b>	882,273	$4,79 \times 10^{-2}$	----
<b>Nanofluido H<sub>2</sub>O + CuO</b>	1103,36	$9,35 \times 10^{-4}$	2%
	1262,75	$1,00 \times 10^{-3}$	5%

Nota. Adaptado de simulación numérica de nanofluidos que fluyen dentro de tubos rectos (Ramirez Chaupis, 2011) y de procesos nano inteligente en recobro para depósitos de carbono de Abu Dhabi (Haroun et al., 2012).

**4.2.4 Condiciones de contorno.** Las condiciones de contorno se implementan para cada límite del dominio. La entrada de velocidad denominada *Inlet*, la salida de presión es *Outlet* y el resto del dominio se consideró como paredes. Con estas condiciones de contorno le permite al fluido entrar al medio poroso con un caudal y luego salir del sistema. La velocidad a la que entra en el medio poroso se calcula con la ecuación (20), al rotar la geometría se encuentra un pequeño espesor en la entrada de unos  $1,8125 \times 10^{-5}$  m como se aprecia en la Figura 19 dándole un volumen a la geometría, que se debe tener en cuenta para calcular las condiciones de contorno. La simulación se trabaja de manera isotérmica y en estado transitorio. A continuación, se encuentra la ecuación de la cual se debe despejar la velocidad de entrada al sistema:

$$Caudal = Velocidad * \text{Área} \quad (20)$$

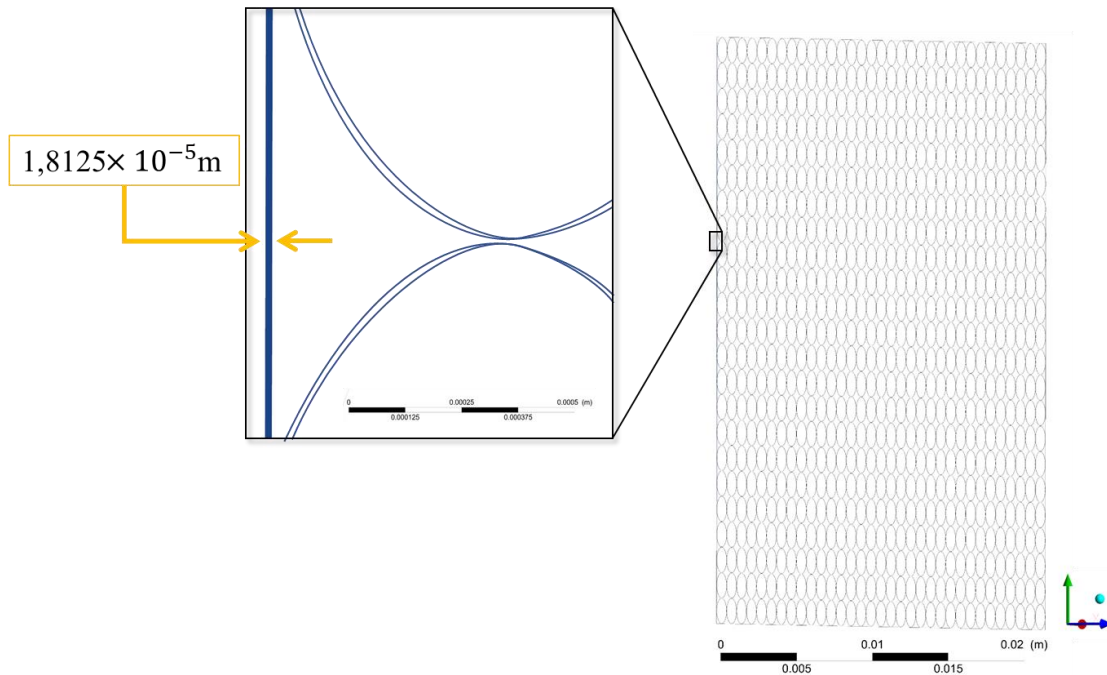


Figura 19. Espesor de la geometría A

El área en la entrada es el producto de  $1,8125 \times 10^{-5} \text{ m}$  por la altura de la geometría que es de  $3,8684 \times 10^{-2} \text{ m}$  da como resultado un área de  $7,011475 \times 10^{-7} \text{ m}^2$ . El área porosa es de  $5,04069 \times 10^{-4} \text{ m}^2$  el caudal inyectado en la entrada se toma de los datos experimentales encontrados en la literatura (Haroun et al., 2012) que es de  $4,16667 \times 10^{-9} \text{ m}^3/\text{s}$  y el volumen es el producto del área por el espesor antes mencionado da como resultado  $9,1362506 \times 10^{-9} \text{ m}^3$ . Al resolver la ecuación (20) con los nuevos datos se tiene que la velocidad de entrada es de  $5,94264 \times 10^{-3} \text{ m/s}$ . También, se necesita calcular el tiempo en que se demora en inyectar 1 VP con la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de llenado (1 Vol Poroso)} = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Caudal}} \quad (21)$$

El tiempo en que tarda en llenar un volumen poroso es de 2,1926 segundos.

**4.2.5 Modelos físicos.** En el capítulo anterior se establecieron los modelos físicos que se usan en el comportamiento fluidodinámico del recobro, el fluido inyectado y el fluido a extraer mantienen las mismas propiedades en el sistema, de manera que, no queremos que se mezclen estos dos fluidos, sino que el agua actué como un frente de empuje para el sistema, por tal motivo se trabajan con modelos de volúmenes de fluido y al tener una velocidad de entrada muy baja se puede tomar como un flujo laminar.

### 4.3 Solver

Para la solución nos basamos en las ecuaciones de modelos matemáticos resueltos por el método de volúmenes finitos. Para esto, la solución en *ANSYS Fluent* se debe tener en cuenta el criterio de convergencia, a través de una serie de pasos iterativos, la precisión se incrementa con un aumento de iteraciones, estos métodos son adecuados para ecuaciones lineales y no lineales. Para un gran sistema de ecuaciones, se espera que la solución de matrices robustas en elementos de diferentes tamaños de malla y la disminución de los pasos de tiempo, afecten los resultados numéricos con una mayor precisión pero toman una mayor cantidad de tiempo computacional (Chung, 2010).

### 4.4 Post-procesamiento

En esta etapa ANSYS cuenta con una herramienta llamada *CFD-Post* donde nos permite un análisis detallado de las soluciones numéricas, que brinda resultados mediante la creación de

perfiles con contornos, gráficas y variables de interés (fracción volumétrica, velocidades y presiones). Las soluciones y resultados se analizan en el siguiente capítulo.

## **5. Análisis de resultados**

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones del problema propuesto, donde se analizan las variables de interés. Inicialmente se determina la cantidad de volúmenes de control necesarios para la validación del modelo con los datos experimentales por medio de un test de malla.

### **5.1 Test de independencia de malla**

En la realización de independencia de mallas, se hace una trayectoria en la geometría midiendo la presión del sistema como se muestra en la Figura 20 la línea se encuentra a 2,69065 cm de alto, dándonos como resultado una caída de presión a medida que se acerca a la salida de los poros, como se observa en la Figura 21 donde se tomaron 100 valores en la trayectoria de la línea y nos quedamos con los valores obtenidos en el punto número 80 para todas las simulaciones, con las diferentes cantidades de elementos. Luego, se grafica ese valor para las 8 diferentes mallas como se aprecia en la Figura 22 obteniendo una presión estable a partir de 2.005.825 elementos, por lo tanto, se prosigue a trabajar en las simulaciones con ese número de elementos.

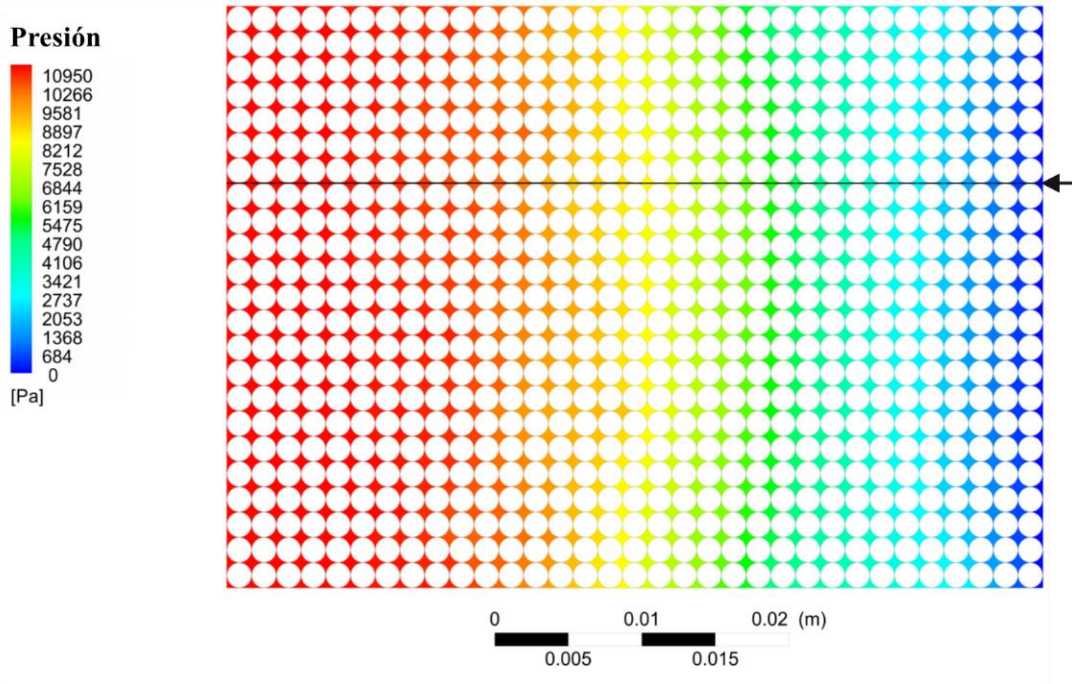


Figura 20. Contorno de presión.

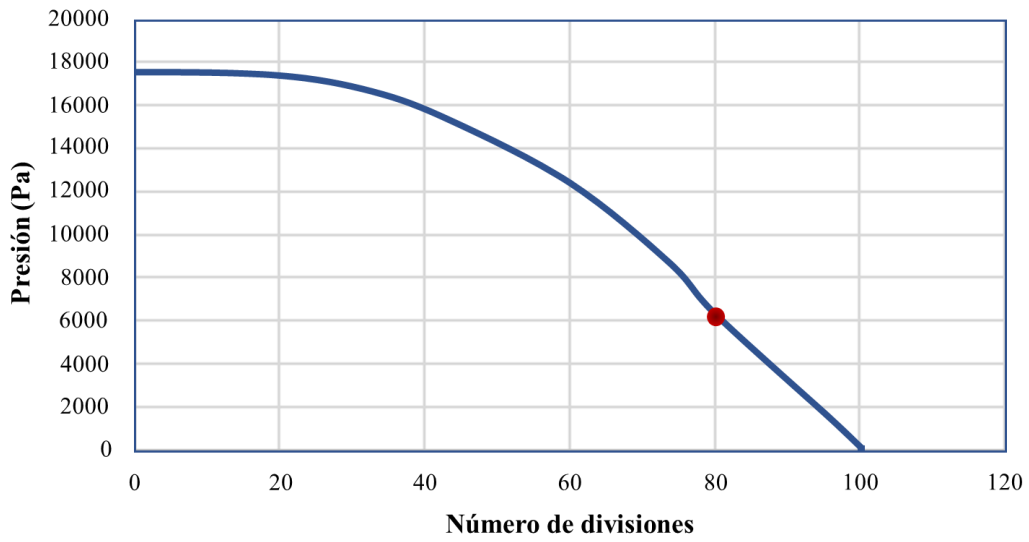


Figura 21. Puntos en el test de malla.

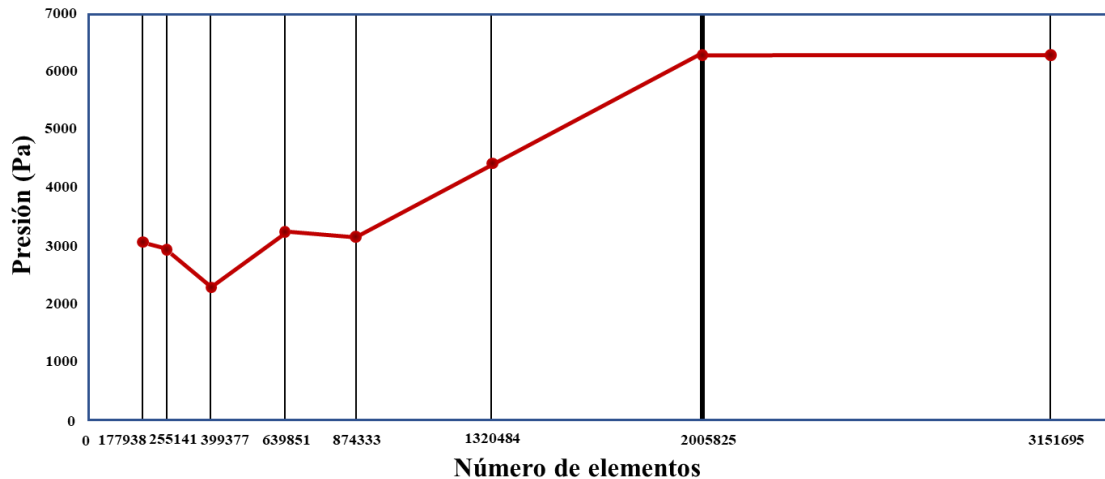


Figura 22. Test de malla.

## 5.2 Influencia del tamaño en el paso del tiempo

En la obtención de un resultado más concordante con los datos reales, se hizo una prueba con dos pasos de tiempo (*time step*) 0,005 y 0,001 segundos. Escoger un paso de tiempo más pequeño representa un aumento en la precisión de los datos numéricos, con un aumento en el costo computacional y, sin embargo, el tiempo que se demora en dar todos los resultados de la simulación aumenta considerablemente en función del paso de tiempo que se considere. La precisión de los datos se ve reflejada en la Tabla 5 tomando como referencia un punto en específico a medida que el volumen poroso inyectado avanzaba en el transcurso de la simulación. Se consideró la mejor opción de un paso de tiempo de 0,001 segundos para las pruebas restantes, siendo la que menor error relativo tiene en el transcurso de la inyección del fluido.

El tiempo de simulación para un paso tiempo de 0,001 segundos tardó alrededor de 5 días en completar la solución y para el paso de tiempo de 0,005 se tardaba cerca de los dos días para su solución. Esto varía de acuerdo a la capacidad computacional con el que se cuenta para realizar

las simulaciones, en este caso se trabajaron las simulaciones con un computador que cuenta con las características que se encuentran en la Tabla 6.

Tabla 5.

*Error relativo en el paso del tiempo.*

Tamaño de paso de tiempo	Volumen poroso inyectado	Error relativo (%)
0,005	0,5	33,48
	1,5	20,24
	2,5	1,36
0,001	0,5	0,22
	1,5	7,81
	2,5	10,17

Tabla 6.

*Especificaciones del computador.*

Características	
Procesador	Intel® Core™ i7-8700 CPU @ 3.20GHz 3.19GHz
Memoria RAM	8 GB
Tipo de sistema	Sistema operativo de 64 bits

### 5.3 Validación del modelo

De acuerdo a la metodología planteada, el análisis realizado para validar el modelo primordialmente se basa en la comparación del crudo recuperado mediante la inyección de tres volúmenes porosos con nanofluidos de óxido de cobre, generado en un laboratorio por Haroun et al., (2012). La Figura 23 se aprecian los resultados experimentales con un factor de recobro

máximo de 82%. Para llegar a estos resultados se plantearon dos geometrías con dos fluidos diferentes como se plantearon en el capítulo anterior para podernos aproximar a los datos reales.

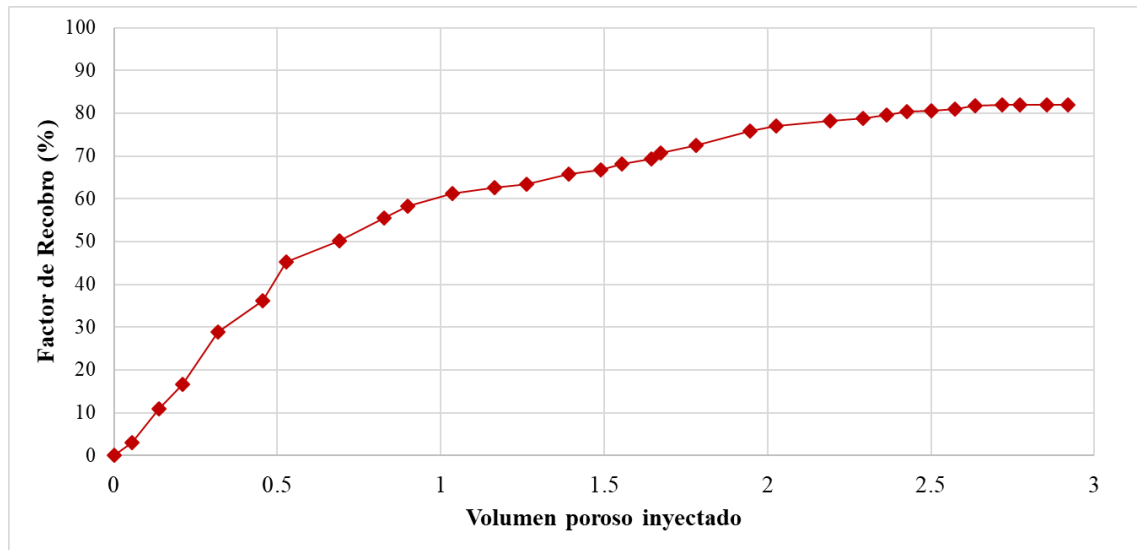


Figura 23. Factor de recobro obtenido experimentalmente. Adaptado de Procesos de nano inteligente en EOR para depósitos de carbono Abu Dhabi. (Haroun et al., 2012).

Para establecer el factor de recobro se hace la siguiente relación: la recuperación de petróleo en cualquier volumen de poro inyectado es igual a la eficiencia de barrido de área. La recuperación de petróleo o la eficiencia de barrido por área se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$E_A = (S_{oi} - S_{or})/S_{oi} \quad (22)$$

Donde  $E_A$  es la eficiencia de barrido por área, el  $S_{oi}$  es la saturación de aceite inicial y  $S_{or}$  es la saturación de aceite restante, respectivamente.

Para resolver los modelos matemáticos se consideraron las siguientes suposiciones:

- ✓ Condición de flujo en dos fases y estado no estacionario.

- ✓ La fase primaria es petróleo y la fase secundaria es nanofluido en la validación y otras pruebas.
- ✓ La saturación del micro-modelo en todo su dominio es de crudo y la saturación del nanofluido inicial es cero ( $S_{wi} = 0$ ).
- ✓ Los experimentos se llevaron a cabo a presión y temperatura ambiente.
- ✓ La velocidad de entrada se mantuvo constante a  $5,94264 \times 10^{-3} m/s$  durante toda la simulación.
- ✓ Un paso de tiempo de 0,001 segundos.
- ✓ Las iteraciones se realizaron hasta lograr los tres volúmenes porosos (3 VP) inyectados de nanofluidos que es un equivalente a 6579 segundos.

**5.3.1 Resultados geometría A.** Se comparan los datos experimentales con los datos numéricos como se aprecia en la Figura 24, donde se representa el nanofluido con las dos densidades inyectadas. Se puede observar que los resultados numéricos en comparación de los datos experimentales tienen la misma tendencia en el comportamiento a medida que se inyecta el volumen poroso. La primera densidad inyectada es de  $1103,36 \text{ kg/m}^3$  con un error relativo entre los factores de recuperación del 10,12%. El factor de recuperación del petróleo en avance del tiempo fue de 37,24%. Por lo cual, la recuperación final es de 73,70% manteniendo ese rango después de haberse inyectado 1 VP. Por otra parte, la segunda densidad inyectada es de  $1262,75 \text{ kg/m}^3$  y se tiene un error relativo con respecto al factor de recobro final de 9,45%, que mantiene el mismo comportamiento en el avance del tiempo donde su resultado final es un factor de recobro total de 74,25%.

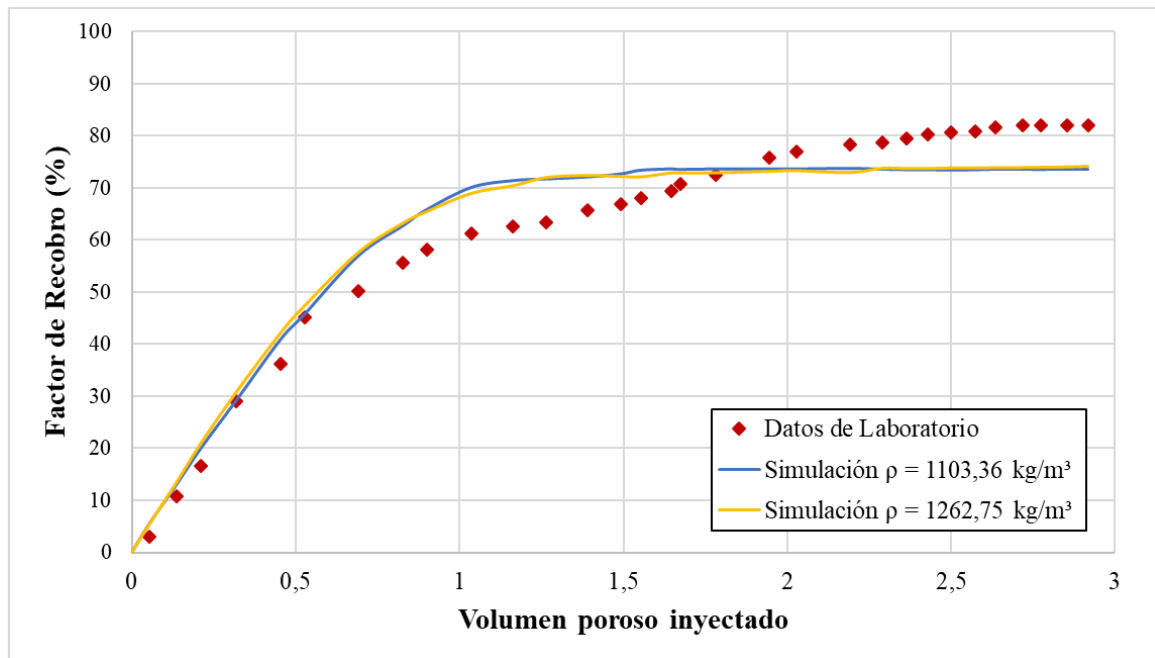


Figura 24. Resultados geometría A.

La Figura 25 se muestra el contorno final de la fracción volumétrica del nanofluido inyectado (el color rojo representa el petróleo y el color verde marino es el nanofluido) en esta primera instancia se encuentra los resultados del nanofluido con menor densidad, de la cual, se aprecia en varias zonas del medio poroso que aún se desplaza petróleo por las gargantas de poros, pequeñas cantidades de petróleo.

La Figura 26 es el segundo resultado con la segunda densidad inyectada donde se hace un acercamiento al inicio de la geometría y al final, en el que podemos analizar la parte inicial del medio poroso, que tiende a mantener una cantidad de petróleo mayor en comparación a un punto más alejado de la entrada del fluido, deja una menor cantidad de petróleo atrapado. En ambas figuras no se nota un gran cambio en el comportamiento de fluido, las dos tienden a entrapar el petróleo de la misma manera.

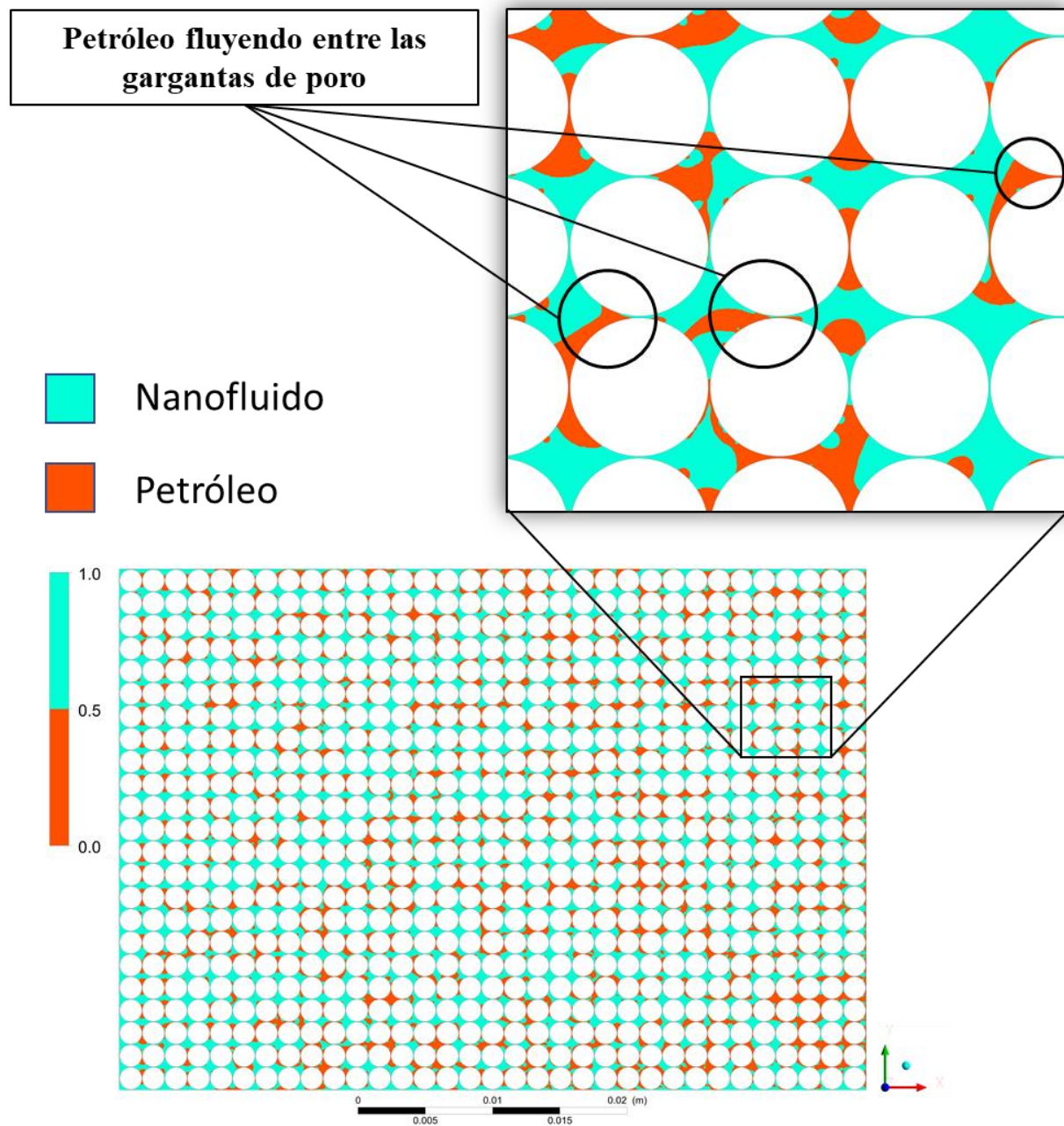


Figura 25. Geometría A, fracción volumétrica del nanofluidos con  $\rho = 1103,36 \text{ kg/m}^3$ .

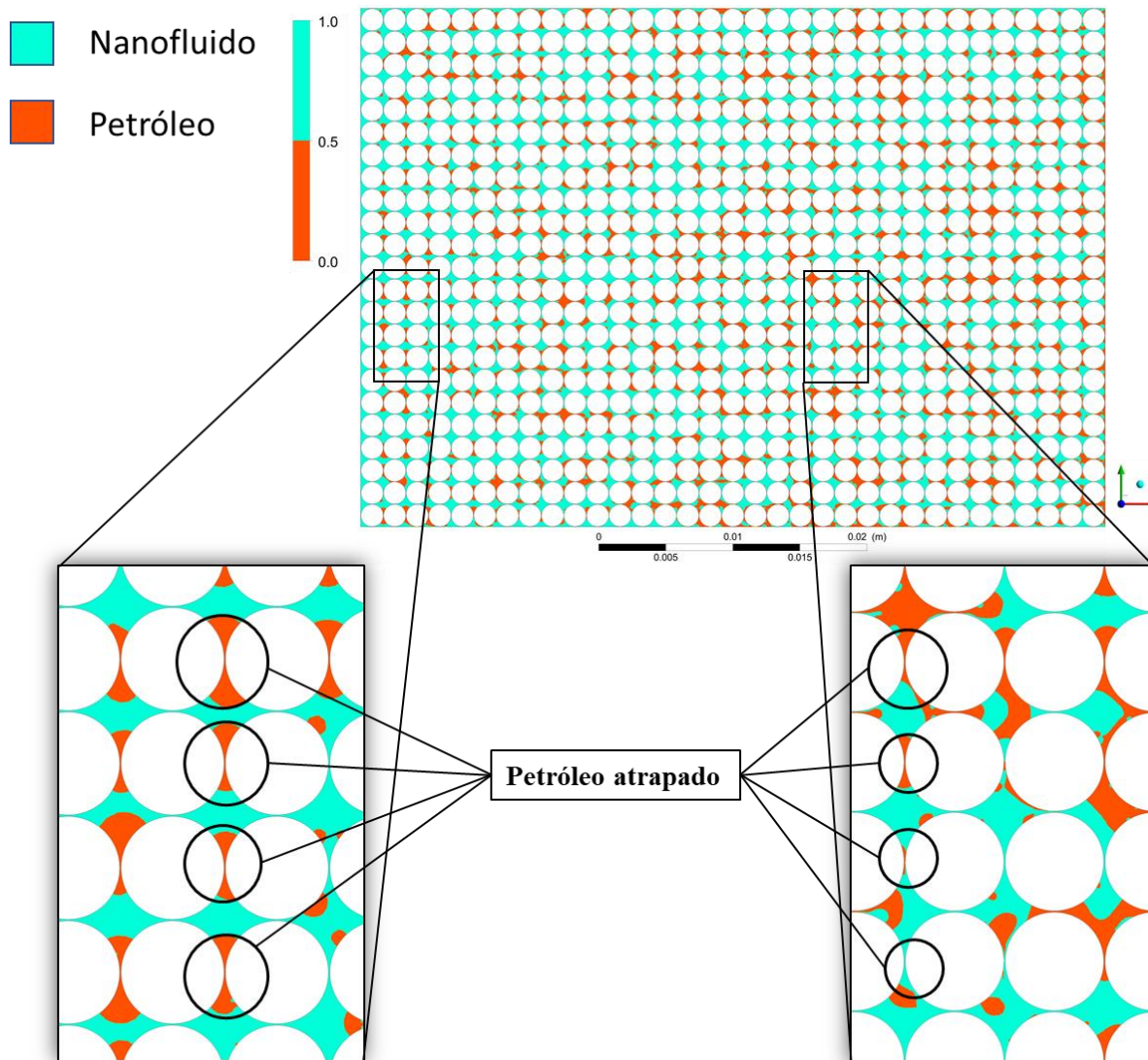


Figura 26. Geometría A, fracción volumétrica del nanofluidos con  $\rho = 1262,75 \text{ kg/m}^3$ .

**5.3.2 Resultados geometría B.** En la Figura 27 se tiene los resultados experimentales comparados con los resultados de la segunda geometría propuesta, se obtiene un mejor comportamiento que los resultados de la geometría (A), los cuales se acercan más a los resultados reales. El primer fluido inyectado a la misma velocidad y con la misma densidad de  $1103,36 \text{ kg/m}^3$  se tiene un error relativo comparado con los factores de recuperación final del 5,07%. El factor de recuperación del petróleo en avance del tiempo fue de 38,35%. De modo

que, la recuperación final es de 77,84% manteniendo ese rango después de haberse inyectado 1.5 VP. Con la segunda densidad inyectada se logra un error relativo del 3,87% en comparación del recobro final experimental, con un avance de recuperación de petróleo en el tiempo de 40,36%. Por consiguiente, se tiene un recobro final del 78,82%.

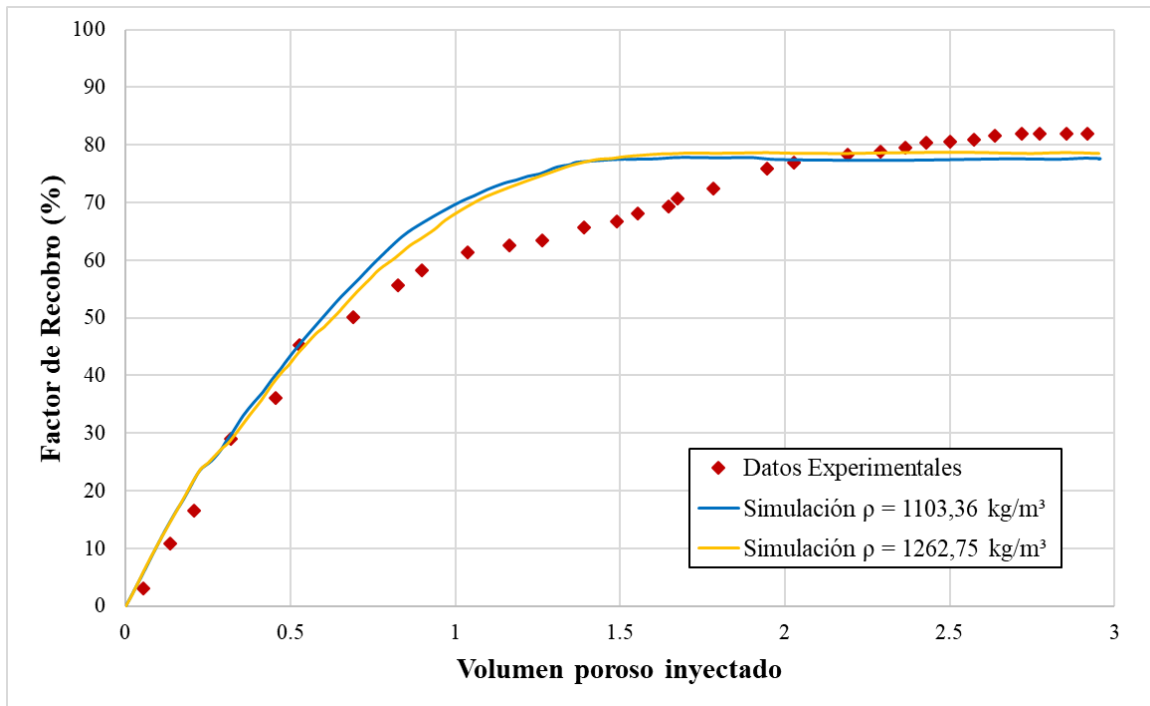


Figura 27. Resultados geometría B.

La Figura 28 se tiene el contorno de volumen fraccional del nanofluido al finalizar los 3 VP inyectados con una densidad de  $1103,36 \text{ kg/m}^3$ , se hace un acercamiento al micro-modelo donde se aprecian las zonas con mayor tendencia a retener el petróleo, estas configuraciones se pueden encontrar por la geometría de ambas simulaciones. Lo mismo, para la Figura 29 donde se evidencia el resultado final al inyectar la segunda densidad. Al hacer un acercamiento también encontramos que se forman unos dedos de inyección del fluido creadas por todo el medio poroso,

así mismo se forma un puente en el espacio poroso, para fluir de manera más fácil como si fuera un canal preferencial sin interactuar con toda el área, por lo tanto, se quedan a un lado las gotas de petróleo sin remover.

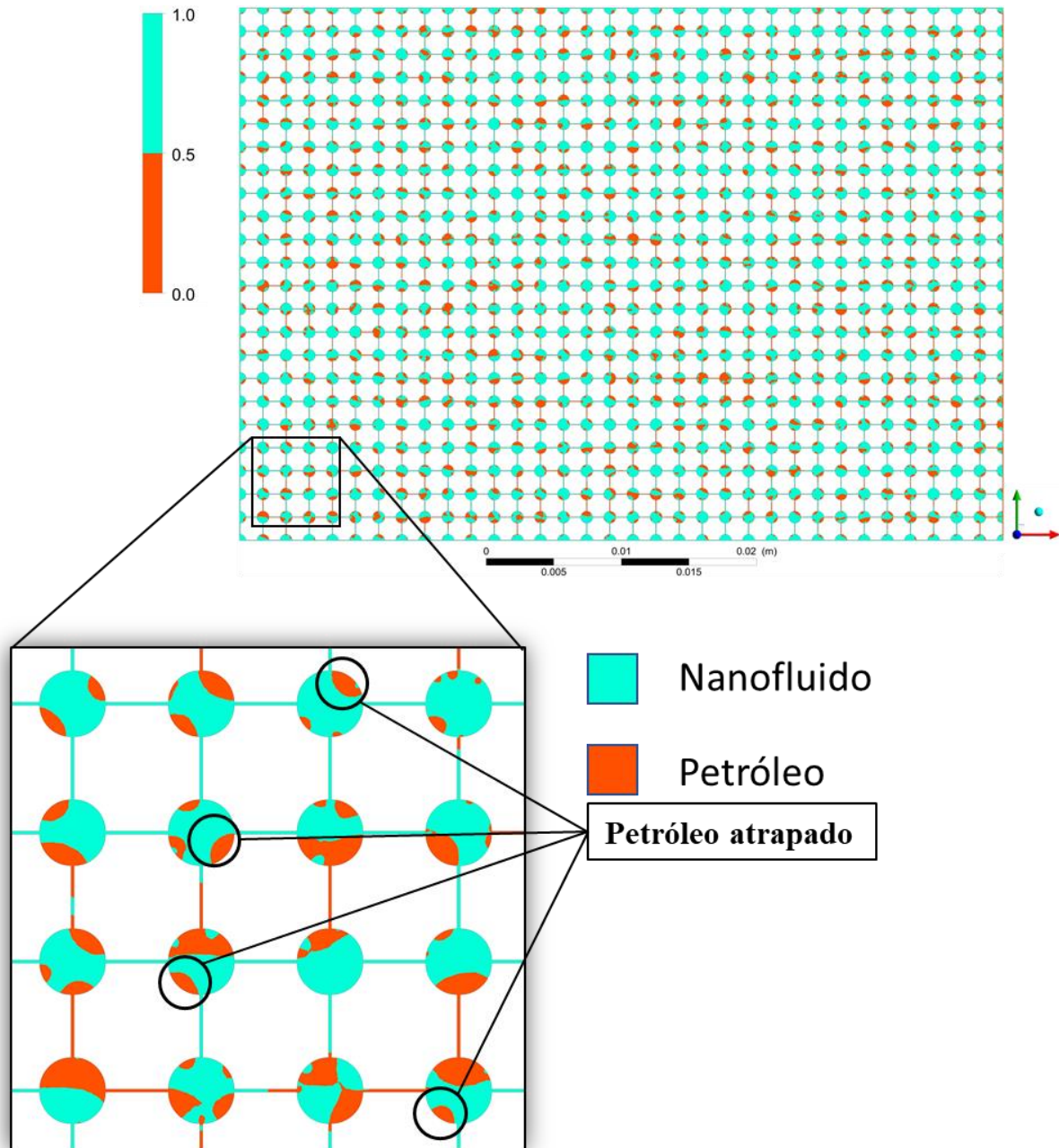


Figura 28. Geometría B, fracción volumétrica del nanofluidos con  $\rho = 1103,36 \text{ kg/m}^3$ .

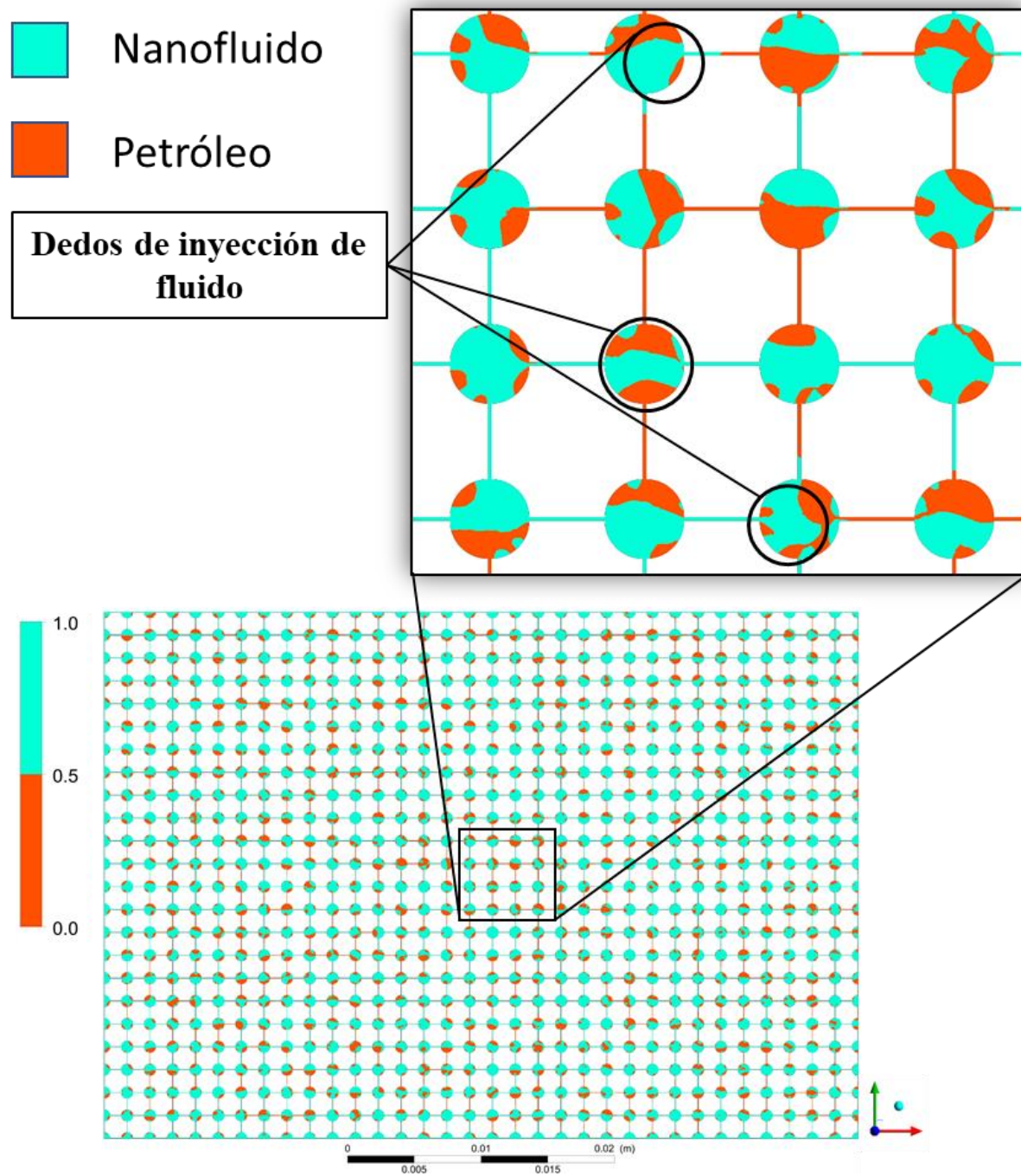


Figura 29. Geometría B, fracción volumétrica del nanofluidos con  $\rho = 1262,75 \text{ kg/m}^3$ .

#### 5.4 Comportamiento del nanofluido durante la inyección

El comportamiento del nanofluido a medida que ingresan los volúmenes porosos se aprecia en simultaneidad en la Figura 30 y Figura 31. Donde se observa las dos geometrías uniformes con una heterogeneidad distinguible, a pesar que las geometrías cuentan con un sistema ideal de poros y tamaños de granos uniformes, la digitación viscosa se encuentra presente.

La geometría B (Figura 31) al inyectar 0.25 VP se observa una ruptura mucho más rápida y de mayor cantidad que la geometría A (Figura 30), esto se debe a que los poros son mucho más grandes y en este caso es un canal con menos deformaciones en la pared superior e inferior, siendo más factible el flujo por esta zona. En ambos casos, el fluido desplazante no genera un frente uniforme a medida que avanza, su tendencia es a canalizarse a través de la red de poros interconectados, con un comportamiento en forma de dedos de inyección, los cuales sirven como canales de flujo, que deja a su paso petróleo residual de diferente tamaño.

La inyección de 0.5 VP se aprecia el comportamiento por donde el flujo predomina, teniendo unos dedos de inyección más gruesos en la opción B que amortiguan la digitación viscosa contribuyendo a una mayor recuperación y en la geometría A estos dedos son más delgados, pero alargados llegando más fácil al punto de ruptura. Por lo tanto, al inyectar 1 VP el flujo desplazante en la primera geometría ya abarca más zonas en el medio poroso. La geometría B aún le falta recorrer varias zonas donde se tiene petróleo y a medida que se inyectan más volúmenes porosos se aumenta la cantidad de petróleo removido.

La geometría B es la mejor opción para comparar con una geometría de roca del yacimiento, ya que son muy complejas con poros de diferentes tamaños y distribuciones al azar, sin olvidar los canales que no están conectados entre sí, convirtiéndolos en unos callejones sin salida. Es imposible extraer todo el crudo por efectos de la gravedad y diferencia de densidades.

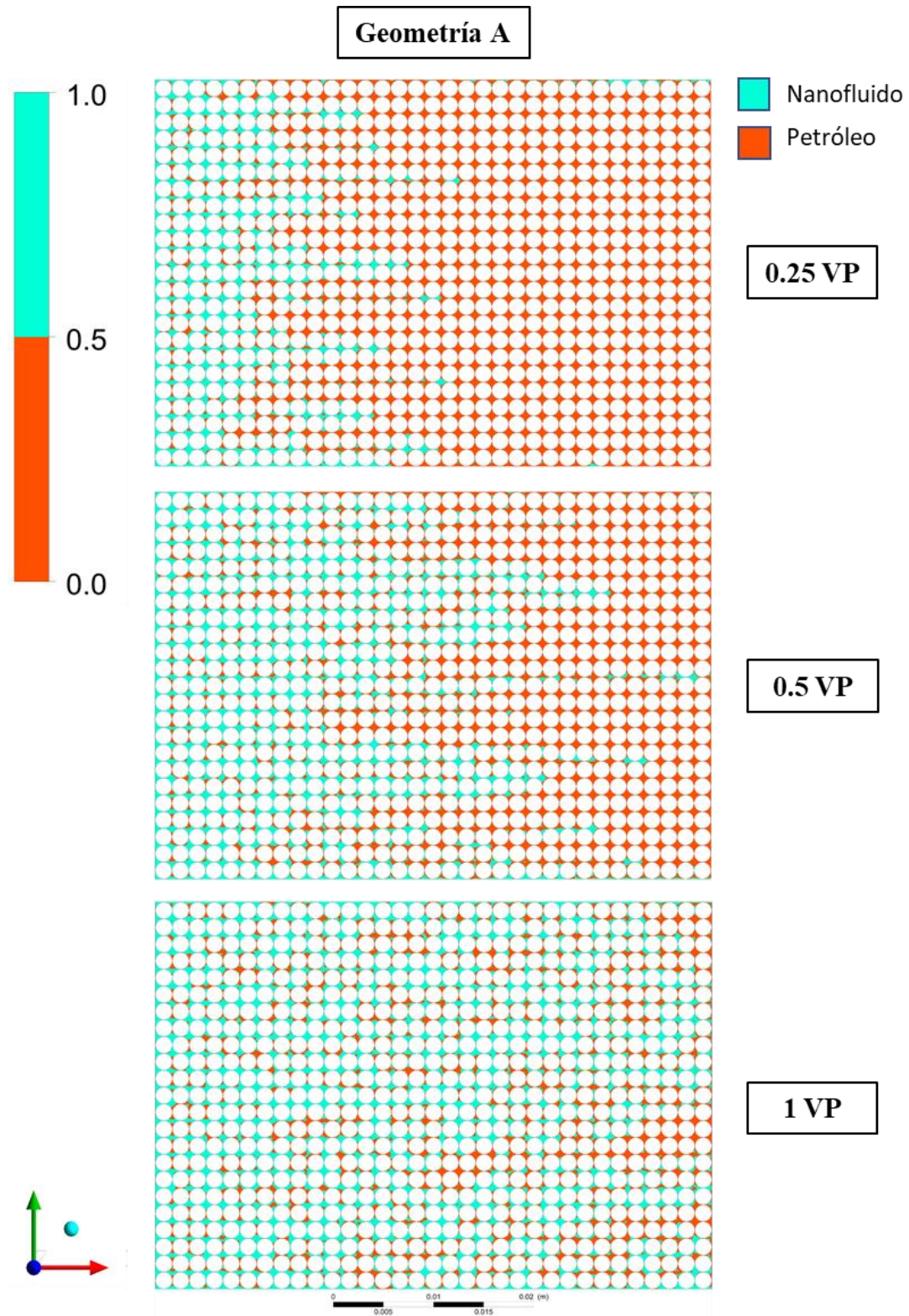


Figura 30. Geometría A, Comportamiento fluidodinámico a medida que ingresa al medio poroso.

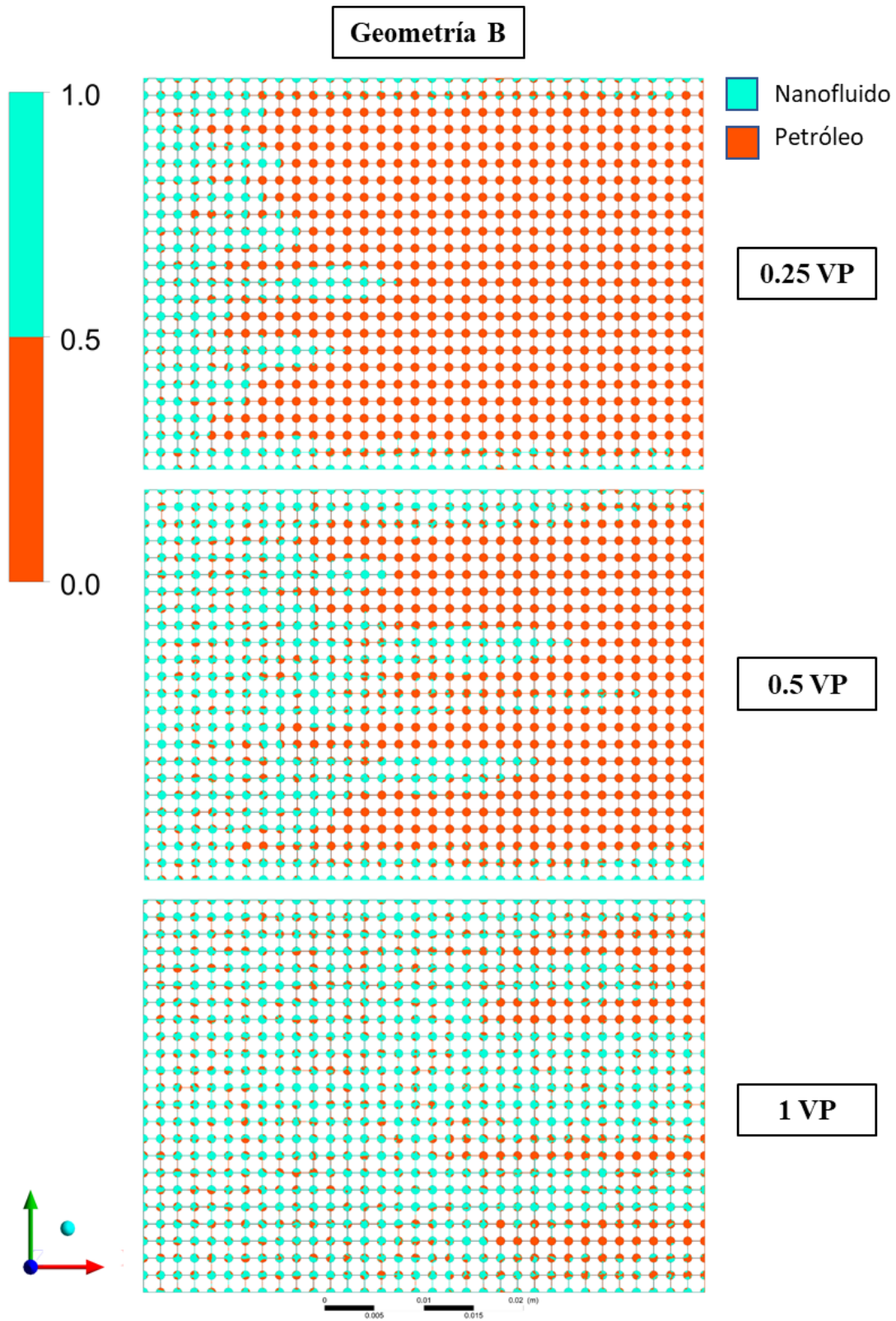


Figura 31. Geometría B, Comportamiento fluidodinámico a medida que ingresa al medio poroso.

### **5.5 Comportamiento de la presión durante la inyección**

En la Figura 32 se aprecian los poros de la geometría (A) con diferentes contornos de presión (Pa) a medida que se inyectan los volúmenes porosos, se tomaron tres instancias de 0,25 0,50 y 1,0 VP, donde se identifica un aumento de presión elevada en el sistema al momento en que ingresa el nanofluido, lo cual influye el tamaño y forma de las gargantas de poros, este decae considerablemente a medida que avanza y disminuye la cantidad de crudo para arrastrar, ya que este otro fluido genera resistencia. Luego, se mantendrá constante hasta que se logre un punto de ruptura donde se estabilizan las presiones de entrada, se crea un canal preferencial de inicio a fin y deja una cantidad menor de petróleo para seguir empujando durante su trayectoria.

La geometría B también cuenta con los contornos de presión y sus tres instancias de volúmenes porosos inyectados como se aprecia en la Figura 33. En la entrada del medio poroso se tiene una presión más baja que la expuesta en la opción A, ya que esta cuenta con gargantas de poros de mayor tamaño, uniformes y rectos, siendo más factible empujar el petróleo sin tantas deformaciones se genera un frente más estable en el micro-modelo. De igual manera, se tiene una caída de presión en el sistema a medida que el flujo atraviesa el medio poroso hasta llegar al punto de ruptura donde se mantiene constante y también crea un canal preferencial.

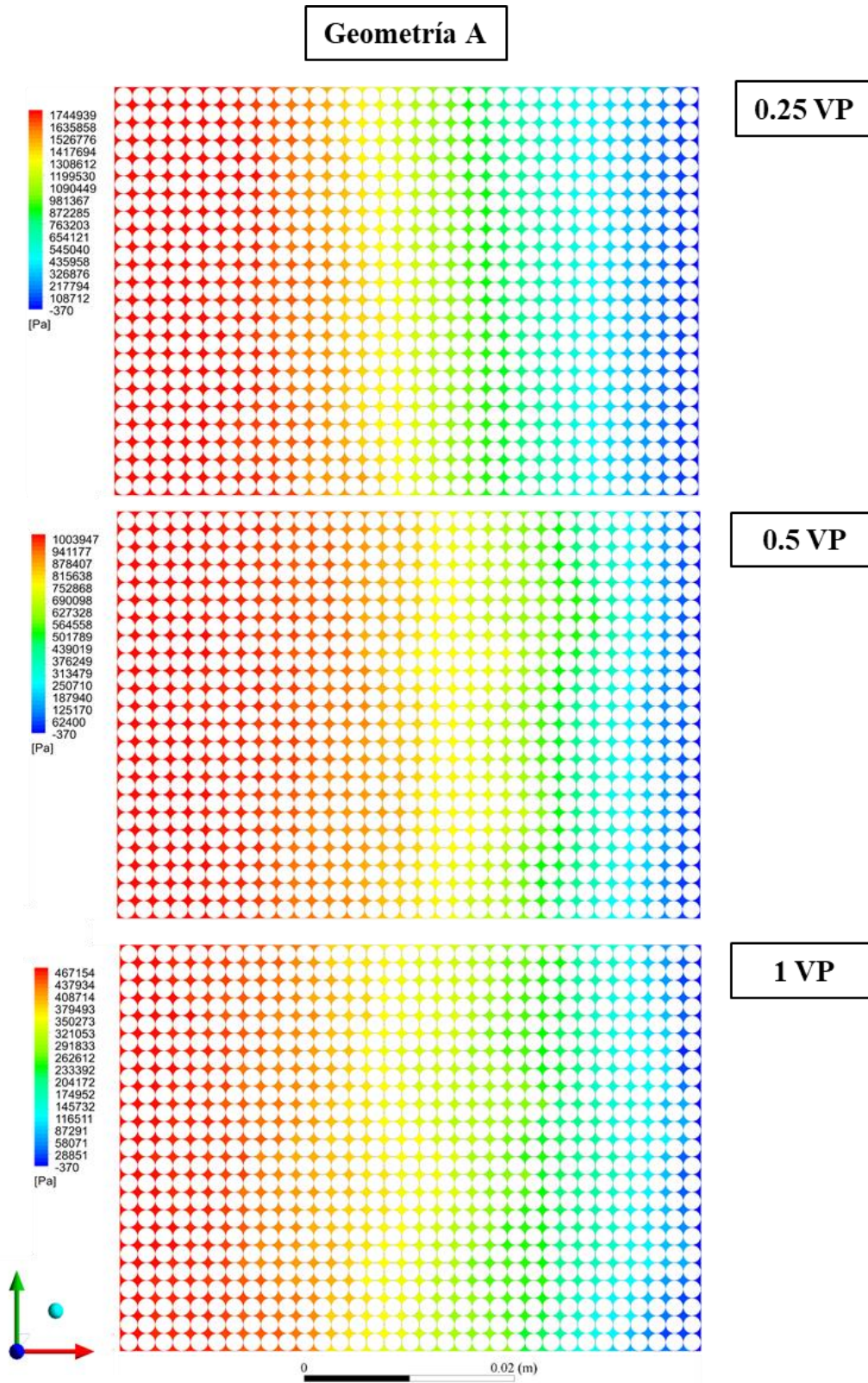


Figura 32. Contornos de presión en la geometría A.

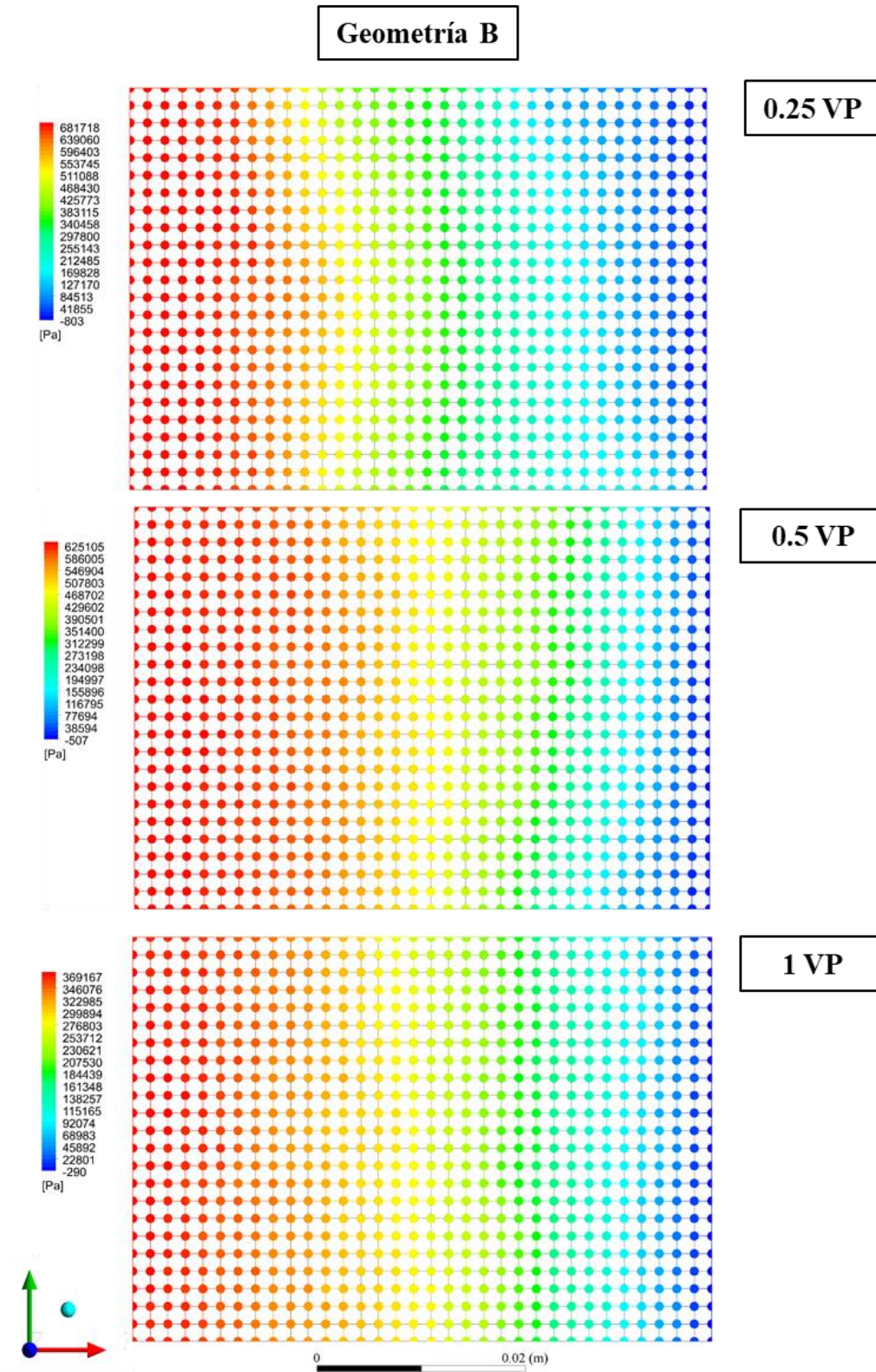


Figura 33. Contornos de presión en la geometría B.

## 6. Conclusiones

Con base a los estudios experimentales en recobro con nanofluidos (Haroun et al., 2012), se validaron los resultados de las simulaciones de CFD. Mediante la comparación del factor de recobro se comprobó que los modelos matemáticos escogidos reproducen la fluido-dinámica en el medio poroso.

Se encuentra una gran cantidad de combinaciones en la morfología de poros de un yacimiento petrolífero, por esta razón la creación y distribución de los poros se efectúa de manera ideal y conectadas entre sí, descartando canales sin salida. Por lo tanto, se crean geometrías sencillas con especificaciones concisas de modelos reales, los cuales permitió generar predicciones del campo de flujo con comportamientos muy precisos con los experimentales.

Una mayor concentración de nanopartículas de óxido de cobre en el fluido base, ocasiona un aumento de la densidad del fluido inyectado que genera un mejor arrastre del petróleo por el medio poroso y por consiguiente un mayor factor de recobro.

Los efectos de digitación viscosa solo se pueden modelar y apreciar en una escala muy fina, gracias a las simulaciones en CFD se permite capturar con precisión los dedos viscosos en alta resolución, con acercamientos a escalas de micras de una manera fácil sin el uso de grandes equipos costosos que normalmente se tienen en un laboratorio. Se llegó analizar zonas específicas del medio poroso donde el petróleo queda atrapado, posicionando a *ANSYS Fluent* como una herramienta de primera mano para estudiar cualquier tipo de comportamiento fluidodinámico de un yacimiento petrolero.

Dentro de los resultados expuestos, la geometría A se observa mayor cantidad de crudo atrapado, siendo esa geometría poco favorable para la validación del modelo, que genera digitación viscosa, lo cual no es viable al momento de arrastrar el crudo. En comparación de la geometría B, que cuenta con un medio poroso menos deforme en las gargantas de poros con canales más rectos que permite remover con facilidad el petróleo, demuestra ser una geometría más viable al momento de acercarnos a las morfologías de poros en un yacimiento.

## 7. Trabajos futuros

El uso de técnicas de CFD actualmente son muy recientes en el ámbito del recobro mejorado, por tal motivo es necesario estudiar más casos donde se pueda tener una simulación más precisa en procesos de EOR utilizando nanofluidos, ya que se debe considerar factores que afectan la nanopartícula desde la creación de una geometría más cercana a las encontradas en los yacimientos, teniendo en cuenta factores como: la tensión superficial e interfacial, la humectabilidad y el impacto de las deposiciones de partículas en medios porosos.

Combinar diferentes geometrías en una sola estructura permite generar diferentes comportamientos del fluido por el medio poroso, donde se tendrá crudo atrapado en mayor y menor cantidad en diferentes zonas. al cambiar sus canales preferenciales se equilibra la balanza, de esta manera se puede llegar a un resultado más exacto en comparación a los experimentos de laboratorio.

Realizar la misma simulación con diferentes velocidades y densidades para buscar un mínimo efecto de la digitación viscosa, de esa forma se puede mejorar el frente de empuje llegando a un recobro más eficiente.

Usar una geometría extraída directamente de un *plug* eleva las expectativas de comportamientos más reales generados en un yacimiento.

### Referencias Bibliográficas

- Aldenbrook, K. (2016, marzo 22). Truss Braced Wing Test [Text]. Recuperado 4 de septiembre de 2019, de NASA website: <http://www.nasa.gov/centers/ames/orgs/aeronautics/windtunnels/multimedia/truss-braced-wing-down-view>
- Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., & Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 1371-1383. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.09.006>
- Anderson, J. D. (1995). *Computational fluid dynamics: The basics with applications*. New York: McGraw-Hill.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2006). *Mecanica de Fluidos: Fundamentos y Aplicaciones*. México: McGRAW-HILL.
- Chung, T. J. (2010). *Computational fluid dynamics* (2nd ed). Cambridge ; New York: Cambridge University Press.
- Clemens, T., Tsikouris, K., Buchgraber, M., Castanier, L., & Kavscek, A. (2013). *Pore-Scale Evaluation of Polymers Displacing Viscous Oil—Computational- Fluid-Dynamics Simulation of Micromodel Experiments*. 16, 11. <https://doi.org/10.2118/154169-PA>
- Dahkaee, K. P., Sadeghi, M. T., Fakhroueian, Z., & Esmailzadeh, P. (2019). Effect of NiO/SiO<sub>2</sub> nanofluids on the ultra interfacial tension reduction between heavy oil and aqueous

- solution and their use for wettability alteration of carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 11-26. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.024>
- El-Diasty, A. I., & Aly, A. M. (2015). Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery. *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*. Presentado en SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt. <https://doi.org/10.2118/175806-MS>
- Emami Meybodi, H., Kharrat, R., & Nasehi Araghi, M. (2011). Experimental studying of pore morphology and wettability effects on microscopic and macroscopic displacement efficiency of polymer flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 347-363. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.004>
- Fernández Oro, J. M. (2012). *Técnicas numéricas en ingeniería de fluidos: Introducción a la dinámica de fluidos computacional (CFD) por el método de volúmenes finitos* (Edición: 1). Barcelona: Editorial Reverte.
- Ghanad Dezfally, M., Jafari, A., & Gharibshahi, R. (2015). CFD Simulation of Enhanced Oil Recovery Using Nanosilica/Supercritical CO<sub>2</sub>. *Advanced Materials Research*, 1104, 81-86. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.1104.81>
- Gharibshahi, R., Jafari, A., & Ahmadi, H. (2019). CFD investigation of enhanced extra-heavy oil recovery using metallic nanoparticles/steam injection in a micromodel with random pore distribution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 374-383. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.051>
- Gharibshahi, R., Jafari, A., Haghtalab, A., & Karambeigi, M. S. (2015). Application of CFD to evaluate the pore morphology effect on nanofluid flooding for enhanced oil recovery. *RSC Advances*, 5(37), 28938-28949. <https://doi.org/10.1039/C4RA15452E>

Gibbs, Y. (2015, junio 11). CFD Image of X-43A at Mach 7 Test Condition [Text]. Recuperado

4 de septiembre de 2019, de NASA website:

<http://www.nasa.gov/centers/dryden/multimedia/imagegallery/X-43A/ED97-43968->

[1.html](http://www.nasa.gov/centers/dryden/multimedia/imagegallery/X-43A/ED97-43968-1.html)

González-Silva, G., Matos, E. M., Martignoni, W. P., & Mori, M. (2012a). *The Importance of 3D Mesh Generation for Large Eddy Simulation of Gas – Solid Turbulent Flows in a Fluidized Beds*. 6(8), 9.

González-Silva, G., Matos, E. M., Martignoni, W. P., & Mori, M. (2012b). *The Importance of 3D Mesh Generation for Large Eddy Simulation of Gas – Solid Turbulent Flows in a Fluidized Beds*. 6(8), 770-777.

Haroun, M. R., Alhassan, S., Ansari, A. A., Al Kindy, N. A. M., Abou Sayed, N., Abdul Kareem, B. A., & Sarma, H. K. (2012). Smart Nano-EOR Process for Abu Dhabi Carbonate Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*. Presentado en Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/162386-MS>

Jafari, A., Pour, S. E. F., & Gharibshahi, R. (2016). CFD Simulation of Biosurfactant Flooding into a Micromodel for Enhancing the Oil Recovery. *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 7(6), 353-358. <https://doi.org/10.18178/ijcea.2016.7.6.604>

Kate, J. M., & Gokhale, C. S. (2006). A simple method to estimate complete pore size distribution of rocks. *Engineering Geology*, 84(1-2), 48-69. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2005.11.009>

- Khademolhosseini, R., Jafari, A., & Shabani, M. H. (2015). Micro Scale Investigation of Enhanced Oil Recovery Using Nano/Bio Materials. *Procedia Materials Science*, *11*, 171-175. <https://doi.org/10.1016/j.mspro.2015.11.069>
- Lárez Velásquez, C., Koteich Khatib, S., & López González, F. (2015). *Nanopartículas: Fundamentos y aplicaciones*. Mérida : Venezuela: Universidad de los Andes.
- Li, K., Wang, D., & Jiang, S. (2018). Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, *73*, 37. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018025>
- Lokier, S. W., & Al Junaibi, M. (2016). The petrographic description of carbonate facies: Are we all speaking the same language? *Sedimentology*, *63*(7), 1843-1885. <https://doi.org/10.1111/sed.12293>
- Marzullo, T., Keane, M. M., Geron, M., & Monaghan, R. F. D. (2019). A computational toolchain for the automatic generation of multiple Reduced-Order Models from CFD simulations. *Energy*, *180*, 511-519. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.094>
- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., & Onyekonwu, M. O. (2012). Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles. *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/160847-MS>
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (1.a ed.). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Dala S.A.
- Pastoriza-Gallego, M. J., Casanova, C., Legido, J. L., & Piñeiro, M. M. (2011). CuO in water nanofluid: Influence of particle size and polydispersity on volumetric behaviour and

- viscosity. *Fluid Phase Equilibria*, 300(1-2), 188-196.  
<https://doi.org/10.1016/j.fluid.2010.10.015>
- Ponmani, S., Nagarajan, R., & Sangwai, J. S. (2016). Effect of Nanofluids of CuO and ZnO in Polyethylene Glycol and Polyvinylpyrrolidone on the Thermal, Electrical, and Filtration-Loss Properties of Water-Based Drilling Fluids. *SPE Journal*, 21(02), 405-415.  
<https://doi.org/10.2118/178919-PA>
- Prieto Jiménez, N., González Silva, G., & Chaves Guerrero, A. C. G. (2019). Revisión del proceso de separación de fases del gas natural a alta presión en la industria Oil&Gas. *Entramado*, 15(1), 312-329. <https://doi.org/10.18041/1900-3803/entramado.1.5433>
- Ramirez Chaupis, J. E. (2011). *Simulação Numérica de Nanofluidos Escoando no Interior de Dutos Retos* (tese de graduação). Universidade Federal de Uberlândia, Brasil.
- Shah, R. D. (2009). Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana.  
<https://doi.org/10.2118/129539-STU>
- Tajmiri, M., & Ehsani, M. R. (2016). The Potential Of CuO Nanoparticles to Reduce Viscosity and Alter Wettability at Oil- Wet and Water- Wet Rocks in Heavy Oil Reservoir. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE. <https://doi.org/10.2118/181298-MS>
- Taylor, R., Coulombe, S., Otanicar, T., Phelan, P., Gunawan, A., Lv, W., ... Tyagi, H. (2013). Small particles, big impacts: A review of the diverse applications of nanofluids. *Journal of Applied Physics*, 113(1), 011301. <https://doi.org/10.1063/1.4754271>

Versteeg, H. K., & Malalasekera, W. (2007). *An introduction to computational fluid dynamics: The finite volume method* (2nd ed). Harlow, England ; New York: Pearson Education Ltd.