

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Aplicación de dinámica de fluidos computacional para el estudio de
nanofluidos en recuperación mejorada de petróleo

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleo con mención en Recobro por Inyección
de agua y gas**

Presentado por:

Wilson Adrián Flores Gavilánez

Ronny David Herrera Tamayo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a todas las personas que me brindaron su apoyo incondicional durante mi desarrollo personal y profesional que me han fortalecido con sus enseñanzas, mediante este trabajo honro su presencia en mi vida.

David

El presente proyecto va dedicado a Dios quien es luz y guía en mi camino. A mis padres que siempre contare con el apoyo incondicional en las diferentes etapas que la vida nos regala pues fueron quienes me inculcaron a ser persistente y cumplir los objetivos de vida planteados,

Wilson

AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos a la ESPOL por las enseñanzas compartidas y la oportunidad de formar parte de esta maestría de gran reconocimiento, a la Dra. Andreina Alexandra Alarcón Avellán, gracias por su apoyo y compartir sus conocimientos durante el proceso, a nuestros compañeros que con su experiencia compartida en clases aportaron para elevar nuestros conocimientos en esta industria.

David y Wilson

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Wilson Adrián Flores Gavilánez y Ronny David Herrera Tamayo damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Wilson Adrián Flores
Gavilánez

Ronny David Herrera
Tamayo

EVALUADORES

PROFESOR DE LA MATERIA

Andreina Alarcón

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Los nanofluidos como un método recuperación mejorada química (C-EOR) es un elemento que puede ser clave en la industria hidrocarburífera ya que permite la recuperación de petróleo de campos con baja producción. Una alternativa para estudiar el efecto de la implementación de nanofluidos es a través de la aplicación de modelos matemáticos basados en la dinámica fluido computacional (CFD). En este contexto, el objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo CFD para simular el comportamiento de los nanofluidos y estimar la recuperación de petróleo del Campo ESPOL ubicado en el Oriente Ecuatoriano.

Para cumplir esta meta, se construyó el modelo CFD considerando las propiedades del yacimiento. Para el modelo se diseñó la geometría y el mallado, se definió los parámetros de entrada y condiciones de contorno, y se seleccionó el método de solución. Para evaluar el efecto del nanofluido se simularon dos escenarios: 1) la inyección convencional de agua y 2) la inyección del nanofluido que está compuesto por nanopartículas de Sílice (SiO_2).

Los resultados de las simulaciones evidenciaron que con la implementación de nanofluidos se puede alcanzar un incremento favorable en términos de factor de recobro. Al tiempo del punto de ruptura, el factor de recobro para el caso del nanofluido ha sido del 88% comparado con el caso de inyección de agua que alcanzo un 84%. El análisis de sensibilidad sugiere que la óptima concentración de nanopartículas es de 1.5 v/v. Por tanto, este es un parámetro importante a considerar en los casos de inyección de nanofluidos para evitar problemas de taponamiento por la aglomeración de las nanopartículas.

Palabras Clave: Objetivo, Modelo CFD, ESPOL, Sílice

ABSTRACT

Nanofluids as a chemical enhanced recovery (C-EOR) method is an element that can be key in the Hydrocarbon industry since it allows the recovery of oil from fields with low production. An alternative to study the effect of nanofluid implementation is through the application of mathematical models based on computational fluid dynamics (CFD). In this context, the objective of this work is to develop a CFD model to simulate the behavior of nanofluids and estimate the oil recovery of the ESPOL Field located in Eastern Ecuador.

To meet this goal, the CFD model was built considering the properties of the reservoir. For the model, the geometry and meshing were designed, the input parameters and boundary conditions were defined, and the solution method was selected. To evaluate the effect of the nanofluid, two scenarios were simulated: 1) the conventional injection of water and 2) the injection of the nanofluid that is composed of silica nanoparticles (SiO_2).

The results of the simulations showed that with the implementation of nanofluids a favorable increase in terms of recovery factor can be achieved. At the time of the breaking point, the recovery factor for the nanofluid case was 88% compared to the water injection case, which reached 84%. Sensitivity analysis suggests that the optimal concentration of nanoparticles is 1.5 v/v. Therefore, this is an important parameter to consider in cases of nanofluid injection to avoid plugging problems due to the agglomeration of the nanoparticles.

Keywords: Objective, CFD Model, ESPOL, Silica

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
CAPÍTULO 1.....	8
1. Introducción	8
1.1 Descripción del problema	9
1.2 Justificación del problema	9
1.3 Objetivos	9
1.3.1 Objetivo General	9
1.3.2 Objetivos Específicos.....	9
1.4 Marco teórico.....	10
1.4.1 Recuperación mejorada de petróleo (EOR)	10
1.4.2 Nanofluidos en CEOR.....	11
1.4.3 Nanopartículas.....	11
1.4.4 Tipos de nanopartículas.....	14
1.4.5 Modelos CFD en el software ANSYS®	15
1.4.6 Módulo Fluent de ANSYS®	18
1.4.7 Características del campo ESPOL.....	18
CAPÍTULO 2.....	24
2. Metodología	24
2.1 Diseño de la geometría para el modelo CFD	24
2.2 Refinamiento de la malla	25
2.3 Ecuaciones fundamentales y supuestos del modelo	26
2.3.1 Coeficiente de arrastre.....	27

2.3.2	Velocidad de deslizamiento	28
2.4	Simulación.....	29
CAPÍTULO 3.....		31
3.	Resultados Y ANÁLISIS	31
3.1	Parametrización de las condiciones de entrada del modelo CFD.	31
3.1.1	Velocidad de entrada del fluido.....	31
3.2	Simulaciones de los casos de estudio.....	32
3.2.1	Caso A: Inyección de agua convencional	32
3.2.2	Caso B: C-EOR por inyección de nanofluido a base de SiO ₂	33
3.2.3	Comparación del barrido al tiempo de irrupción del fluido desplazante	34
3.3	Análisis de sensibilidades: Concentración de nanopartículas	36
3.4	Escalamiento a nivel de reservorio.....	38
CAPÍTULO 4.....		40
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	40
4.1	Conclusiones.....	40
4.2	Recomendaciones.....	41
BIBLIOGRAFÍA.....		42
APÉNDICES.....		45

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CFD	Computational Fluid Dynamics
BPPD	Barriles de petróleo por día
AIE	Agencia Internacional de Energía
EOR	Enhanced Oil Recovery
OOIP	Original Oil in Place
IFT	Interfacial Tension
MWCNT	Multiwalled carbon nanotubes
VOF	Volume of Fluid
LPSD	Laser Particle Size Distribution
PHI	Porosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema de métodos EOR frecuentes (Adaptado de Adil et al., 2018)	10
Figura 1.2 Estados de agregación en función del diámetro de partícula (Agustin D. Pizarro, 2018)	12
Figura 1.3 Estructura de nanopartículas formadas por diferencial de presión, efecto de acuñamiento, y efecto de Log jamming (Aurand, 2014)	13
Figura 1.4 Análisis de fluorescencia de rayos X de nanopartículas de SiO ₂ , mostrando morfología (Yekeen et al., 2023)	14
Figura 1.5 Esquema de modelos comunes usados para resolver métodos numéricos en CFD	16
Figura 1.6 Simulación CFD de movimiento de aspas (Canonsburg, 2013)	17
Figura 1.7 Ubicación del campo ESPOL en la cuenca Ecuatoriana	19
Figura 1.8 Muestra de núcleo de roca reservorio	20
Figura 1.9 Distribución de tamaño de partícula del core 2 (Andrade et al., 2017)	21
Figura 1.10 Distribución de tamaño de gargantas porales (Corelab Laboratories, 1992)	22
Figura 1.11 Análisis de permeabilidades relativas (Corelab Laboratories, 1992)	22
Figura 2.1 Diseño de la geometría con sus dimensiones	24
Figura 2.2 Comparativa entre valores reales y diseñados para tamaño de partículas ..	25
Figura 2.3 Distribución de calidad ortogonal y visualización del mallado	26
Figura 3.1 Convergencia respecto al caudal	31
Figura 3.2 Gráfico de canales de recorrido de flujo de agua	32
Figura 3.3 Gráfico de canales de recorrido de nanofluido	33
Figura 3.4 Ilustraciones de frente de avance para caso A y B.....	35
Figura 3.5 Saturación final de petróleo en la malla.....	36
Figura 3.6 Fracción volumétrica de nanopartícula en función del avance de fluido inyectado	37
Figura 3.7 Tendencia de aglomeración de nanopartículas	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Nanopartículas y sus propiedades comerciales (Yekeen et al., 2023)	14
Tabla 1.2 Ensayos de metodos EOR mediante Fluent (Adaptado de Gharibshahi et al., 2015)	18
Tabla 1.3 Parámetros petrofísicos promedio del campo ESPOL.....	19
Tabla 1.4 Resultados de análisis LPSD para 3 muestras de núcleos (Adaptado de Andrade et al., 2017)	21
Tabla 1.5 Componentes molares del petróleo (Corelab Laboratories, 1992)	23
Tabla 2.1 Modelo y parámetros de entrada de la simulación de cada caso analizado ..	29
Tabla 2.2 Propiedades de nanofluido del Caso A medidos a 70 °F (Adaptado de Rajendra Prasad et al., 2022)	29
Tabla 2.3 Parámetros optimizados entre Casos.....	29
Tabla 3.1 Valores del petróleo residual del Caso A.....	33
Tabla 3.2 Valores de petróleo residual del Caso B.....	34

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Para el Ecuador los ingresos de divisas por las ventas del petróleo extraídos en el territorio nacional han sido un soporte fundamental para la economía del país. Estos recursos han sido aprovechados desde el año 1970 y con el pasar de los años se han ido desarrollando más campos petroleros, donde se han implementado técnicas convencionales que han mejorado la producción a nivel local; pero muy lejos de alcanzar los niveles de otros países. Actualmente, el ingreso de la venta del petróleo para el presupuesto general del estado representa el 21.33% y se prevé dejar de explotar el petróleo proveniente del Yasuní (Lasso, 2023). Este hecho significa una disminución de 57 400 barriles de petróleo por día y la necesidad de optimizar los campos maduros y reactivar pozos a través de la implementación de tecnologías avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Estudios recientes direccionados a la aplicación de EOR con métodos químicos (C-EOR) han demostrado que con esta tecnología se puede obtener una alta recuperación de petróleo a bajos costos operativos. Los nanofluidos tienen propiedades únicas que favorecen el proceso de desplazamiento de petróleo en la roca porosa, haciéndolos atractivos para la industria hidrocarburífera (Dezfully MG, Jafari A, 2015).

Una forma de estudiar la viabilidad de proyectos C-EOR con nanofluidos es a través del desarrollo de modelos matemáticos basados en la dinámica computacional de fluidos (CFD). Esta técnica ya ha sido enfocada en investigaciones de la industria petrolera, debido a que permite establecer analogías en el comportamiento de un sistema respecto a condiciones reales. Recientemente, Zhao & Wen, (2017) desarrollaron un modelo CFD el cual considera los efectos de mojabilidad y tensión interfacial durante la inyección de fluidos en procesos EOR. Gharibshahi et al., (2015) por su parte, elaboró un modelo de inyección de nanofluido de SiO₂ en medio porosos, donde se verificó los efectos que tiene la morfología de los poros. En ambos casos no se incluyeron geometrías diseñadas a partir de muestras de rocas, en su lugar fueron formas conceptuales.

Por tanto, el estudio aporta una aplicación conjunta de la dinámica de fluidos computacional y el diseño de modelos a partir de roca reservorio. Aportando a un espacio de investigación que impulsa al desarrollo de la inyección de nanofluido como técnica C-EOR de alto potencial, aplicado a campos ecuatorianos.

1.1 Descripción del problema

El petróleo es un recurso no renovable y es considerado como un elemento de vital importancia para el desarrollo de las naciones. Para el 2023 la producción de petróleo tendrá un incremento de 2 millones de BPPD en este año (International Energy Agency, 2022). La producción de petróleo en los campos maduros de Ecuador es una alternativa para lograr el objetivo previamente planteado.

En este contexto, la nanotecnología es una técnica innovadora en la industria petrolera, por su versatilidad y propiedades que benefician a la recuperación de hidrocarburo. En Ecuador la recuperación de petróleo mediante la implementación de nanofluidos no es aplicada aún, por lo que es un método con alto potencial de investigación.

Por tanto, se plantea desarrollar un estudio, el cual provea un modelo matemático de la inyección de nanofluidos en un yacimiento de petróleo como una técnica C-EOR.

1.2 Justificación del problema

El presente trabajo responde a la búsqueda de alternativas que maximicen el recobro de petróleo, mediante la aplicación de nanofluidos a través de inyección directa en el reservorio. Además, comprende el desarrollo de un modelo CFD con información de la roca y de fluido de yacimiento de un campo del país; incrementando su fiabilidad de aplicación y desarrollo experimental.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo matemático para simular el proceso de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de nanofluidos considerando las propiedades del campo ESPOL de Ecuador.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Identificar los parámetros de entrada y salida necesarios para la elaboración del modelo CFD.
2. Construir el modelo CFD mediante la utilización del módulo Fluent del software ANSYS®.
3. Identificar los fenómenos involucrados en la inyección de nanofluidos respecto al caso base establecido por inyección de agua.

4. Realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros relacionados a los nanofluidos para proponer las condiciones óptimas en las cuales la recuperación mejorada de petróleo en el campo ESPOL de Ecuador sea eficiente.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Recuperación mejorada de petróleo (EOR)

El proceso convencional de recuperación de petróleo tiene tres etapas: la primaria; que depende de la energía del yacimiento y usualmente ofrece un factor de recobro entre el 15 y 20% (Delgado et al., 2015). La recuperación secundaria; proveniente del efecto de depletación de energía del yacimiento y de subsecuentes procesos de inyección (agua o gas) para mantener la presión. Finalmente, la recuperación terciaria; cuyo objetivo es incrementar la producción a través de intervenir en las fuerzas capilares que rigen en el yacimiento. Los métodos frecuentes y más estudiados de EOR se describen a continuación en la Figura 1.1:

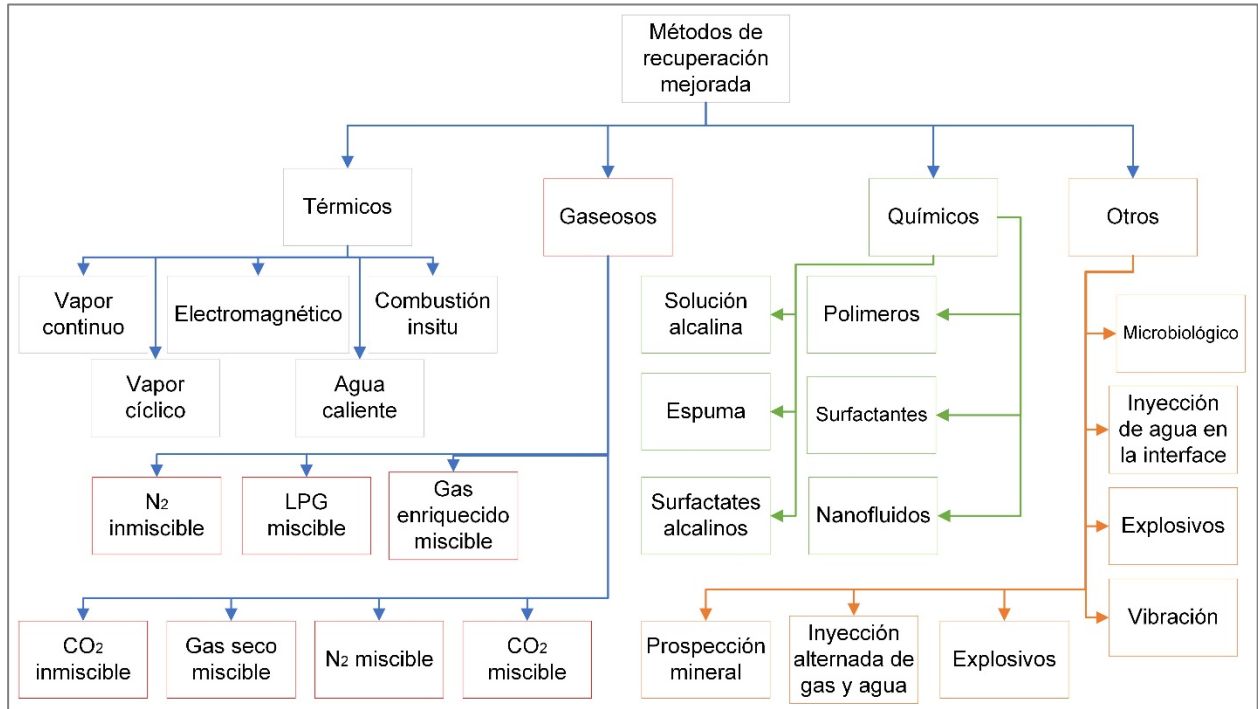


Figura 1.1 Esquema de métodos EOR frecuentes (Adaptado de Adil et al., 2018)

1.4.2 Nanofluidos en CEOR

Un nanofluido es una solución que se mantiene en suspensión coloidal y se encuentra compuesta por un fluido base y nanopartículas dispersas (Fikri et al., 2020). Generalmente, las nanopartículas son materiales naturales o sintéticos que poseen una dimensión menor a 100 nm (Gharibshahi et al., 2015).

Dependiendo del tipo de nanopartículas agregada, un nanofluido puede tener distintas propiedades y aplicaciones. Diversos ensayos de nanofluidos en C-EOR han mostrado que se pueden obtener varios beneficios, como reducción de fricción en la tubería, incremento de viscosidad del fluido desplazante, alterar características interfaciales entre roca y fluido, entre otros. (Delgado et al., 2015).

Cabe mencionar que la mayoría de los estudios se han realizado a escala de núcleos de roca en laboratorio. En donde se ha probado que la inclusión de nanofluidos incluso cambia la mojabilidad de la roca y mejora el desplazamiento del petróleo entrampado, en algunos casos desde el 14.29% hasta el 41.8% del OOIP. Estos resultados muchas veces han resultado contradictorios, ya que en otros experimentos se ha reportado solamente un incremento de recobro del 2% respecto al petróleo original en sitio (OOIP) (Zhao & Wen, 2017).

La concentración de las nanopartículas también ha sido un parámetro sensible al desempeño del nanofluido. El criterio de selección de las nanopartículas se basa en que estén posean diámetros menores a las gargantas porales de las rocas reservorios para evitar el fenómeno de agregación. Este fenómeno se genera por causa de la interacción intermolecular entre las nanopartículas con agentes del reservorio, de la poca estabilidad de la suspensión, o por una concentración inadecuada (Dezfully MG, Jafari A, 2015). Por tanto, considerando todas estas incertidumbres, las simulaciones a nivel de “cores” son vitales para evitar resultados no deseados durante aplicaciones a gran escala.

1.4.3 Nanopartículas

Las propiedades de las nanopartículas, así como su interacción con el medio que las rodea depende de su forma, tamaño, características de superficie y estructura interna. Además, la presencia de determinadas sustancias químicas también puede alterar dichas propiedades (Agustin D. Pizarro, 2018).

Los efectos que se dan al agregar nanopartículas en un sistema han sido reconocidos como únicos, debido a las diversas variables que interfieren en su comportamiento. Las nanopartículas pueden agruparse o repelerse según las fuerzas de Van de Waals, o encontrarse en diferentes estados de agregación debido a la aleatoriedad de tamaños, ver Figura 1.2.

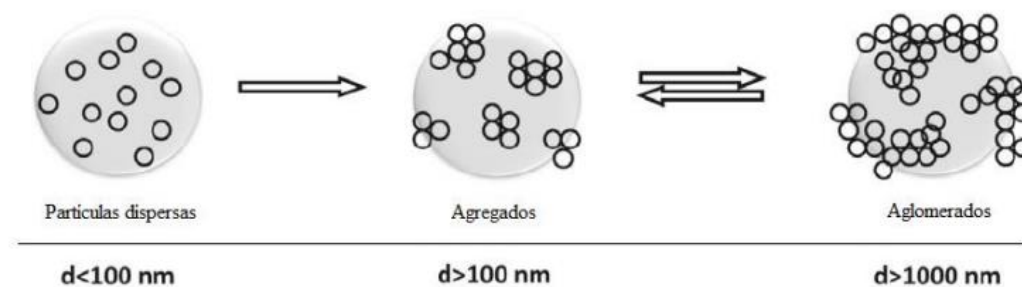


Figura 1.2 Estados de agregación en función del diámetro de partícula (Agustin D. Pizarro, 2018)

Las características que favorecen a la recuperación de petróleo se detallan a continuación:

1.4.3.1 Presión de separación

Es la propiedad más representativa de las nanopartículas por sus fenómenos como el movimiento Browniano y repulsión electrostática; generan arreglos estructurales que ayudan a tener una mayor entropía en la disolución. Genera una película de disolución que se origina en la superficie de la roca con un espesor muy pequeño, estos arreglos estructurales de nanopartículas actúan en forma de cuña expulsando al petróleo residual (Agustin D. Pizarro, 2018), ver Figura 1.3.

1.4.3.2 Obstrucción de poros

Esta relacionado a la obstrucción en las gargantas porales debido a incrustación de nanopartículas, cuando estas tienen un tamaño mayor al de las gargantas porales. La probabilidad de ocurrencia es muy baja debido a que las dimensiones de las gargantas porales y las nanopartículas tiene un tamaño nano (10-9nm) (Aurand et al., 2014).

Cuando ocurre un taponamiento de las gargantas porales por la aglutinación de nanopartículas se denomina "Log –Jamming". Este fenómeno bajo ciertas circunstancias puede ser beneficioso ya que al taponar pequeños canales porosos producirá un

incremento en la presión que ayudará a expulsar el hidrocarburo residual (Aurand et al., 2014), ver Figura 1.3.

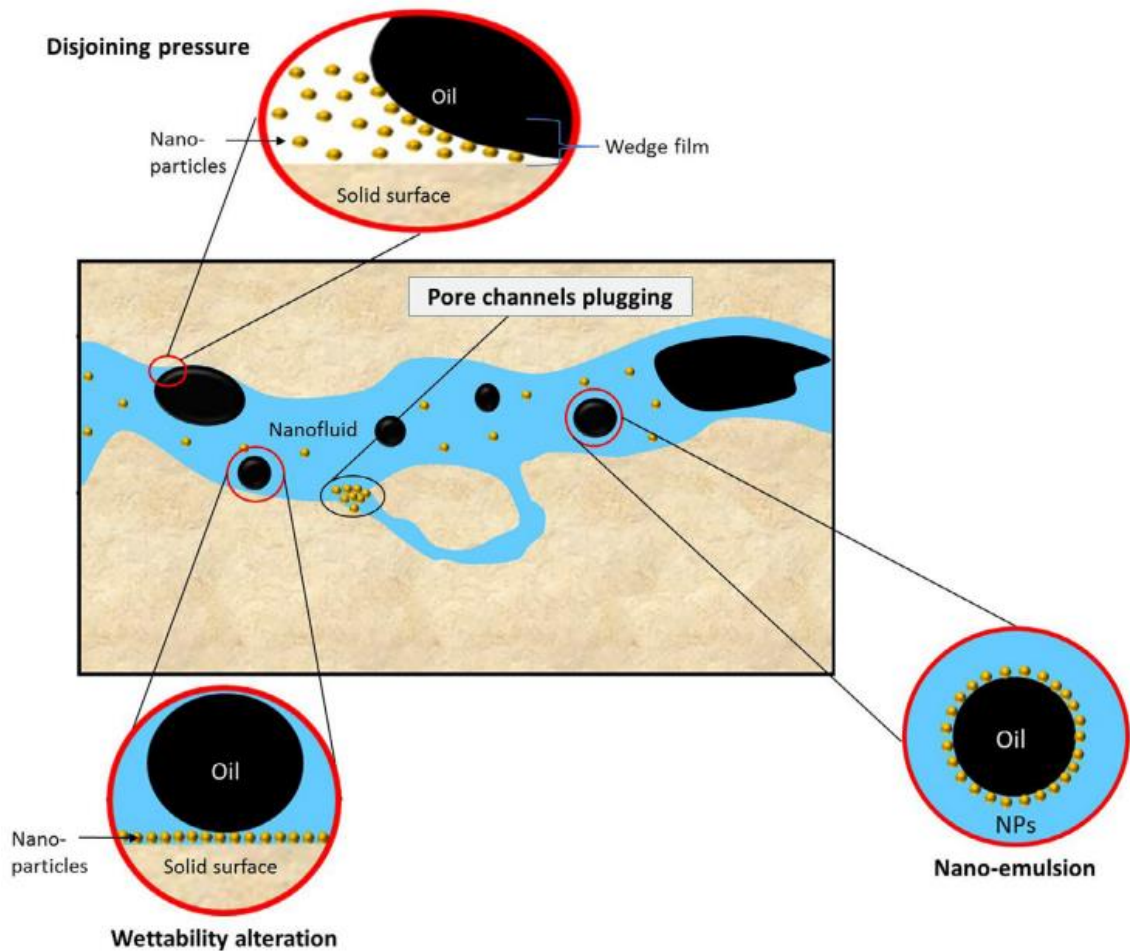


Figura 1.3 Estructura de nanopartículas formadas por diferencial de presión, efecto de acuñamiento, y efecto de Log jamming (Aurand, 2014)

1.4.3.3 Absorción de finos

Este fenómeno es causado por la pobre cementación y desprendimiento de las partículas de la matriz rocosa. Cuando un reservorio se encuentra en la fase de producción, el yacimiento tiende a sufrir daño, disminuyendo la permeabilidad y reduciendo el factor de recobro. Las nanopartículas de sílice (SiO_2) desarrollan la inhibición de migración de finos y estabiliza las fuerzas de interacción para mitigar el daño hecho por estos finos a la formación teniendo una eficiencia de 9.27% (Aurand et al., 2014).

1.4.4 Tipos de nanopartículas

Las nanopartículas están compuestas de elementos unitarios de pequeñas dimensiones que pueden ser de una, dos o tres dimensiones como efecto del movimiento de los electrones en cualquiera de las tres direcciones. Para altas temperaturas y presiones la relación superficie y volumen actúa como fuerza motriz para la difusión.

Los materiales más comunes para la obtención de nanopartículas con aplicación en C-EOR, son SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 y CuO (Gharibshahi et al., 2015). Estos han sido estudiados ampliamente debido a los resultados prometedores en modelos teóricos, y en menor medida las nanopartículas de nanotubos de carbono (MWCNT). A partir de investigaciones previas se ha determinado que las partículas de óxido de silicio se pueden obtener en formas esféricas (ver Figura 1.4), al igual que las de óxido de aluminio, mientras que las MWCNT son de forma cilíndrica.

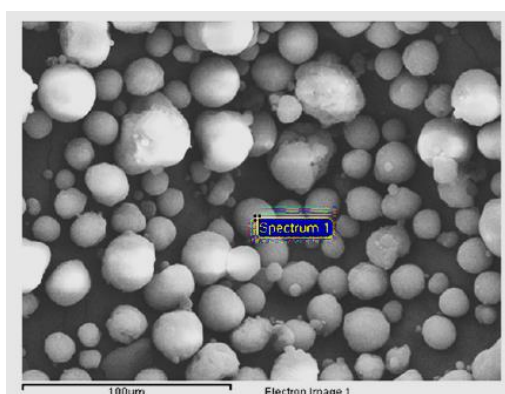


Figura 1.4 Análisis de fluorescencia de rayos X de nanopartículas de SiO_2 , mostrando morfología (Yekeen et al., 2023)

Este tipo de nanopartículas además se pueden encontrar de forma comercial bajo las siguientes especificaciones:

Tabla 1.1 Nanopartículas y sus propiedades comerciales (Yekeen et al., 2023)

Tipo	Proveedor	SSA (área específica) m^2/g	Densidad (g/cm^3)	Tamaño	Pureza
MWCNT	Chengdu Organic Chemicals	350	2.1	8 nm OD, 2-5 nm ID, longitud 0.5 – 2 μm	>98%
SiO_2	US Research Nanomaterials	170 -200	2.4	15-20 nm	>99.5%
Al_2O_3	Sky-Spring nanomaterials	38	3.9	20 nm	>99%

Recientemente, Kumar et al., (2023) evaluó el desempeño de un nanofluido a base de óxido de silicio y determinaron que existe una mejora significativa a medida que la concentración de las nanopartículas era mayor. Además, se concluyó que, durante el mismo ensayo, pero usando CuO ocurría una alteración de la viscosidad cinemática, es decir que a medida que se variaba la concentración de CuO, esta bajaba de su valor original (solución de agua).

Por otro lado, Fikri et al., (2020) durante su ensayo con nanofluidos a base de TiO_2 + SiO_2 encontró la misma relación de conductividad térmica y concentración de nanopartícula metálica; sin embargo, una relación opuesta a la propuesta anteriormente respecto a la viscosidad cinemática.

En procesos C-EOR, se usa típicamente las nanopartículas de SiO_2 debido a su simple método de preparación y su buen rendimiento en sistemas de alta temperatura, además de alta estabilidad, alta pureza a nivel comercial, y buena esfericidad. Estas ventajas fueron demostradas en varios estudios como los de Yekeen et al., (2023) y Gharibshahi et al., (2015).

1.4.5 Modelos CFD en el software ANSYS®

Un modelo CFD es una técnica de simulación poderosa que se basa en resolver una serie de ecuaciones en derivadas parciales, mediante métodos numéricos hasta obtener su conversión en ecuaciones algebraicas, ver Figura 1.5. Su aplicación puede ir desde áreas industriales o no industriales, como sistemas de flujo de fluidos, transferencia de calor, reacciones químicas, aerodinámica, entre otros.

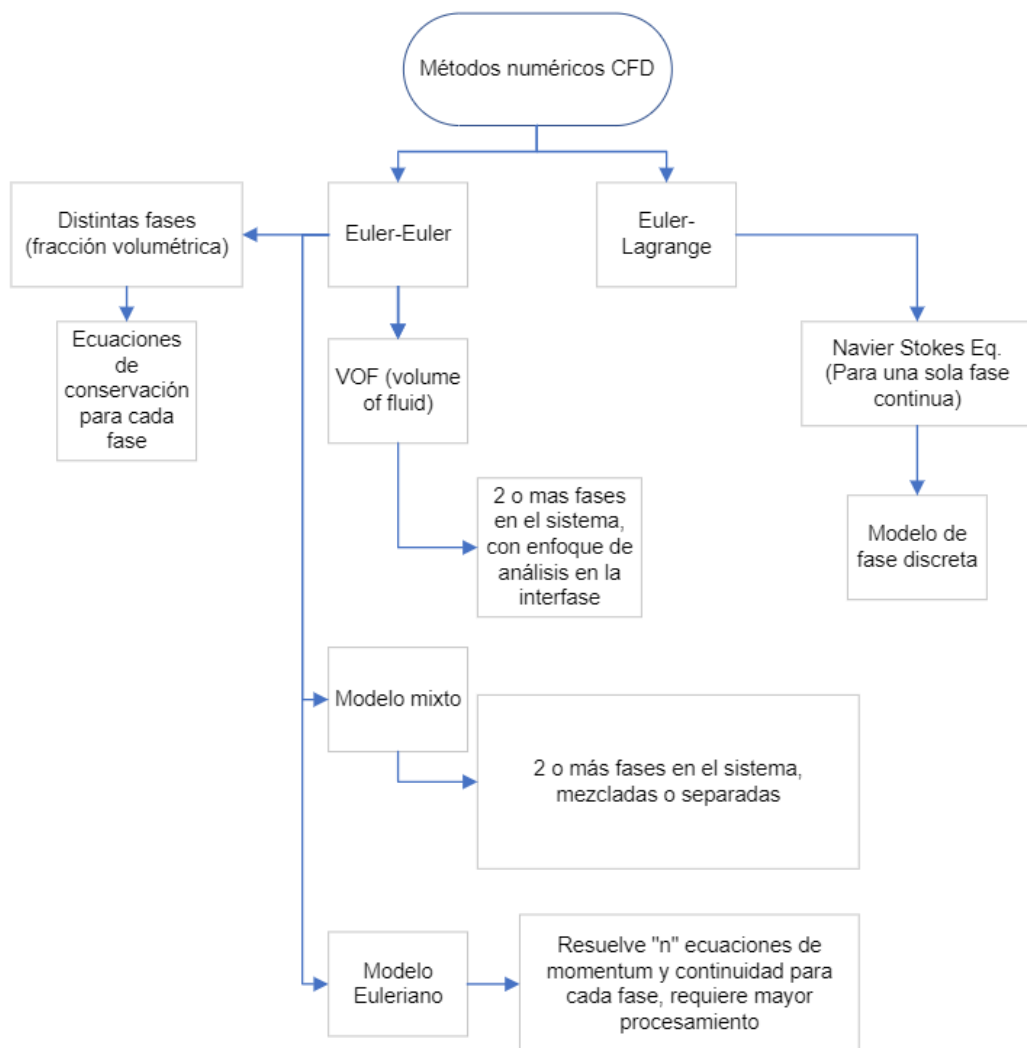


Figura 1.5 Esquema de modelos comunes usados para resolver métodos numéricos en CFD (Adaptado de Canonsburg, 2013)

Una de las ventajas del desarrollo de un modelo CFD, es que este método permite examinar parámetros que son imposibles y/o peligrosos de alcanzar bajo condiciones de laboratorio. En el caso particular del presente estudio, nos permite simular las veces necesarias el flujo de fluidos a través de un núcleo de roca; algo que en el laboratorio es un proceso costoso y de alta incertidumbre.

Las simulaciones se pueden realizar en formatos 3D (ver Figura 1.6), lo que permite analizar movimiento en diferentes dimensiones y diferentes planos. Cuando se analiza

movimiento de objetos en el espacio, se usan ecuaciones de conservación de momentum aplicadas al eje X, Y Z.

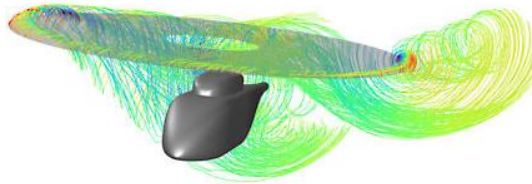


Figura 1.6 Simulación CFD de movimiento de aspas (Canonsburg, 2013)

1.4.5.1 Modelo VOF (Volume of Fluid)

Este método puede modelar dos o más fluidos inmiscibles resolviendo un conjunto de ecuaciones de momentum asociadas a la fracción de volumen de cada uno de los fluidos. Es aplicable para la predicción de la ruptura de un chorro, el movimiento de grandes burbujas en un líquido y en EOR para el seguimiento constante o transitorio de cualquier interfaz liquido-gas, este modelo no permite tener regiones vacías donde no hay ningún tipo de fluido presente (Canonsburg, 2013).

1.4.5.2 Modelo Euleriano

Este modelo permite modelar múltiples fases separadas que interactúan en etapas, el tratamiento se usa para cada fase. El modelo Euleriano- Langrangiano usado para fases discretas, está limitado por el comportamiento de convergencia se puede simular cualquier número de fases secundarias siempre que haya suficiente capacidad de procesamiento (Canonsburg, 2013).

1.4.5.3 Modelo Mixto

Corresponde a un modelo multifásico diseñado para manejar un número “n” de fases moviéndose en un sistema a diferentes velocidades. Para determinar los resultados, se basa en resolver ecuaciones de momentum, continuidad y conservación de energía para la mezcla (Canonsburg, 2013).

El modelo mixto es útil para explicar sistemas de interacción entre líquido y sólido, de una forma simplificada respecto al modelo Euleriano. Esto le da una ventaja para el campo de análisis de nanopartículas.

1.4.6 Módulo Fluent de ANSYS®

El software ANSYS® posee una serie de módulos de trabajo, los cuales son aplicados en función del sistema de resolver. En este caso se usa el módulo Fluent, comúnmente usado para sistemas que requieren modelado físico, como sistemas hidráulicos, transferencia de masa o calor, etc.

Previamente se han realizado estudios con el uso de esta herramienta, enfocados en análisis EOR con diferentes métodos.

A continuación, se muestra una breve compilación de modelos CFD creados con Fluent para aplicaciones EOR:

Tabla 1.2 Ensayos de metodos EOR mediante Fluent (Adaptado de Gharibshahi et al., 2015)

Autor	Modelo multifásico	Escala	Método EOR
Xing et al., (2013)	Mixto	Prisma de cristal de (3 m x 3 m x 11 m)	Inyección de CO ₂
Gharibshahi et al., (2015)	Mixto	Micro modelo	Inyección de nanofluidos
Zhao & Wen, (2017)	VOF	Poros	Inyección de nanofluidos
Wang S., (2015)	VOF	Garganta poral	Método térmico
Dezfully MG, Jafari A, (2015)	Euleriano	Micro modelo	Inyección de nanofluidos
He J, Tang H,(2017)	Ley de Darcy y Navier-Stokes	Reservorio	Inyección de agua
Nandwani SK, Chakraborty M, (2019)	Mixto	Roca	Químico

Como se muestra en la Tabla 1.2, Fluent permite resolver sistemas con diferentes modelos matemáticos: mixto, VOF (Volume of Fluid), Euleriano, Navier Stokes, entre los principales. Además, permite crear geometrías que van desde escala de reservorio hasta gargantas porales.

1.4.7 Características del campo ESPOL

El campo ESPOL se encuentra ubicado en la región sur-oriente de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, ver Figura 1.7. Ha sido descubierto en el año 1972 y operado mediante

empresas privadas hasta la actualidad. Posee 24 productores y 7 pozos inyectores; de los cuales se han extraído dos núcleos de roca reservorio de los 2 pozos exploradores perforados al inicio del proyecto (Corelab Laboratories, 1992).

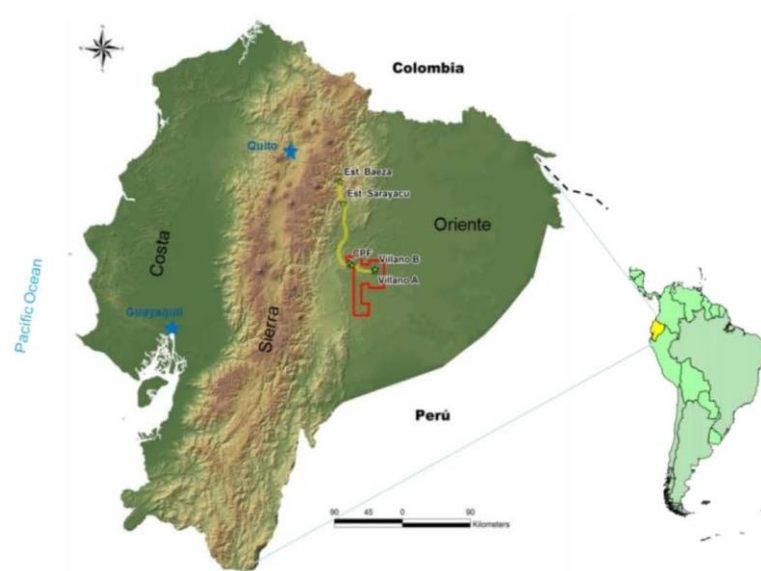


Figura 1.7 Ubicación del campo ESPOL en la cuenca Ecuatoriana

Las características del fluido y del reservorio mostrados en Tabla 1.3 varían según la zona de estudio, pero en promedio se muestran de la siguiente manera. Actualmente en la zona de estudio, existen pilotos de recuperación secundaria; sin embargo, no se ha desarrollado proyectos de recuperación mejorada de petróleo o C-EOR.

Tabla 1.3 Parámetros petrofísicos promedio del campo ESPOL

Permeabilidad	2000 mD	Temperatura de reservorio	143 °F
Porosidad	19.2 %	GOR	12 SCF/STB
Saturación de agua inicial	27%	Viscosidad del petróleo	196 cPs
API	15.4	Viscosidad del agua	0.3 cPs
Presión de reservorio	2277 psi	Presión de burbuja	120 psi

Contiene dos reservorios principales, conformados por areniscas cuarzosas en cada uno de sus sub-cuerpos, con intercalaciones arcillosas en los cuerpos superiores. En la Figura 1.8 se muestra la roca reservorio analizada en laboratorio, donde se evidencia la presencia de arenisca cuarzosa limpia con leves intercalaciones calcáreas y arcillosas.



Figura 1.8 Muestra de núcleo de roca reservorio

1.4.7.1 Análisis del reservorio del campo ESPOL

El tamaño de partícula corresponde a la medida media de extremo a extremo de granos de matriz de la roca, expresada como diámetro de una esfera. Para determinar el tamaño de partícula de las muestras de núcleos se usa la técnica de LPSD (Laser Particle Size Distribution), esta consiste en medir el haz de luz difractada al hacerla pasar por una muestra dispersa en aire o fluido (Andrade et al., 2017).

La información recopilada del campo incluye un análisis LPSD que fue efectuado para 3 muestras, dando los siguientes resultados:

Tabla 1.4 Resultados de análisis LPSD para 3 muestras de núcleos (Adaptado de Andrade et al., 2017)

Core	Profundidad del core (ft)	d 10 (um)	d 50 (um)	d 90 (um)	d 10/d 95 (coeficiente de sorteo)	Cu (coeficiente de uniformidad)
Core 1	6008	450	266	142	4.26	2.07
	6009	345	233	141	2.96	1.81
	6010	358	239	131	3.65	2.0
Core 2	6067	1085	553	123	22.61	5.19
	6068	1145	559	134	22.01	4.93
	6069	823	486	134	11.91	4.15
Core 3	6135	609	310	161	6.56	2.12
	6136	428	304	165	7.2	2.0
	6137	1079	672	305	5.44	2.46

La información mostrada en la Tabla 1.4 representa medidas de tamaño de partícula de la roca obtenido a diferentes profundidades del reservorio. Durante el desarrollo del estudio se emplea los datos del “core 2” por esta localizado en el punto medio de la arena productora. La grafica acumulativa de tamaño de partícula para esta muestra en particular se muestra a continuación en la Figura 1.9.

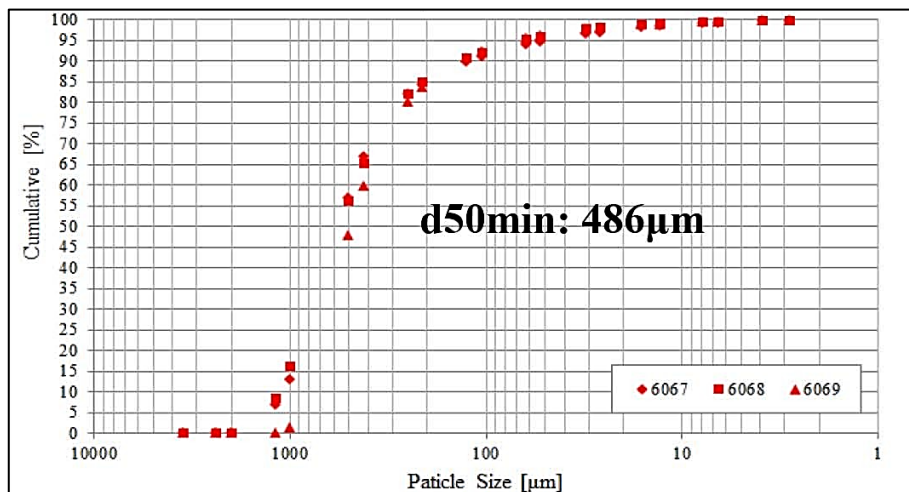


Figura 1.9 Distribución de tamaño de partícula del core 2 (Andrade et al., 2017)

El tamaño de garganta poral de las muestras del campo han sido obtenidas mediante el método de inyección de mercurio. A continuación, Figura 1.10 muestra el gráfico de distribución de los tamaños de garganta poral.

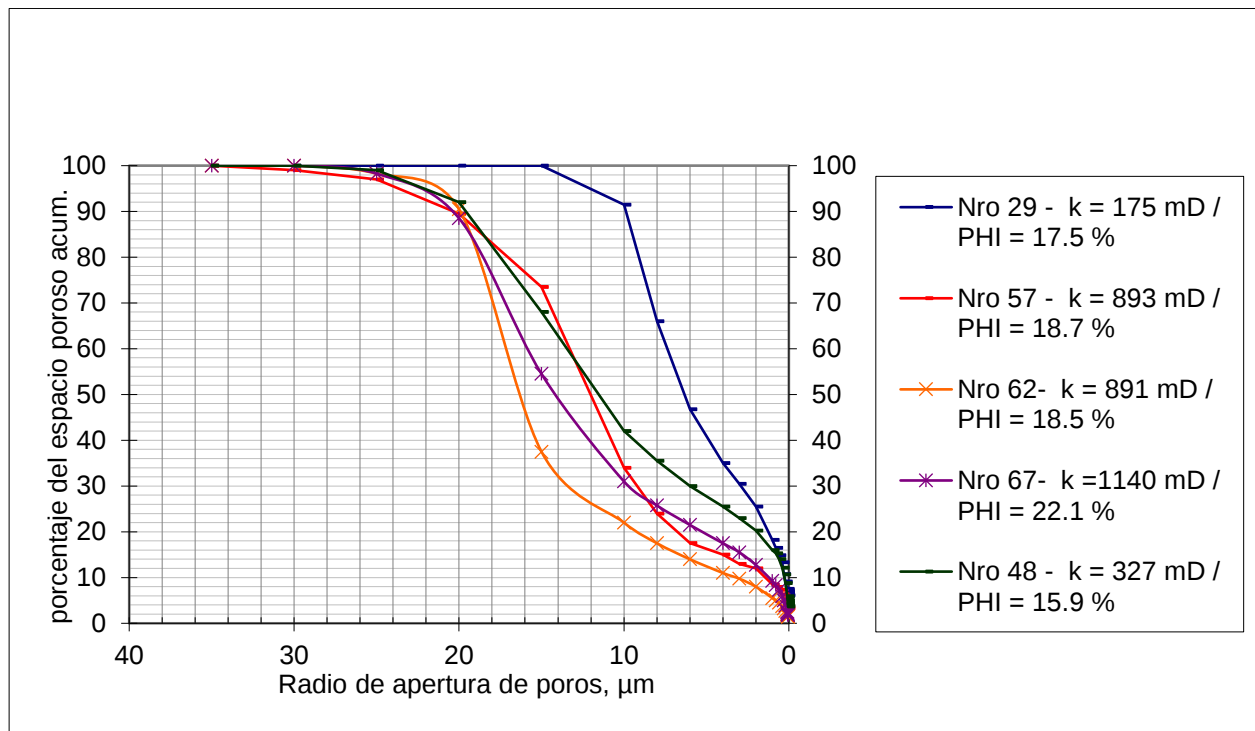


Figura 1.10 Distribución de tamaño de gargantas porales (Corelab Laboratories, 1992)

La roca reservorio es mojada al agua a partir de la interpretación de las curvas de permeabilidades relativas, donde se observa que en el punto de intercepción la saturación de agua es de 55% y la pendiente de la curva de permeabilidad relativa de agua es menor. Ver Figura 1.11.

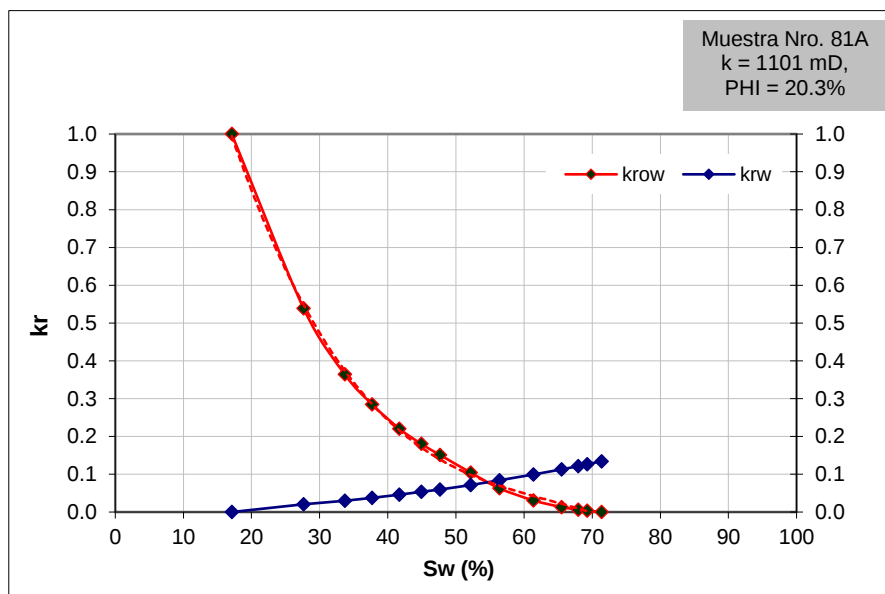


Figura 1.11 Análisis de permeabilidades relativas (Corelab Laboratories, 1992)

El petróleo analizado presenta la composición mostrada en la Tabla 1.5, donde se evidencian componentes pesados como el mayor componente, siendo C₂₀ de 0.367 de fracción molar.

Tabla 1.5 Componentes molares del petróleo (Corelab Laboratories, 1992)

Componentes	Fracción molar
H ₂ O	0.00087
Nitrógeno	0.00000
CO ₂	0.00076
Metano	0.00090
Etano	0.00457
Propano	0.00392
i-Butano	0.00961
n-Butano	0.00656
i-Pentano	0.00935
n-Pentano	0.00378
C6	0.02379
C7	0.04959
C8	0.09738
C9	0.06286
C10	0.04491
C11	0.03255
C12	0.04104
C13	0.04546
C14	0.04965
C15	0.03767
C16	0.02888
C17	0.02392
C18	0.02809
C19	0.02616
C20	0.36754

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Diseño de la geometría para el modelo CFD

El diseño geométrico es representado por un rectángulo en 3D ($H=7328.6 \mu\text{m}$ x $V=6984.6 \mu\text{m}$ x $T=1000 \mu\text{m}$) con dos vértices ($L=619.11 \mu\text{m}$), uno en la parte inferior (entrada del fluido) y otro en la parte superior (salida del fluido). La geometría rectangular se ha dibujado en el plano XY (ver Figura 2.1); y, como en los trabajos previamente reportados por (Gharibshahi et al., 2015) y (Xing et al., 2013) representa una lámina delgada de la roca reservorio. Particularmente, el flujo de los fluidos (nanofluido/agua/petróleo) en este diseño sigue su trayectoria a través del plano YZ y XY. Además, todas las dimensiones consideradas se han diseñado en base a los datos de las propiedades del medio poroso de la roca reservorio:

- Porosidad: 22.10 %
- Material de la partícula: cuarzo (ver Figura 1.8)
- Tamaño de partícula: media de $486 \mu\text{m}$ (ver Figura 1.9)
- Tamaño de garganta poral: media de $17.5 \mu\text{m}$ (ver Figura 1.10)

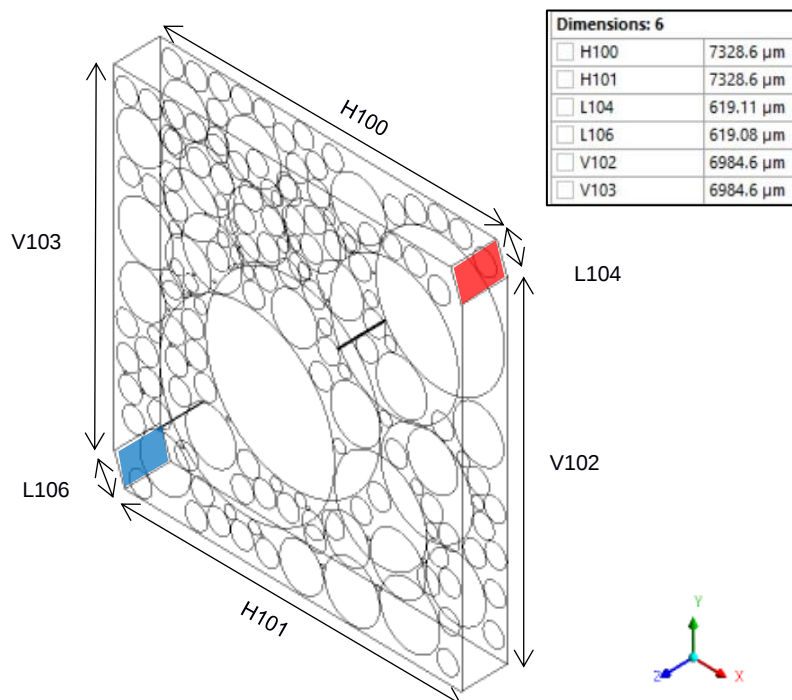


Figura 2.1 Diseño de la geometría con sus dimensiones

Para el ajuste de la geometría, se obtuvieron diámetros aleatorios de partículas para un total de 100 elementos. Considerando que cada partícula implica un área dentro de la geometría, con estos valores se realizó el cálculo total del área ocupada y se obtuvo el tamaño de la geometría que resulta una porosidad de 22.09% (0.1% de variación respecto al valor real). Un análisis más detallado del método de cálculo del tamaño de partículas para el diseño de la geometría es descrito en el Apéndice A.

Una vez obtenidas las dimensiones de las partículas, se realizó una verificación del ajuste respecto al modelo real. En la Figura 2.2 se muestra la dispersión de datos calculados sobrepuestos a los valores reales, donde se observa un ajuste aceptable.

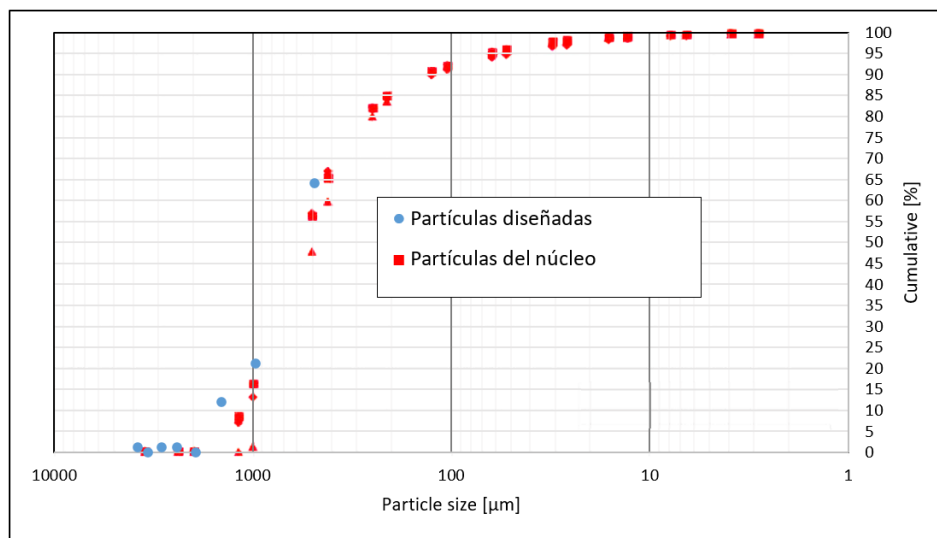


Figura 2.2 Comparativa entre valores reales y diseñados para tamaño de partículas

2.2 Refinamiento de la malla

La siguiente etapa correspondió en la creación del mallado, para lo cual se definieron cuatro zonas: entrada del nanofluido (“inlet nanofluid”), zona del flujo (“flow zone”), pared del grano (“grain wall”) y salida del flujo (“outlet nanofluid”). En el Apéndice E se muestran las zonas diferenciadas por colores.

El diseño de mallado se optimizó para generar una malla con el mínimo número de nodos, en la que la solución numérica no dependiera del número de celdas discretas, con lo que se obtuvieron 65040 celdas, 221233 caras y 90848 nodos. Finalmente se comprobó la calidad del mallado mediante la distribución en histograma de la calidad ortogonal, ver Figura 2.3. Donde se puede verificar la calidad alcanzada de más del 70%

del mallado es mayor a 0.8; el 10% del mallado corresponde a una calidad de 0.7 y el sobrante aproximado menor al 10% posee una calidad menor a 0.7.

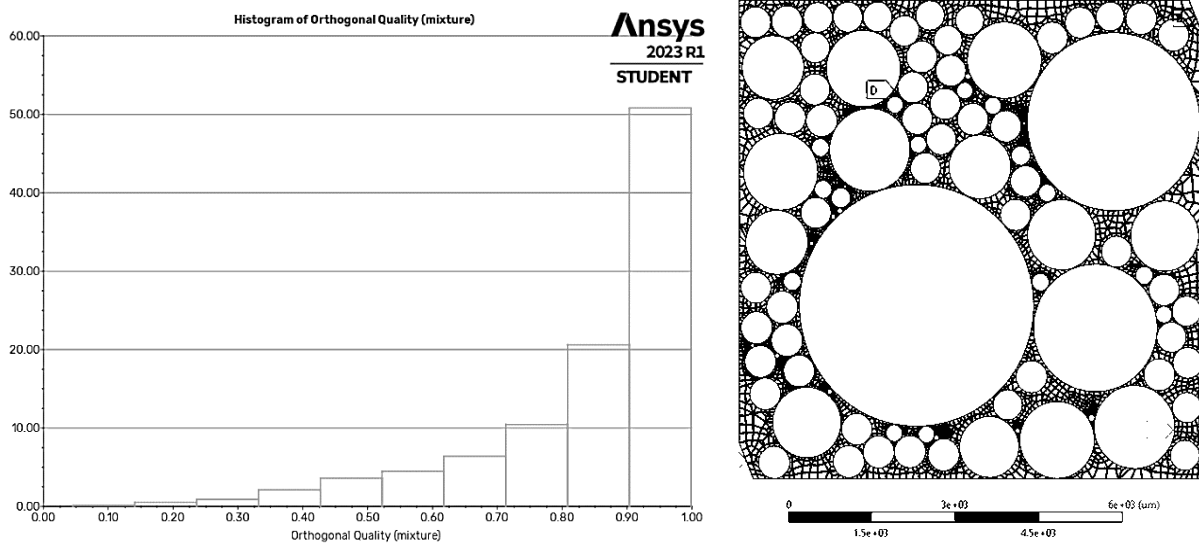


Figura 2.3 Distribución de calidad ortogonal y visualización del mallado

2.3 Ecuaciones fundamentales y supuestos del modelo

Una vez obtenida la malla a partir de la geometría; se ingresaron los parámetros de materiales, modelo de flujo, modelo de viscosidad, condiciones de contorno.

Los materiales seleccionados fueron: petróleo, agua de formación, agua destilada como fluido base, nanopartículas de sílice, y arenisca para el material sólido. El modelo de flujo seleccionado ha sido el modelo mixto mediante procesos de selección de (Canonsburg, 2013). En el Apéndice B se detalla el proceso de selección del modelo. Las ecuaciones que gobiernan el modelo mixto son descritas a continuación:

Continuidad y conservación de masa:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{V}_m) = 0 \quad [2.1]$$

ρ_m : densidad de la mezcla

$\vec{V}_m$: velocidad de la mezcla

Conservación de momentum:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m \vec{V}_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{V}_m \vec{V}_m) = -\nabla P_m + \nabla \cdot (\mu_m \nabla \vec{V}_m) + \nabla \cdot (\sum_{k=1}^n \varphi_k \rho_k \vec{V}_{dr,k} \vec{V}_{dr,k}) \quad [2.2]$$

P_m : Presión de la mezcla

μ_m : viscosidad de la mezcla

φ_k : fracción volumétrica de la fase k

ρ_k : densidad de la fase k

$\vec{V}_{dr,k}$: velocidad de deriva de la fase k

Velocidad de la mezcla:

$$\vec{V}_m = \frac{\sum_{k=1}^n \varphi_k \rho_k \vec{V}_k}{\rho_m} \quad [2.3]$$

Densidad de la mezcla:

$$\rho_m = \sum_{k=1}^n \varphi_k \rho_k \quad [2.4]$$

Viscosidad de la mezcla:

$$\mu_m = \sum_{k=1}^n \varphi_k \mu_k \quad [2.5]$$

μ_k : viscosidad de la fase k

El modelo de viscosidad asumido es el aplicado para un flujo laminar. Se consideró este modelo por recomendaciones hechas en el estudio de Gharibshahi et al., (2015). Al igual que el tipo de nanopartícula, SiO₂, debido a sus propiedades favorables para aplicaciones C-EOR. Además, de ser ampliamente analizado por diversos autores, en el Apéndice C, se muestran todos los criterios ponderados para terminar la ventaja de usar nanopartículas de SiO₂, haciendo referencia a varios autores que los han investigado. Las correlaciones usadas para establecer la interacción entre dos fases, son las siguientes, a partir de Canonsburg, (2013):

2.3.1 Coeficiente de arrastre

Se usó la correlación de Schiller-Naumann que es aplicada a modelos mixtos los cuales pueden poseer fases entre fluido y fluido por su amplia aplicabilidad. La correlación propone que el coeficiente de arrastre se calcula de la siguiente forma:

$$f = \frac{C_D Re}{24} \quad [2.6]$$

Donde C_D corresponde a:

$$C_D = \frac{24(1+0.15 Re^{0.687})}{Re} \quad \begin{matrix} Re \leq 1000 \\ Re > 1000 \end{matrix} \quad [2.7]$$

Y, Re es el número relativo de Reynolds para la fase primaria (q), en el caso se aplicó para el petróleo y la fase secundaria (p)

$$Re = \frac{\rho_q |\vec{V}_p - \vec{V}_q| d_p}{\mu_q} \quad [2.8]$$

Donde:

μ_q : viscosidad de la fase primaria

$\vec{V}_p$: velocidad de la fase secundaria

d_p : diámetro de partícula de la fase secundaria

ρ_q : densidad de la fase primaria

2.3.2 Velocidad de deslizamiento

La simulación usó la correlación de Manninen-et.al, ya que el modelo mixto realiza una formulación algebraica para determinar la velocidad de deslizamiento; donde se asume un equilibrio local entre las fases dentro de un espacio determinado, para ello la velocidad relativa está dada por:

$$\vec{V}_{pq} = \frac{\tau_p}{f_{drag}} \cdot \frac{\rho_p - \rho_m}{\rho_p} \cdot \vec{a} \quad [2.9]$$

Donde τ_p representa el tiempo de relajación de partícula:

$$\tau_p = \frac{\rho_p d_p^2}{18 \mu_q} \quad [2.10]$$

d es el diámetro de las partículas y $\vec{a}$ corresponde a la aceleración de la fase secundaria:

$$\vec{a} = \vec{g} - (\vec{V}_m \cdot \nabla) \vec{V}_m - \frac{\partial \vec{V}_m}{\partial t} \quad [2.11]$$

La función de arrastre está definida por:

$$f_{drag} = \begin{cases} 1 + -0.15 Re^{0.687} & Re \leq 1000 \\ 0.0183 Re & Re > 1000 \end{cases}$$

Las condiciones de entrada y de inicialización del modelo se detallan para dos casos que son presentados en la Tabla 2.1.

1. Caso A: caso base donde se considera un proceso convencional de inyección de agua.
2. Caso B: caso de estudio donde se considera la inyección de nanofluido a base de SiO₂ (ver Apéndice C de determinación de uso del tipo de nanopartícula).

Las condiciones de entrada y de inicialización del modelo para el caso A y caso B son presentados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Modelo y parámetros de entrada de la simulación de cada caso analizado

	Caso A	Caso B
Fases	- Petróleo - Agua dulce	- Petróleo - Nanofluido a base de agua destilada y nanopartículas de SiO₂
Método numérico	Modelo mixto	Modelo mixto
Presión estática	157 Pa	157 Pa
Modelo de viscosidad	Laminar	Laminar
Heterogeneidades	Modelo isotrópico	Modelo isotrópico

Las propiedades ingresadas del nanofluido para el Caso B fueron tomadas del ensayo de (Rajendra Prasad et al., 2022) y son las siguientes:

Tabla 2.2 Propiedades de nanofluido del Caso B medidos a 70 °F (Adaptado de Rajendra Prasad et al., 2022)

Propiedad	Valor
Densidad	1130.53 kg/m ³
Viscosidad	1.14 mPa.s
Concentración	1.5% m/m
Conductividad térmica	0.695 W/mK
Fluido base	Agua destilada con Glicerol al 30% v/v
Tamaño de nanopartícula	30-50 nm
Calor específico	3687.4 J/kgK

A partir de Caso B, un análisis de sensibilidad se realizó con el objetivo de encontrar los parámetros óptimos correspondiente a las propiedades del nanofluido, ver Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Parámetros optimizados entre Casos

Parámetros optimizados
Concentración de nanopartículas

2.4 Simulación

Las simulaciones se resolvieron mediante un método de inicialización SIMPLE con un número de iteraciones igual a 1000. Los resultados se consideraron válidos cuando la resolución de la ecuación no tuvo fluctuaciones y el rango de error fue menor que 10^{-4} para todos los parámetros y para la energía menor que 10^{-6} . El comportamiento del nanofluido se evaluó mediante un modelo mixto de fase dispersa, donde se analizó el momentum de las nanopartículas. Finalmente, la eficiencia de barrido mediante la

diferencia de la fracción volumétrica al inicializar el modelo, y hasta el punto de ruptura del fluido inyectado.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Parametrización de las condiciones de entrada del modelo CFD.

3.1.1 Velocidad de entrada del fluido

El caudal del fluido inyectado a la geometría se lo parametrizó en términos de velocidad de entrada. Esto se realizó con el objetivo de identificar el número mínimo de iteraciones que son requeridas para alcanzar la convergencia de las ecuaciones de momentum en X, Y y Z. Como se puede observar en la Figura 3.1, un caudal de aproximadamente $1.86 \times 10^{-7} \text{ cm}^3/\text{s}$ o su equivalente en velocidad de entrada de $3 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ se debería utilizar para este modelo que se encuentra a escala nanométrica. La implementación de valores de caudales por debajo de este valor, presenta inconsistencias de convergencia de las ecuaciones de momentum del modelo mixto, por lo que la incertidumbre del modelo se incrementa. En la Figura 3.1, se coloca en escala logarítmica el número de iteraciones hasta alcanzar la convergencia del modelo, o a su vez divergencia a causa de un error en la ecuación de continuidad.

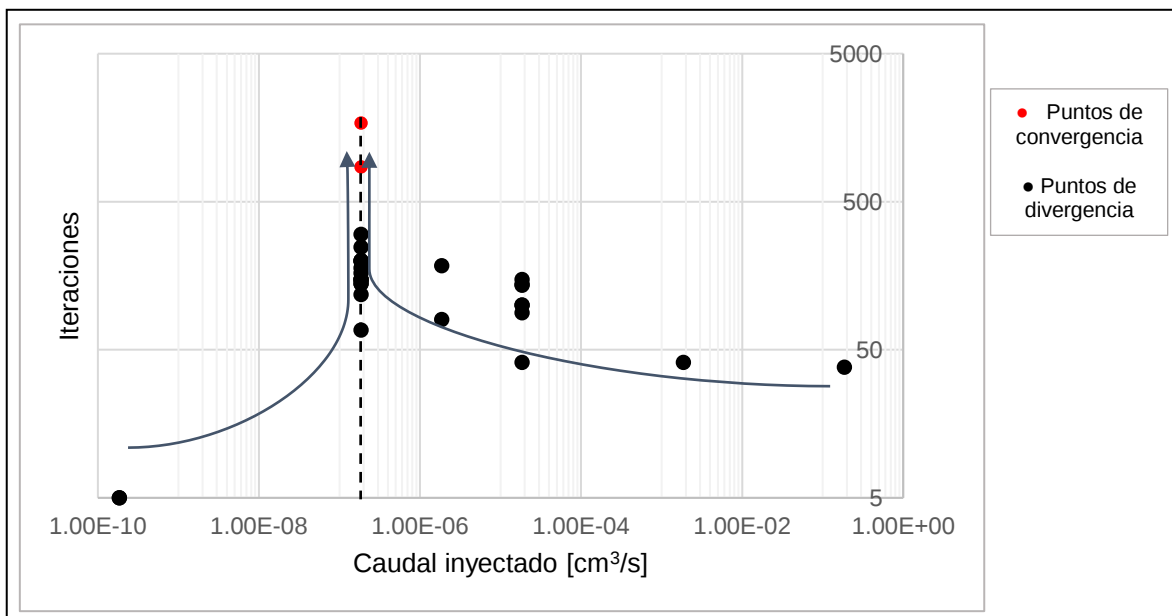


Figura 3.1 Convergencia respecto al caudal

3.2 Simulaciones de los casos de estudio

3.2.1 Caso A: Inyección de agua convencional

En la Figura 3.2 se muestra gráficamente a diferentes etapas de la simulación; es decir, las rutas o caminos que recorre el agua inyectada entre los espacios porales de la roca. Esto se logró partiendo del cálculo iterativo de la ecuación de continuidad y conservación de la masa [2.1] además de la solución de la ecuación de momentum [2.2] analizada en las dimensiones X, Y, y Z.

Las simulaciones demuestran que para el caso A se obtuvo un desplazamiento homogéneo durante a medida que se traslada el frente de avance desplazando el petróleo contenido en la geometría (Figure 3.2a). El efecto de canalización (Figura 3.2b) no tiene presencia debido a la distribución de los granos de la roca, lo que permitió validar las ecuaciones de flujo para una inyección tipo matricial en el reservorio. Una vez que el agua alcanza a irrumpir en el extremo de salida de flujo, se obtuvo el perfil de saturación de petróleo en la malla a partir del histograma de fracción volumétrica, (ver Figura 3.2c).

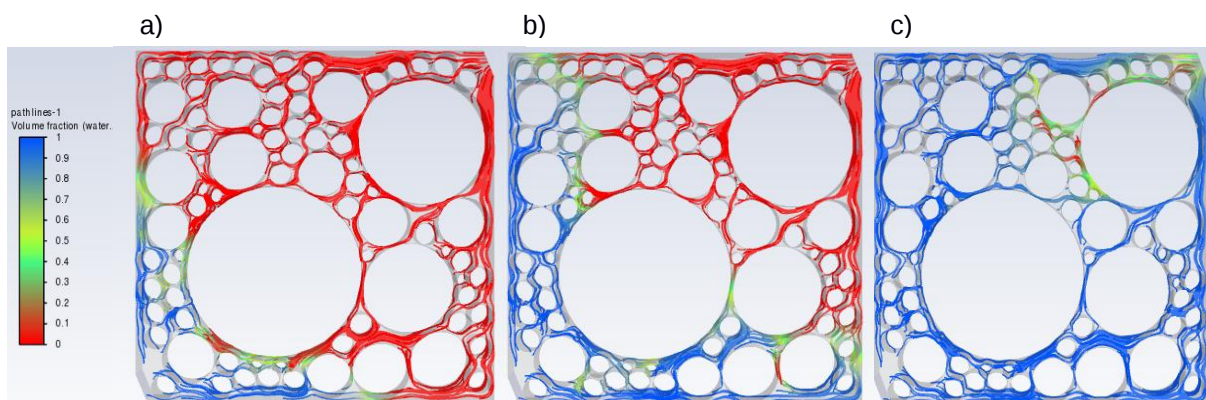


Figura 3.2 Gráfico de canales de recorrido de flujo de agua

Nota: a) Canalizaciones de agua inyectada a $\Delta t = \text{Eq. 50}$ iteraciones, b) Canalizaciones de agua inyectada a $\Delta t = \text{Eq. 100}$ iteraciones, c) Canalizaciones de agua inyectada a $\Delta t = \text{Eq. 190}$ iteraciones

En la Tabla 3.1 se muestran los valores del petróleo residual. A partir del cálculo estadístico obtenidos de las simulaciones del caso A para el perfil de saturaciones, se estimó que el recobro teórico del modelo es de 0.77 de la fracción volumétrica de petróleo inicial.

Tabla 3.1 Valores del petróleo residual del Caso A

Saturación de petróleo residual	Porcentaje de volumen poroso	Recobro de volumen	Límite inferior	Ponderado
0 a 10%	78%	100% a 90%	0.9	0.702
11% a 20%	5%	89% a 80%	0.8	0.04
21% a 31%	3%	79% a 21%	0.21	0.0063
32% a 44%	3%	68% a 56%	0.56	0.014
45% a 53%	1%	55% a 47%	0.47	0.0047
54% a 66%	1%	46% a 34%	0.34	0.0034
67% a 72%	1%	33% a 28%	0.28	0.0014
73% a 81%	1%	27% a 19%	0.19	0.00095
82% a 91%	1%	18% a 9%	0.09	0.00045
92% a 100%	3%	8% a 0%	0	0
				0.77

3.2.2 Caso B: C-EOR por inyección de nanofluido a base de SiO₂

La simulación del caso B, presentó un comportamiento de desplazamiento similar al del Caso A mediante la revisión de las líneas de recorrido de flujo. Para este caso, tampoco se evidencian canalizaciones en la geometría. En la Figura 3.3 se muestra la ruta del nanofluido a través de el grafico de recorrido en el medio poroso.

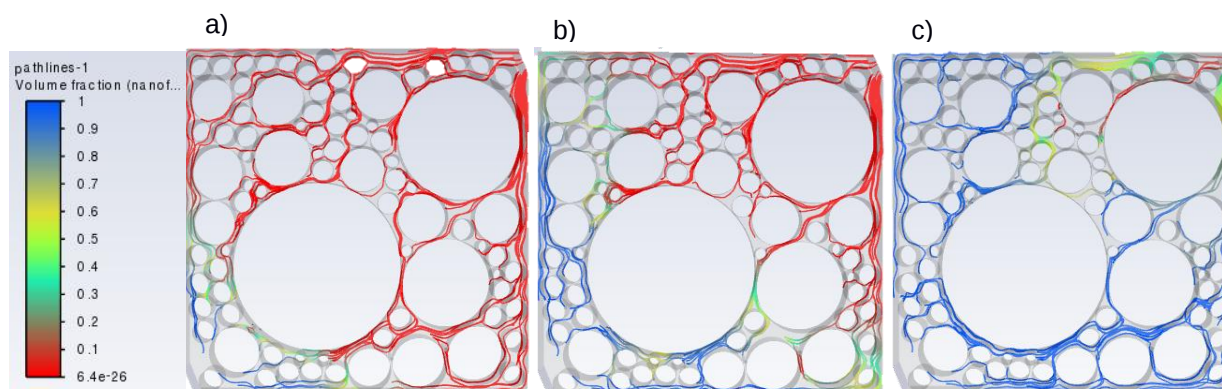


Figura 3.3 Gráfico de canales de recorrido de nanofluido

Nota: a) Canalizaciones de nanofluido inyectado a $\Delta t = \text{Eq. 50}$ iteraciones, b) Canalizaciones de nanofluido inyectado a $\Delta t = \text{Eq. 100}$ iteraciones, c) Canalizaciones de nanofluido inyectado a $\Delta t = \text{Eq. 190}$ iteraciones

Al momento de que el nanofluido alcanza la zona de salida de flujo, se graficó el histograma de fracción volumétrica del petróleo residual contenido en la malla. Análogamente al caso A se presentan estos valores en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Valores de petróleo residual del Caso B

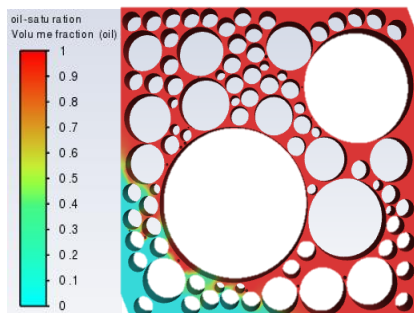
Saturación de petróleo residual	Porcentaje de volumen poroso	Recobro de volumen	Límite inferior	Ponderación
0 a 8%	78%	100% a 92%	0.92	0.7176
9% a 17.5%	5%	91% a 72.5%	0.725	0.03625
17.6% a 26%	3%	72.4% a 74%	0.724	0.02172
27% a 34%	2%	73% a 66%	0.66	0.0132
35% a 43%	2.50%	65% a 57%	0.57	0.01425
44% a 52%	2%	56% a 48%	0.48	0.0096
53% a 61%	1%	47% a 39%	0.39	0.0039
62% a 69%	0.50%	38% a 31%	0.31	0.00155
70% a 76%	2.50%	30% a 24%	0.24	0.006
77% a 100%	3%	23% a 0%	0	0
				0.83

A partir de estos resultados se calculó un recobro total de 0.83 de la fracción volumétrica total del petróleo contenido en la malla.

3.2.3 Comparación del barrido al tiempo de irrupción del fluido desplazante

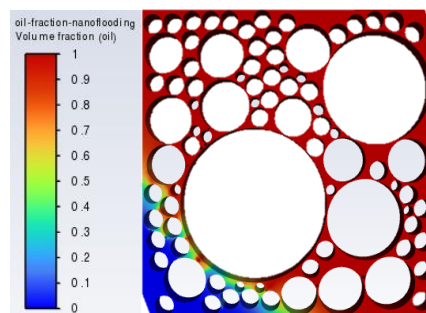
Para el caso A y B se midieron las saturaciones mostradas previamente en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2. Además, se compararon a diferentes tiempos para identificar variaciones en el comportamiento durante el proceso de desplazamiento, en la Figura 3.4 se muestran las diferencias durante la simulación.

a)



b)

d)



e)

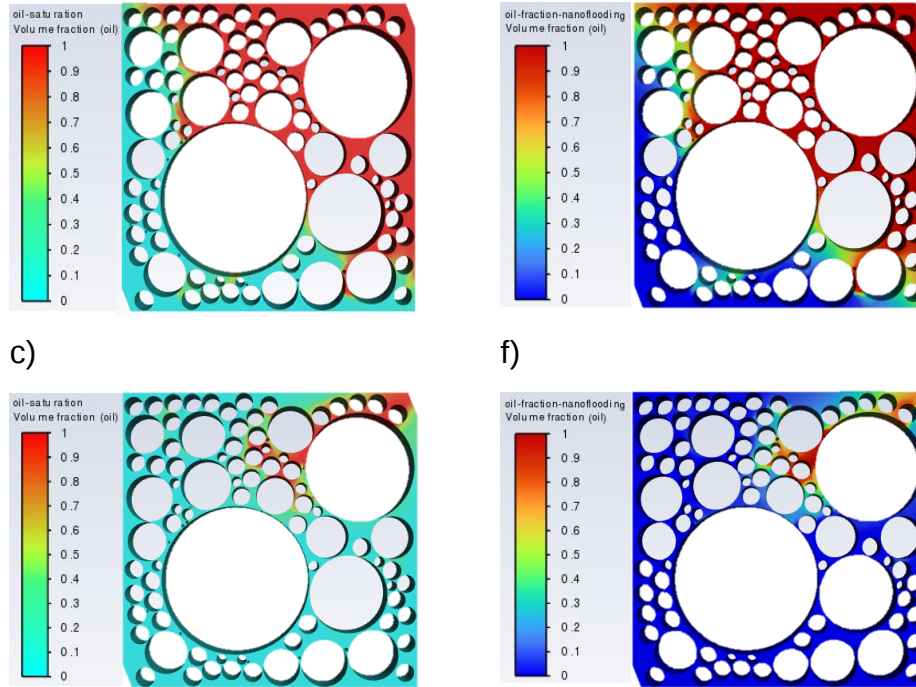


Figura 3.4 Ilustraciones de frente de avance para caso A y B

Nota: a y d muestran A y B para $\Delta t = \text{Eq. 50}$ iteraciones, b y e muestran A y B para $\Delta t = \text{Eq. 100}$ iteraciones, c y f muestran A y B para $\Delta t = \text{Eq. 190}$ iteraciones y $\Delta t = \text{Eq. 210}$ iteraciones respectivamente

Durante el periodo de inyección inicial hasta alcanzar el final la irrupción de fluido en el caso B se obtiene 6% adicional de recobro volumétrico de petróleo.

$$F_{Ri} = F_{Ri \text{ CASO B}} - F_{Ri \text{ CASO A}} \quad [3.1]$$

$$F_{Ri} = 83\% - 77\% = 6\%$$

En la Figura 3.5 se evidenció una mejora en el Caso B para desplazar petróleo en gargantas porales de menor diámetro. Una vez que se termina el proceso de inyección y la saturación del fluido inyectado es del 100% hacia la salida de la malla. Se calculó el factor de recobro final que se obtiene en ambos casos, siguiendo la metodología de cálculo del factor de recobro al tiempo de irrupción. (Ver Apéndice D).

$$F_{Rf} = F_{Rf \text{ CASO B}} - F_{Rf \text{ CASO A}} \quad [3.2]$$

$$F_{Rf} = 88\% - 84\% = 4\%$$

En el caso B se obtiene 4% adicional de recobro volumétrico de petróleo.

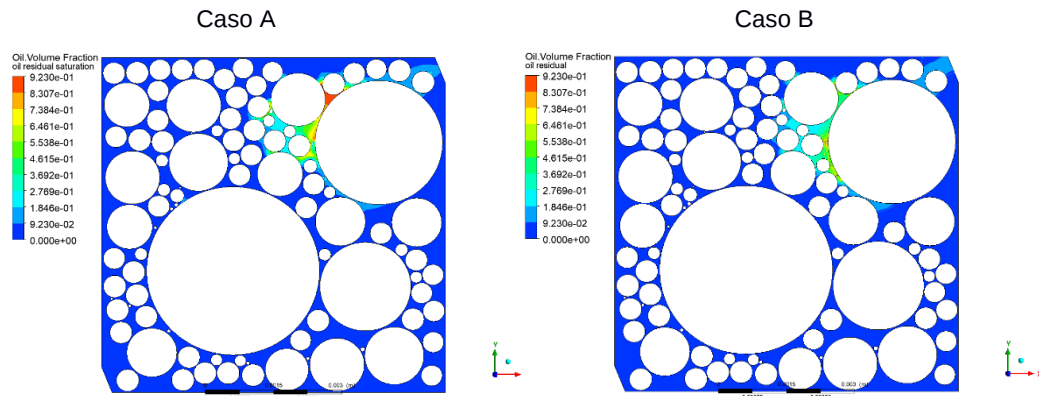


Figura 3.5 Saturación final de petróleo en la malla

3.3 Análisis de sensibilidades: Concentración de nanopartículas

Con el fin de comprobar los puntos donde se produciría aglomeración de nanopartículas en el modelo, se realizaron distintas simulaciones con tres concentraciones: 5%v/v, 1.5% v/v y 0.5% v/v. En la figura 3.1 se muestra los puntos de máxima aglomeración de nanopartículas nombrados como crestas de aglomeración. Estas revelan los diámetros de gargantas porales y ubicación de las mismas, expuestas a contener aglomeración.

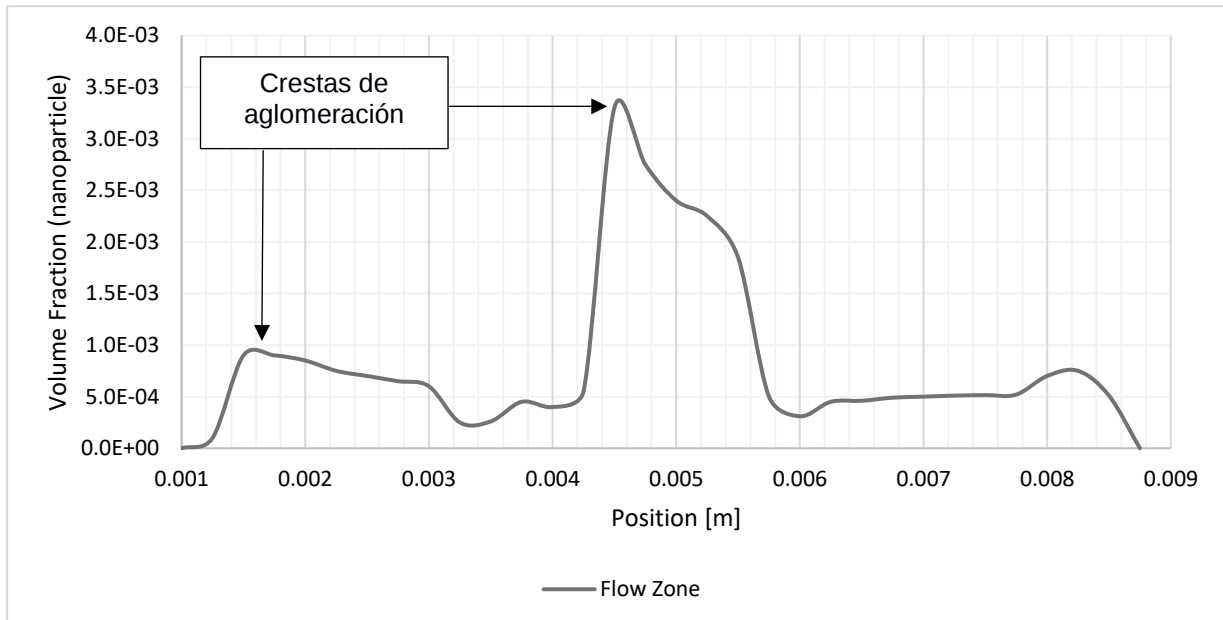


Figura 3.6 Fracción volumétrica de nanopartícula en función del avance de fluido inyectado

El modelo mostró que el nanofluido de concentración al 5% v/v; produce aglomeración de 1.3% v/v hasta 1.5% v/v, en gargantas porales del orden de 6.5 μm hasta 10 μm , alcanzando un mínimo de aglomeración de 0.25% v/v en gargantas de 28 μm .

Un incremento de la concentración de nanopartículas al 1.5% v/v da como resultado aglomeraciones entre 0.02% v/v. y 0.37% v/v en las mismas gargantas porales que previamente se analizaron. Por otro lado, la simulación con nanofluido de concentración al 0.5% v/v demostró una aglomeración de partículas despreciable en el orden de 0.14% a 0.02% v/v en los puntos identificados.

En la figura 3.2 se graficó los parámetros obtenidos para cada simulación, introduciendo tendencias de aglomeración de nanopartículas en función del tamaño de garganta poral y de la concentración. Para una concentración de 5% v/v de nanopartículas se produce una aglomeración mayor al 1% v/v en gargantas porales menores a 17.5 μm , en los otros casos la aglomeración tiene un comportamiento exponencial a partir de diámetros menores a 10 μm .

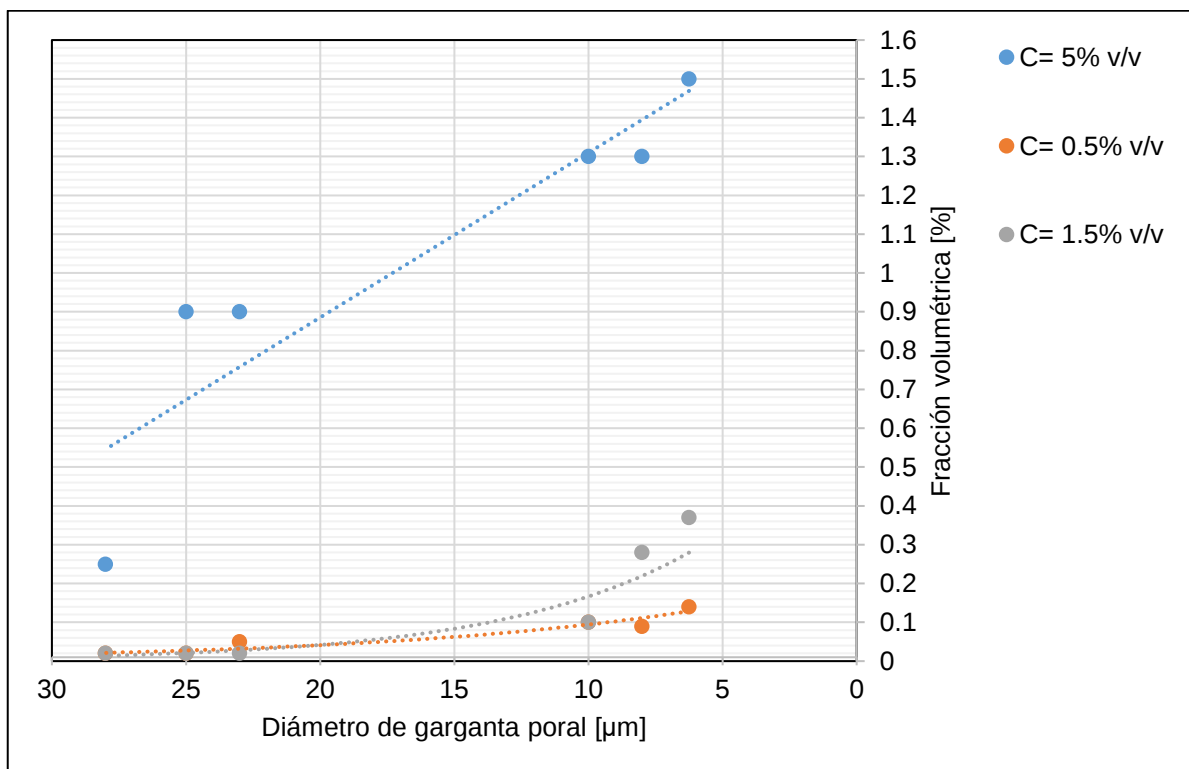


Figura 3.7 Tendencia de aglomeración de nanopartículas

De acuerdo a las curvas de tendencias, se identifica que, a una concentración de nanopartículas de 1.5% v/v se produce una baja aglomeración de partículas, menor a 0.1% de fracción volumétrica; para los tamaños de garganta porales analizados de media de 17 μm .

La concentración de 0.5% v/v tiene valores similares de aglomeración, para los tamaños analizados, en cambio la concentración de 5% v/v produce aglomeración de 1.1% de fracción volumétrica a estos diámetros.

3.4 Escalamiento a nivel de reservorio

Mediante una comparación numérica se determinó un caudal requerido de inyección de nanofluido en el campo ESPOL, para obtener un comportamiento de inyección matricial similar al analizado durante la simulación del Caso B. Para ello se asumen características isotrópicas en todo el campo, además de las consideraciones propias del modelo.

$$\text{Volumen de grilla} = 5.70 \times 10^{-8} \text{ m}^3$$

$$\text{Volumen del campo} = 5.06 \times 10^5 \text{ m}^3$$

$$\text{Relación volumétrica} = \frac{\text{Volumen de campo}}{\text{Volumen de grilla}} = 8.87 \times 10^{12} \quad [3.3]$$

$$\text{Caudal requerido} = 6.55878 \times 10^{12} \frac{\text{ft}^3}{\text{s}} * 8.87 \times 10^{12} \quad [3.4]$$

$$\text{Caudal requerido} = 58.2 \frac{\text{ft}^3}{\text{s}}$$

Mediante conversión de unidades, el caudal requerido para un tiempo de inyección de 240 días es de 3731 BPD de nanofluido como método C-EOR.

Cabe mencionar que en este escalamiento no se considera limitantes de restricción de manejo en facilidades de superficie. Por lo que se podría mantener las facilidades de recuperación secundaria tipo waterflooding.

Además, el coste incremental se deberá a la adquisición de nanofluido, el cual se dispone a primera instancia de utilizar nanopartículas de origen comercial, como se mostró previamente en la Tabla 1.1. El nanofluido usado en el modelo proveniente del ensayo de Rajendra Prasad (et al., 2022), que fue adquirido de Nano Research Labs, India a un coste de \$42 cada 50 g.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se desarrolló un modelo matemático en 3D aplicando la dinámica de fluido computacional para simular la inyección de nanofluidos en un medio poroso basado en el reservorio del campo ESPOL. De donde se obtuvieron las siguientes conclusiones y recomendaciones:

4.1 Conclusiones

- El modelo CFD elaborado requiere como parámetros de entrada, el caudal de inyección de nanofluido de $1.86 \times 10^{-7} \text{ cm}^3/\text{s}$, las ecuaciones de viscosidad del modelo de flujo laminar, la concentración de nanofluido de SiO_2 de 1.5% disperso en fluido base de agua destilada con Glicerol al 30% v/v o a su vez un nanofluido de propiedades similares. Donde los aspectos asumidos del modelo corresponden a un medio isotrópico, de distribución ideal de granos de la roca donde se obedece la distribución de tamaño de gargantas porales analizada mediante núcleos de roca.
- Durante la inyección de fluidos en el caso A y B no se identificaron canalizaciones, por lo que las ecuaciones de flujo del modelo mixto obedecen una inyección tipo matricial en la roca. El tiempo de irrupción del caso B fue 29% menor respecto al modelo de inyección de agua, lo que favorece a un barrido más eficiente y mayor recuperación de petróleo antes del arribo del fluido inyectado. Durante este periodo se determinó un incremento del factor de recobro de 6% mediante inyección de nanofluido respecto al método waterflooding.
- El análisis de sensibilidad mostró que el fenómeno de aglomeración de nanopartículas es despreciable con una concentración de 1.5%. Ya que, alcanza una concentración máxima de 0.1% para gargantas porales del diámetro medio de la roca analizada. Sin embargo, en concentraciones de 5% esta aglomeración es del 1.1% para los mismos diámetros, lo cual no es recomendable por presentar algún tipo de riesgo de obstrucción de poros.

- De igual manera, las ecuaciones que describen el comportamiento del nanofluido en la roca son aplicables para una velocidad de flujo de 3×10^{-7} cm/s, que al escalarlo a dimensiones de yacimiento corresponde a un flujo de 3731 BPD de inyección de nanofluido, lo cual es un parámetro factible con facilidades de inyección de agua convencionales.

4.2 Recomendaciones

- Debido a las limitaciones teóricas del modelo, se recomienda un ensayo experimental donde se verifiquen los desvíos del modelo debido a diversas fuentes de anisotropía naturales de la roca.
- Realizar análisis de simulación a nivel de reservorio o de arena donde se involucren las ecuaciones de flujo propuestas y se integre el análisis de fuerzas capilares. Con ello se lograría ajustar los resultados de simulaciones de inyección de nanofluido a escalas reales.
- Elaborar un análisis comparativo mediante aplicación de modelos CFD que permita la valoración de nanofluidos comerciales y procesados experimentalmente lo cual precederá un análisis de costos reducido por gastos de adquisición de nanofluidos, a gastos por síntesis de los mismos.

BIBLIOGRAFÍA

- Agustin D. Pizarro. (2018). *Nanofluidos Para La Recuperación Mejorada De Petróleo*.
- Akilu, S., Baheta, A. T., Kadirgama, K., Padmanabhan, E., & Sharma, K. V. (2019). Viscosity, electrical and thermal conductivities of ethylene and propylene glycol-based β -SiC nanofluids. *Journal of Molecular Liquids*, 284, 780–792. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2019.03.159>
- Alade, I. O., Oyehan, T. A., Popoola, I. K., Olatunji, S. O., & Bagudu, A. (2018). Modeling thermal conductivity enhancement of metal and metallic oxide nanofluids using support vector regression. *Advanced Powder Technology*, 29(1), 157–167. <https://doi.org/10.1016/J.APT.2017.10.023>
- Andrade, A., Correa, R. H., Atahualpa, G. E., Ripa, G., Brignoli, M., & Ciccarone, T. (2017). Sand production risk evaluation and sand control screening, the complete workflow for the future development of the Oglan Field - Ecuador. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0. <https://doi.org/10.2118/185525-ms>
- Aurand, K. R., Dahle, G. S., & Torsæter, O. (2014). Comparison of Oil Recovery for Six Nanofluids in Berea Sandstone Cores. *International Symposium of the Society of Core Analysts, February 2015*, 1–12.
- Canonsburg, T. D. (2013). ANSYS Fluent Theory Guide. ANSYS Inc., USA, 15317(November), 814. http://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/th/main_pre.htm
- Chaturvedi, K. R., Fogat, M., & Sharma, T. (2021). Low Temperature rheological characterization of single-step silica nanofluids: An additive in refrigeration and gas hydrate drilling applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108742. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.108742>
- Corelab Laboratories. (1992). *Advance Rock Properties_Final Report_Villano-2.pdf*.
- Delgado, J., Bullón, J., & Salager, J.-L. (2015). Nanopartículas: fundamentos y aplicaciones. *Nanotecnología: Fundamentos y Aplicaciones*, November 2015, 203–222. <http://www.saber.ula.ve/bitstream/handle/123456789/44623/capitulo8.pdf?sequenc>

e=1&isAllowed=y

- Dezfully MG, Jafari A, G. R. (2015). *CFD simulation of enhanced oil recovery using nanosilica/supercritical CO₂*. Adv Mater Res.
- Fikri, M. A., Asri, F. F., Faizal, W. M., Adli, H. K., Mamat, R., Azmi, W. H., Najafi, G., & Yusaf, T. (2020). TiO₂-SiO₂ nanofluid characterization: Towards efficient with water/ethylene glycol mixture for solar application. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 863(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/863/1/012055>
- 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>
- He J, Tang H, W. C. (2017). Characteristics of water flooding for fracturedcavity carbonate reservoirs with CFD method electron. *Geotech Eng*, 22(1823–34).
- International Energy Agency. (2022). International Energy Agency (IEA) World Energy Outlook 2022. *International Energy Agency*, 524. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- Nandwani SK, Chakraborty M, G. S. (2019). *Chemical flooding with ionic liquid and nonionic surfactant mixture in artificially prepared carbonate cores: a diffusion controlled CFD simulation*. J Pet Sci Eng.
- Qamar, A., Anwar, Z., Ali, H., Imran, S., Shaukat, R., & Mujtaba Abbas, M. (2022). Experimental investigation of dispersion stability and thermophysical properties of ZnO/DIW nanofluids for heat transfer applications. *Alexandria Engineering Journal*, 61(5), 4011–4026. <https://doi.org/10.1016/J.AEJ.2021.09.028>
- Rajendra Prasad, T., Rama Krishna, K., Sharma, K. V., & Naga Bhaskar, C. (2022). Thermal performance of stable SiO₂ nanofluids and regression correlations to estimate their thermophysical properties. *Journal of the Indian Chemical Society*, 99(6), 100461. <https://doi.org/10.1016/j.jics.2022.100461>
- Wang S., L. M. (2015). *Pore-scale modeling of a water/oil two-phase flow in hot water flooding for enhanced oil recovery*. RSC Adv.
- Xing, J., Liu, Z., Huang, P., Feng, C., Zhou, Y., Zhang, D., & Wang, F. (2013).

Experimental and numerical study of the dispersion of carbon dioxide plume. *Journal of Hazardous Materials*, 256–257, 40–48.
<https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.03.066>

Yekeen, N., Ali Elakkari, A. M., Khan, J. A., Ali, M., Al-Yaseri, A., & Hoteit, H. (2023). Experimental and Computational Fluid Dynamics Investigation of Mechanisms of Enhanced Oil Recovery via Nanoparticle-Surfactant Solutions. *Energy and Fuels*, 37(7), 5114–5129. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c00136>

Zhao, J., & Wen, D. (2017). Pore-scale simulation of wettability and interfacial tension effects on flooding process for enhanced oil recovery. *RSC Advances*, 7(66), 41391–41398. <https://doi.org/10.1039/c7ra07325a>

APÉNDICES

APÉNDICE A: Cálculo del tamaño de partícula

Generación aleatoria de diámetros de partículas mediante código Python que delimita condiciones de porosidad:

```
import random
import math
i = 1
porosity = input("Ingrese porosidad en fracción:")
porosity = float(porosity)
while i == 1:
    n = (random.uniform(1900, 27.5))
    area = math.pi * (n ** 2)
    if 3800**2 * (1 - porosity) - area > math.pi * (27.5 ** 2):
        n2 = math.sqrt((3800**2 * (1 - porosity) - area) / math.pi)
        area2 = math.pi * (n2 ** 2)
        print(n)
        print(n2)
        i = 0
        break
    porosity_model = 1 - (area / 3800**2)
    print(porosity, porosity_model, n * 2)
```

Se obtienen datos aleatorios y se tabulan a continuación, calculando sus radios y áreas correspondientes:

Tabla A.1 Valores de tamaño de partícula

Ite m	Diámetr os	Radio s	Área
1	3800	1900	11,341,149
2	2800	1400	6,157,522
3	2000	1000	3,141,593
4	1200	600	1,130,973
5	1100	550	950,332
6	1200	600	1,130,973
7	1300	650	1,327,323
8	1000	500	785,398
9	1100	550	950,332
10	1200	600	1,130,973
11	1000	500	785,398
12	1300	650	1,327,323
13	1200	600	1,130,973
14	1100	550	950,332
15	1000	500	785,398
16	950	475	708,822
17	489	244.5	187,805
18	491	245.5	189,345
19	482	241	182,467
20	488	244	187,038
21	488	244	187,038
22	481	240.5	181,711
23	496	248	193,221
24	487	243.5	186,272

Ite m	Diámetr os	Radio s	Área
25	497	248.5	194,000
26	499	249.5	195,565
27	497	248.5	194,000
28	500	250	196,350
29	481	240.5	181,711
30	480	240	180,956
31	499	249.5	195,565
32	483	241.5	183,225
33	484	242	183,984
34	486	243	185,508
35	492	246	190,117
36	492	246	190,117
37	487	243.5	186,272
38	490	245	188,574
39	488	244	187,038
40	482	241	182,467
41	483	241.5	183,225
42	486	243	185,508
43	487	243.5	186,272
44	482	241	182,467
45	486	243	185,508
46	498	249	194,782
47	486	243	185,508
48	480	240	180,956
49	486	243	185,508
50	500	250	196,350
51	460	230	166,190
52	469	234.5	172,757
53	470	235	173,494
54	458	229	164,748

Ite m	Diámetr os	Radio s	Área
55	492	246	190,117
56	453	226.5	161,171
57	490	245	188,574
58	469	234.5	172,757
59	466	233	170,554
60	476	238	177,952
61	487	243.5	186,272
62	472	236	174,974
63	498	249	194,782
64	479	239.5	180,203
65	464	232	169,093
66	481	240.5	181,711
67	458	229	164,748
68	466	233	170,554
69	466	233	170,554
70	497	248.5	194,000
71	262	131	53,913
72	290	145	66,052
73	284	142	63,347
74	262	131	53,913
75	266	133	55,572
76	271	135.5	57,680
77	275	137.5	59,396
78	256	128	51,472
79	259	129.5	52,685
80	276	138	59,828
81	299	149.5	70,215
82	257	128.5	51,875
83	256	128	51,472
84	267	133.5	55,990

Ite m	Diámetr os	Radio s	Área
85	250	125	49,087
86	43	21.5	1,452
87	14	7	154
88	81	40.5	5,153
89	43	21.5	1,452
90	38	19	1,134
91	85	42.5	5,675
92	76	38	4,536
93	80	40	5,027
94	77	38.5	4,657
95	35	17.5	962
96	73	36.5	4,185
97	96	48	7,238
98	18	9	254
99	64	32	3,217
100	55	27.5	2,376

Se corrobora la validez de los datos mediante la suma de áreas y el cálculo de porosidad que obtendría el modelo las dimensiones de la geometría:

$$\sum \text{áreas} = 44,536,416$$

$$\text{área de geometría} = \frac{\sum \text{áreas} * 1}{1 - \phi} = 57,171,266$$

$$\phi_{\text{modelo}} = 1 - \left(\frac{44,536,416}{57,171,266} \right) = 0.2209 \equiv [22.09\%]$$

Una vez verificada a porosidad del modelo, se comprueba la dispersión del tamaño de partículas, para ello se usa la regla de Sturges para el cálculo de clases de los datos obtenidos:

$$c = 1 + \frac{\log(N)}{\log(2)} = 7.6 \approx 8$$

Tabla A.2 Distribución de Sturges

Clases	Límite de clases
1	487.25
2	960.5
3	1433.75
4	1907
5	2380.25
6	2853.5
7	3326.75
8	3800

La distribución final es descrita mediante histograma y las clases encontradas:

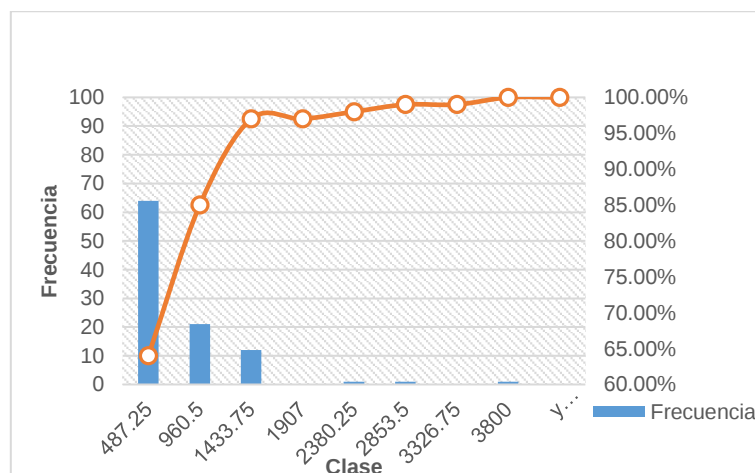


Figura A.1 Histograma de distribución

Finalmente se muestra los parámetros de estadística descriptiva para los datos del modelo:

Tabla A.3 Estadística descriptiva

<i>Diámetros</i>	
Media	542.42
Error típico	52.4968305
Mediana	482
Moda	486
Desviación estándar	524.968305
Varianza de la muestra	275591.721
Curtosis	17.5201039
Coeficiente de asimetría	3.56344399
Rango	3786
Mínimo	14
Máximo	3800
Suma	54242
Cuenta	100

APÉNDICE B: Determinación de modelo numérico y de flujo

Para terminar el tipo de modelo a usar en el módulo Fluent, se aplicó el método de Canonsburg, (2013), además se correlacionó con el modelo de inyección de nanofluidos de (Gharibshahi et al., 2015):

A. 1 Efecto de la carga de partícula:

Usando una concentración de 2% de partículas se obtiene que,

$$\beta = \frac{\alpha_d \rho_d}{\alpha_c \rho_c}$$
$$\beta = \frac{(0.02)(2400)}{(0.98)(1000)}$$
$$\beta = 0.049$$

A. 2 Ratio de densidad del material

Considerando el material disperso como SiO₂ y el material continuo como agua destilada,

$$\gamma = \frac{\rho_d}{\rho_c}$$
$$\gamma = \frac{(2400)}{(1000)}$$
$$\gamma = 2.4$$

A. 3 Distancia promedio entre partículas

$$\frac{L}{d_d} = \left(\frac{\pi (1 + k)}{6 k} \right)^{\frac{1}{3}}$$
$$k = \frac{\beta}{\gamma} = 0.0204$$
$$\frac{L}{d_d} = 2.97$$

El valor de $\frac{L}{d_d} < 8$ permite la aplicación del modelo mixto para una concentración de 2% del material disperso en agua destilada como material continuo.

APÉNDICE C: Determinación del tipo de nanopartícula

Para determinar el tipo de nanopartícula objetivo de estudio durante los Casos A y B, se tomó de referencia el estudio de (Gharibshahi et al., 2015) y los resultados de ensayos llevados por (Rajendra Prasad et al., 2022). Además, se consideraron ensayos y modelos de los siguientes autores, orientados al estudio de las propiedades y uso de nanofluidos como métodos C-EOR:

- (Alade et al., 2018)
- (Xing et al., 2013)
- (Qamar et al., 2022)
- (Akilu et al., 2019)
- (Chaturvedi et al., 2021)

Con toda esta información se ponderaron los aspectos relevantes en aplicación C-EOR en una escala de 1 a 5 siendo 1 el menor desempeño y 5 el mejor:

Tabla C.1 Ponderación de propiedades de nanopartículas

Parámetro \ Tipo de partícula	SiO ₂	ZnO	Cu	CuO	Al ₂ O ₃	Ag	MWCNT
Estabilidad (Potencial Z)	5	5	5	5	5	5	5
Alteración de viscosidad	4	5	3	3	3	3	4
Reactividad química	5	5	2	3	4	2	5
Densidad aparente en estado disperso	5	3	3	2	2	3	2
Accesibilidad comercial	5	3	3	3	3	4	5
Costo de síntesis	5	4	3	3	3	3	4
Estabilidad térmica	5	5	5	5	5	5	4
Resistencia a altas presiones	5	4	4	4	4	4	3
Conductividad térmica	1	5	4	5	5	4	2
Resistencia ácida	5	2	2	2	2	2	3

A continuación se muestra la ponderación total en función de los criterios expuestos donde se determinará el uso del nanofluido de partículas de SiO_2

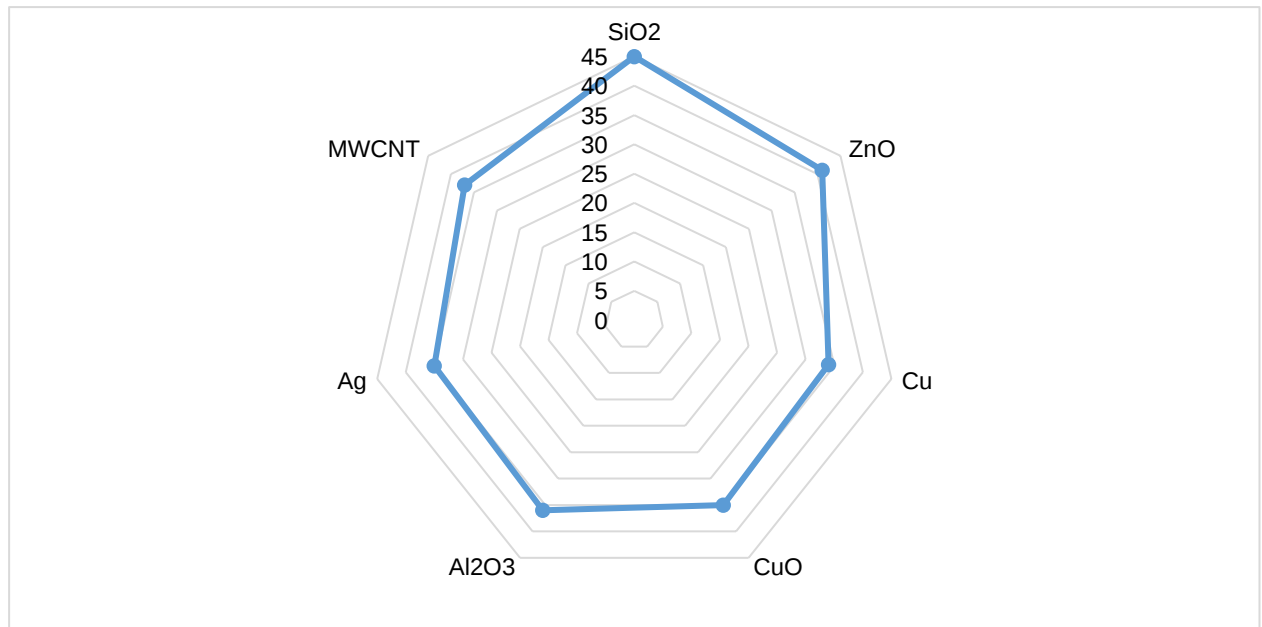


Figura C.1 Figura radar de ponderación

APÉNDICE D: Ponderación de factor de recobro al final del periodo de inyección

Tabla D.1 Ponderación del factor de recobro en simulaciones

Caso A					Caso B				
Saturación de petróleo residual [%]		Porcentaje de volumen poroso	Recobro de volumen al límite inferior	Ponderación	Saturación de petróleo residual [%]		Porcentaje de volumen poroso	Recobro de volumen al límite inferior	Ponderación
Límite superior	Límite inferior				Límite superior	Límite inferior			
9.06E-06	9.06E-02	82%	0.91	0.75	6.88E-06	6.88E-02	81%	0.93	0.75
0.0906185	0.181237	5%	0.82	0.04	6.88E-02	0.137619	5%	0.86	0.04
0.181237	0.271855	3%	0.73	0.02	0.137619	0.206428	4%	0.79	0.03
0.271855	0.362474	2%	0.64	0.01	0.206428	0.275237	3%	0.72	0.02
0.362474	0.453092	1%	0.55	0.01	0.275237	0.344046	2%	0.66	0.01
0.453092	0.543711	1%	0.46	0.00	0.344046	0.412856	1%	0.59	0.01
0.543711	0.634329	1%	0.37	0.00	0.412856	0.481665	1%	0.52	0.01
0.634329	0.724948	1%	0.28	0.00	0.481665	0.550474	1%	0.45	0.00
0.724948	0.815566	0.5%	0.18	0.00	0.550474	0.619283	1.0%	0.38	0.00
0.815566	0.906194	0.5%	0.09	0.00	0.619283	0.6881	0.5%	0.31	0.00
				0.84					0.88

APÉNDICE E: Zonas nombradas de la geometría

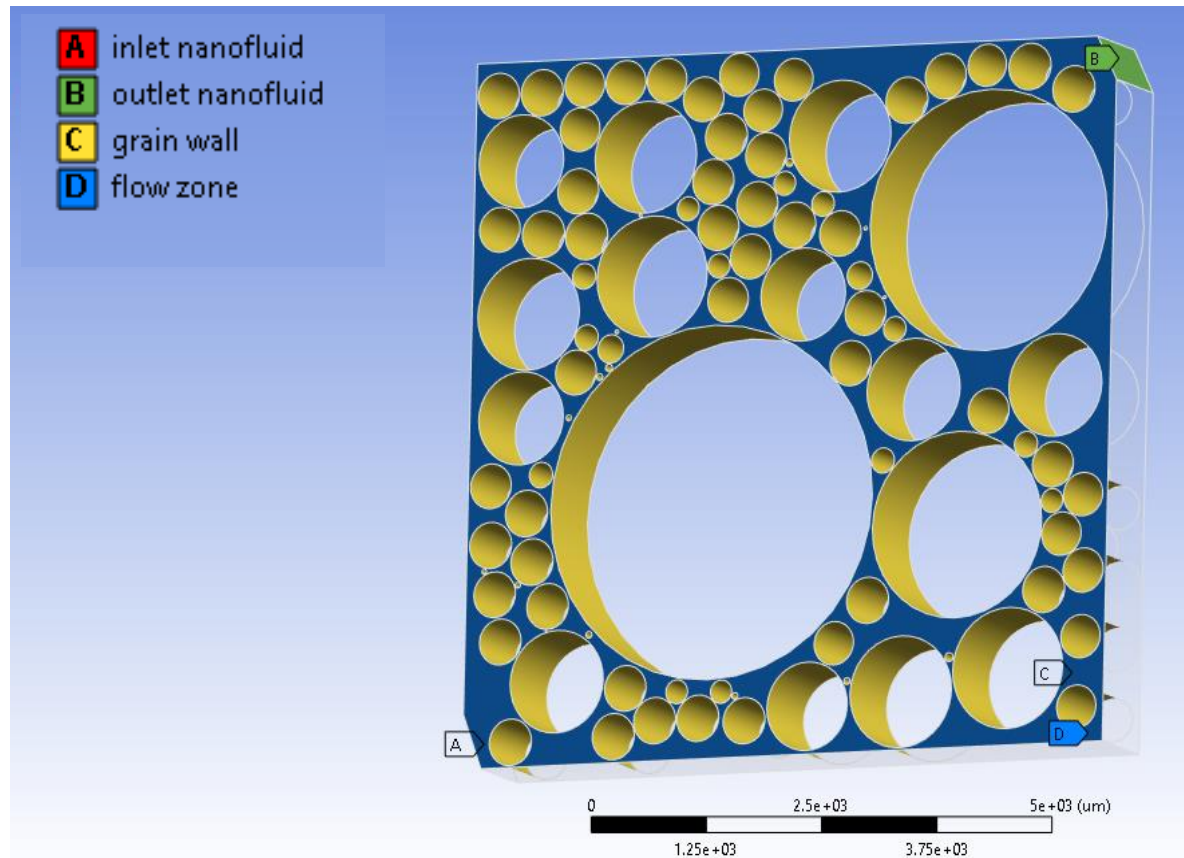


Figura E.1 Geometría con zonas nombradas

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcentales Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023/04/28, el estudiante Herrera Tamayo Ronny David con Número de Identificación 1600499360 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con 2023/12/01, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-014-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con la tutora designada, Alarcon Avellan Andreina Alexandra, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-01-09 el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado “Aplicación de dinámica de fluidos computacional para el estudio de nanofluidos en recuperación mejorada de petróleo”, realizado por el estudiante Herrera Tamayo Ronny David con Número de Identificación 1600499360 ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Atente,

Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRÉS
ARCENTALES BASTIDAS**

Arcentales Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos