Evaluación de la concentración de nanopartículas de SiO_2 en las propiedades petrofísicas del medio poroso

Evaluation of the concentration of SiO_2 nanoparticles on the petrophysical properties of the porous medium

Vital-Ocampo, Angelica Gabriela * [a], Montoya-Hernández, Daniel de Jesús [b], Solana-Neri, Fernando del Jesús [c] y Domínguez-Trujillo, Miguel del Carmen [d]

[a] Universidad Autónoma del Carmen • Q-3379-2019 • 0000-0002-9767-6984 • 94501
[b] Universidad Autónoma del Carmen • NBW-8911-2025 • 0000-0002-6949-1907 • 94495
[c] Universidad Autónoma del Carmen • NBW-8891-2025 • 0009-0001-0989-8051 • 131475
[d] Universidad Autónoma del Carmen • NBW-8310-2025 • 0000-0003-0266-7362 • 1144668

Clasificación: **DOI:** https://doi.org/10.35429/H.2025.1.80.97

Área: Ingeniería
Campo: Ingeniería
Disciplina: Ingeniería Petrolera y Petroquímica
Subdisciplina: Sistemas de Hidrocarburos

Key Handbooks

Mediante la simulación numérica se realiza la evaluación de las propiedades petrofísicas al inyectar nanopartículas de Óxido de Sílice [SiO_2] en un medio poroso. Lo anterior aporta elementos para la generación de conocimiento relacionado con las técnicas de recuperación mejorada, identificada como la última opción de extracción de aceite de los yacimientos petroleros. Como principales conclusiones se identifica la comprensión del cambio en las propiedades petrofísicas al manejar un solo tamaño de nanopartícula y tres diferentes valores de concentración de nanofluido; que las concentraciones disminuyen conforme se acercan al pozo productor; que en las cercanías del pozo inyector, predomina la adsorción y/o bloqueo de nanopartículas dañando a la formación y comprometiendo así, la transformación eficiente de las propiedades petrofísicas a favor del medio poroso.

Área: Fortalecimiento de la comunidad Científica

Citación: Vital-Ocampo, Angelica Gabriela, Montoya-Hernández, Daniel de Jesús, Solana-Neri, Fernando del Jesús y Domínguez-Trujillo, Miguel del Carmen. 2025. Evaluación de la concentración de nanopartículas de SiO_2 en las propiedades petrofísicas del medio poroso. 80-97. ECORFAN.

* ✉ [avital@pampano.unacar.mx]

Handbook shelf URL: https://www.ecorfan.org/handbooks.php

ISBN 978-607-8948-59-8 /©2009 The Authors. Published by ECORFAN-Mexico, S.C. for its Holding Mexico on behalf of Handbook HCMPDS. This is an open access chapter under the CC BY-NC-ND license [http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/]

Peer Review under the responsibility of the Scientific Committee MARVID®- in contribution to the scientific, technological and innovation Peer Review Process by training Human Resources for the continuity in the Critical Analysis of International Research.

RENIECYT
Registro Nacional de Instituciones y Empresas Científicas y Tecnológicas
1702902 SECIHTI

Abstract

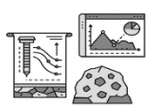
In this work, the variation of the concentration of SiO_2 nanoparticles was analyzed to evaluate the petrophysical properties of the porous medium. For this purpose, a two-dimensional mathematical model discretized in finite differences and programmed in MATLAB was proposed. Twelve scenarios were simulated with three different nanoparticle concentrations, named medium [0.03%], high [0.07%] and limit [0.11%], and a single nanoparticle size [20 nm]. It was found that in the vicinity of the injector well the concentration of nanoparticles generated adsorption and/or blockage to the porous medium causing a reduction in porosity. However, in the vicinity of the producer well [located 500m from the injector] and after one year of simulation, permeability [63.26%] and oil saturation [70.30%] increased. It was identified that the concentration of nanoparticles shows the same trend, however, the distance between the wells has an impact on the change of petrophysical properties.

Objectives	Methodology	Contributions
1.To evaluate, by means of numerical simulation, the influence of different concentrations of SiO_2 nanoparticles on petrophysical properties. 2. Identify which displacement mechanism [blocking, adsorption, transport and desorption] are present in the porous medium.	1. It starts with the proposal of the physical model 2. The Mathematical model is generated 3. The Numerical and Computational Model is developed to predict petrophysical properties.	1.It specifically contributes to the understanding of the use of SiO_2 nanoparticles in the porous medium in the presence of two-phase flow. 2.General contribution to generate proposals on the implementation of nanoparticle injection as a method of enhanced oil recovery.

Simulation, Nanoparticles, SiO_2

Resumen

En este trabajo se analizó la variación de la concentración de nanopartículas de SiO_2 para evaluar las propiedades petrofísicas del medio poroso. Para ello, se propuso un modelo matemático bidimensional discretizado en diferencias finitas y programado en MATLAB. En el modelo se consideró la adsorción, desorción, transporte y bloqueo de poros. Se simularon doce escenarios con tres diferentes concentraciones de nanoparticulas, denominadas media [0.03%], alta [0.07%] y límite [0.11%], y un solo tamaño de nanopartícula [20 nm]. Se encontró que en las cercanías del pozo inyector la concentración de nanopartículas generaba adsorción y/o bloqueo causando una reducción en la porosidad. Sin embargo, en las cercanías del pozo productor y a un año de simulación, se incrementó la permeabilidad [63.26%] y la saturación del aceite [70.30%]. Se identificó que la concentración de nanopartículas presenta la misma tendencia, sin embargo, la distancia entre los pozos repercute en el cambio de las propiedades petrofísicas.

Objetivos	Metodología	Contribuciones
1.Evaluar, mediante la simulación numérica la influencia de las diferentes concentraciones de nanopartículas de SiO_2 sobre las propiedades petrofísicas  2.Identificar cual mecanismo de desplazamiento [bloqueo, adsorción, transporte y desorción] se presentan en el medio poroso	1.Se inicia con la propuesta del Modelo fisico 2.Se genera el Modelo matemático 3.Se desarrolla el Modelo Numérico y Computacional para predecir las propiedades petrofísicas	1.Contribuye de manera específica sobre el entendimiento del uso de nanopartículas de SiO_2 en el medio poroso con presencia de flujo bifásico. 2.Aporte general que contribuye a generar propuestas sobre la implementación de la inyección de nanopartículas como método de recuperación mejorada de aceite

Simulación, Nanopartículas, SiO_2

Introducción

En los últimos años la industria petrolera se ha inclinado al hallazgo de nuevas reservas, la evaluación de los procesos en el manejo de hidrocarburos y a la búsqueda de métodos de recobro que permitan extraer hidrocarburos que aún existen en los campos maduros del mundo. Lo anterior, es debido a que las mayores reservas de petróleo [ubicadas en Canadá, Venezuela, México, Estados Unidos, Rusia, Kuwait y China] de aceite pesado y extrapesado, el betún y las arenas bituminosas superan los 6 billones de barriles, lo que representa el 70% del total de las reservas mundiales de petróleo, mientras que el aceite pesado por sí solo representa el 15%. [Yernazarova et al. 2016].

En México, de los más de 750 campos existentes, alrededor de 485 pueden considerarse como maduros, 294 campos de aceite y 191 campos de gas [Franco, 2018]. Derivado de lo anterior, surge la necesidad de implementar nuevas tecnologías y metodologías en la exploración y producción de aceite. Una de estas tecnologías, es el uso de la nanotecnología la cual ha demostrado tener una gran aplicabilidad en distintos procesos de la industria petrolera [Hassan, 2024, Davoodi et al., 2022, Sircar et al., 2021]. Específicamente en los procesos de recuperación mejorada de aceite, la aplicación de esta tecnología consiste en inyectar nanopartículas en una fase continua [agua] a través de un pozo inyector al yacimiento para lograr que las propiedades del sistema roca/fluido se modifiquen y se incremente así, la recuperación de aceite [Foroozesh & Kumar, 2020]. Diversos estudios [Anirbid et al., 2022; Rezaei et al., 2020; Sun et al., 2017; Miranda, 2017; El-Diasty & Selem Ragab, 2013; Hendraningrat et al., 2013; Ju et al., 2006] han señalado que el uso de nanopartículas en el medio poroso aumentan la recuperación de aceite debido al cambio de la tensión interfacial entre el aceite y el agua, a la viscosidad de la fase en las que se dispersan y a la alteración de la mojabilidad del medio poroso. Particularmente de esta última, continúan los desacuerdos sobre sus efectos en la recuperación final de petróleo inundado por agua. A pesar de ello, la apuesta al uso de las nanopartículas se enfatiza no solo técnicamente si no también económica y ambientalmente. [Hassan et al., 2024 y Davoodi et al., 2022].

De las nanopartículas existentes, específicamente las de Óxido de Sílice [SiO_2] han demostrado tener beneficios al inyectarse como nanofluido para desplazar el aceite de las rocas [Mustafa & Baojun, 2018; Al- Anssari et al., 2017]. Por ejemplo, Youssif et al., [2018] mencionaron que las nanopartículas de SiO_2 tienen la capacidad de mejorar la producción de petróleo, al tiempo que son ecológicas y de composición natural para los yacimientos de arenisca. Mientras que Llinas & Sánchez-García [2013], mencionaron que éstas son inertes, biodegradables, fácilmente sintetizables y se pueden obtener de distinta forma y tamaño. Ding et al., [2024], menciona que las nanopartículas de SiO_2 pueden modificar la humectabilidad de las rocas cuando estas presentan baja permeabilidad, pasando de humedecer con aceite a mojado con agua, lo que mejora la eficiencia del desplazamiento del petróleo y lo lleva a un aumento de la tasa de recuperación de más del 17%.

En suma, a ello, diferentes esfuerzos han sido realizados para representar de manera teórica-experimental los fenómenos, mecanismos y efectos causados por las nanopartículas durante su paso a través de un medio poroso saturado. Por ejemplo. Ju et al., [2006], propusieron un modelo matemático unidimensional con flujo bifásico que considera la migración y adsorción de nanopartículas lipofóbicas e hidrofílicas de SiO_2 y desarrollaron un simulador para predecir la distribución de la concentración de nanopartículas, los cambios en las permeabilidades, porosidad y evaluación de la recuperación de aceite, derivado del cambio en el valor de la concentración de la nanopartícula. Los resultados de sus simulaciones mostraron que la permeabilidad y porosidad del medio poroso declinaban debido a la retención de nanopartículas durante su transporte por el medio poroso y demostraron que el uso de nanopartículas contribuía en los porcentajes de recuperación de aceite.

Por otra parte, Ju & Fan [2009], usaron dos tipos de nanopartículas de polisilicio y presentaron un modelo matemático para describir el transporte de la nanopartícula en medios porosos con flujo bifásico. Utilizando un modelo bifásico, Ju et al., [2012] proponen un modelo matemático que considera el control de mojabilidad por agentes químicos. Las simulaciones numéricas mostraron que el tratamiento con nanofluidos para el control de mojabilidad conducía a un 15.38% más en la recuperación de petróleo que en el desplazamiento normal por agua y que la concentración de las nanopartículas jugaba un rol importante en la recuperación del aceite cuando la concentración era menor que 0.02. Posteriormente, El-Amin et al., [2013], presentaron un modelo matemático para describir el transporte de nanopartículas con flujo de bifásico a través de un medio poroso que incluía la fuerza de gravedad, capilaridad y difusión Browniana.

Hicieron énfasis en el procedimiento de solución del sistema de ecuaciones que conformaban el modelo matemático. Los ejemplos numéricos que consideraron fueron: heterogeneidad en la permeabilidad y permeabilidad aleatoria. Sus resultados, identificaron una reducción en la porosidad debido a la retención de nanopartículas en la superficie del medio. Abdelfatah et al., [2017], presentaron un modelo matemático utilizando la ecuación de Darcy y la ecuación de convección-difusión para describir el flujo de fluido, el transporte de nanopartículas y la interacción de estas con el medio poroso. Utilizaron una distribución para el tamaño de la garganta de poro con el propósito de caracterizar la heterogeneidad del medio y un vector de permeabilidades como una función de esta distribución. Los resultados del modelo revelaron que la deposición en la superficie del medio, el taponamiento individual y el taponamiento de un conglomerado de nanopartículas podían ser los mecanismos dominantes bajo condiciones específicas. Abdelrahman et al., [2021], utilizaron dispersiones comerciales de nanopartículas de sílice en experimentos estándar de inundación del núcleo para evaluar el efecto de la inyección de nanofluido en la recuperación incremental de petróleo. Identificaron que existe una concentración crítica de nanopartículas a partir de la cual el petróleo recuperado disminuirá debido a la aglomeración y retención de las partículas en el sistema de poros. Encontraron que la concentración crítica es igual a la cantidad que cubrirá al 100% la superficie de los granos de roca y que cualquier concentración extra se aglomerará en las gargantas de los poros y afectará negativamente a la recuperación y reducirá la permeabilidad. A pesar de los antes mencionado, se continua con el desarrollo trabajos teóricos, experimentales ó bien Teóricos- Experimentales [Rodríguez et al, 2018, Domínguez-Trujillo, 2021, Zhou et al., 2023] enfocados a identificar los beneficios y alcances del uso de las nanopartículas de SiO_2 en la producción de aceite en yacimientos petroleros.

Por lo anterior, en el presente trabajo se contempla un estudio teórico de inyección de un nanofluido [fluido con nanopartículas] en un medio poroso bajo condiciones específicas con el fin de proponer un modelo en 2D, el cual contemple los principales fenómenos físicos de adsorción, desorción, transporte, y bloqueo de poros por los cuales actúan las nanopartículas y evaluar los cambios de las propiedades del sistema roca/fluido que dichos mecanismos propicien.

Modelo físico del flujo de nanofluido en un medio poroso

Con base en el trabajo de Rodríguez et al., [2018], se generó una nueva propuesta del modelo matemático considerando inicialmente en este: medio poroso isótropo e inicialmente homogéneo [saturado de aceite], inyección de agua con nanopartículas, flujo bifásico [agua-nanopartículas y aceite], medio poroso rígido, fluidos ligeramente compresibles y Newtonianos, sin efecto de gravedad. proceso isotérmico y transitorio, flujo bidimensional en coordenadas cartesianas, geometría esférica de las nanopartículas, tamaño de las nanopartículas fijo, movimiento Browniano de las nanopartículas. En suma, se consideraron los principales fenómenos físicos que gobiernan en el medio poroso dada la presencia de nanopartículas como: adsorción, desorción, bloqueo y Transporte. Lo anterior, se muestra en la Figura 1.

Box 1

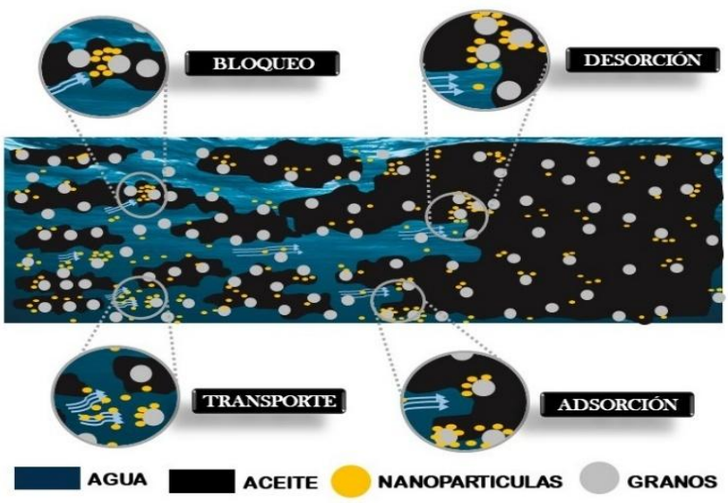


Figura 1

Representación del modelo físico.

Fuente: Elaboración propia

Modelo Matemático

Tomando en cuenta el modelo físico y los trabajos presentados por Sepehri et al., [2019] y Ju et al., [2006], se propone el modelo matemático en 2D. Para éste, se partió de las ecuaciones de transporte de masa, cantidad de movimiento para cada fase [aceite y agua] y nanopartículas. De manera adicional se propusieron ecuaciones constitutivas que permiten contar con un sistema cerrado de ecuaciones dando pie al modelo hidrodinámico, tal como se muestra a continuación:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{kk_{ro}}{B_o\mu_o}\frac{\partial p_o}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{kk_{ro}}{B_o\mu_o}\frac{\partial p_o}{\partial y}\right)+\boldsymbol{q_o}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\emptyset\frac{S_o}{B_o}\right) \quad [1]$$

y

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{kk_{rw}}{B_w\mu_w}\frac{\partial p_w}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{kk_{rw}}{B_w\mu_w}\frac{\partial p_w}{\partial y}\right)+\boldsymbol{q_w}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\emptyset\frac{S_w}{B_w}\right) \quad [2]$$

En las ecuaciones [1] y [2], *p* es presión, ϕ es porosidad, *S* es saturación, *k* es la permeabilidad efectiva, k_r es la permeabilidad relativa, μ es viscosidad, *q* es gasto, *B* es el factor volumétrico, *x* y *y* son dimensiones espaciales y *t* es tiempo. Los subíndices *o* y *w* indican las fases aceite y agua, respectivamente.

i) Ecuación para la presión

Partiendo de estas ecuaciones [1] y [2] se realiza la deducción de la ecuación para la presión. Para ello, se utiliza el método de Presión Implícita - Saturación Explícita o Implicit Pressure - Explicit Saturation [IMPES, por sus siglas en inglés]. De manera adicional, se tomaron en cuenta los conceptos de factor volumétrico y saturación de cada fase, así como la compresibilidad del aceite, agua y roca. Lo anterior permitió expresar la ecuación para la presión en términos de saturación y compresibilidad total, esto es:

$$\frac{\emptyset c_t}{B_w}\frac{\partial p}{\partial t}=\frac{B_o}{B_w}\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o}\frac{\partial p}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w}\frac{\partial p}{\partial x}\right)+\frac{B_o}{B_w}\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o}\frac{\partial p}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w}\frac{\partial p}{\partial y}\right)+\frac{B_o}{B_w}\boldsymbol{q_o}+\boldsymbol{q_w} \quad [3]$$

Donde *p* es presión, c_t es la compresibilidad total, ϕ es porosidad, *k* es permeabilidad efectiva, k_r es permeabilidad relativa, μ es viscosidad, *q* es gasto, *B* es el factor volumétrico, *x* y *y* son dimensiones espaciales y *t* es tiempo. Los subíndices o y w indican las fases aceite y agua, respectivamente. Para su solución se asumirá una condición inicial de $P=P_0$ en $t=0$, y condiciones de frontera del tipo dos, es decir: en $\frac{\partial p}{\partial x}=0$ en $x=0$ y $y=0, L_y$; $\frac{\partial p}{\partial x}=0$ en $x=L_x$ y $y=0, L_y$; $\frac{\partial p}{\partial y}=0$ en $y=0$ y $x=0$, L_x y $\frac{\partial p}{\partial y}=0$ en $y=L_y$ y $x=0, L_x$

ii) Ecuación para la saturación

Dado que para la presión y la saturación se consideró el método IMPES, las ecuaciones [1] y [2] se utilizaron para la obtención de la ecuación de saturación. Para ello, fue necesario tomar en cuenta conceptos de compresibilidad del aceite, agua y roca, el factor volumétrico de cada fase por lo que su expresión es:

$$\frac{\emptyset}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}+(\boldsymbol{c_w}+\boldsymbol{c_r})\frac{\emptyset S_w}{B_w}\frac{\partial p}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w}\frac{\partial p}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w}\frac{\partial p}{\partial y}\right)+\boldsymbol{q_w} \quad [4]$$

Donde *p* es presión, c_w es la compresibilidad del agua, c_r es la compresibilidad de la formación, φ es porosidad, S_w es la saturación del agua, *k* es la permeabilidad efectiva, k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua, μ_w es la viscosidad del agua y B_w es el factor volumétrico del agua. Para la ecuación [4] la condición inicial considerada es $S_w=S_{w0}$ en $t=0$. Para conocer la saturación de la fase aceite se utilizó en concepto de saturación total

$$\boldsymbol{S_w+S_o=1} \quad [5]$$

Para el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas de la ecuación [4], se tomó en cuenta el trabajo presentado por [Ahmed, 2001]:

$$\boldsymbol{k_{ro}=k_{ro_Swc}\cdot(1-Sn)^{n_o}} \quad [6]$$

y

$$\boldsymbol{k_{rw} = k_{rw_Sorw} \cdot (Sn)^{n_w}} \quad [7]$$

Donde k_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite, k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua, k_{ro_Swc} es la permeabilidad relativa al aceite en la saturación de agua connata, k_{rw_Sorw} permeabilidad relativa al agua en la saturación residual de aceite, n_o y n_w son los exponentes de la correlación de Brooks-Corey, que para este caso son para yacimientos de roca tipo arenisca por lo que $n_o=2$ y $n_w=2$ y Sn es la saturación normalizada que se define:

$$\boldsymbol{Sn = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}}} \quad [8]$$

Donde S_w es la saturación de agua, S_{wc} es la saturación inicial de la fase agua y la S_{orw} es la saturación residual de la fase aceite después de su desplazamiento.

Por su parte, las velocidades que definen en la ecuación de transporte de nanopartículas para la fase agua, son:

$$\boldsymbol{u_{wx} = -\frac{k k_{rw}}{\mu_w}\frac{\partial p}{\partial x}} \quad [9]$$

y

$$\boldsymbol{u_{wy} = \frac{k k_{rw}}{\mu_w}\frac{\partial p}{\partial y}} \quad [10]$$

iii) Ecuación de transporte de nanopartículas

Para el transporte de las nanopartículas en la fase agua, se consideró movimiento browniano debido a que el tamaño de estas se encuentra entre 10 y 100 nm [Sepehri et al., 2019], entonces:

$$\boldsymbol{\emptyset S_w \frac{\partial C}{\partial t} + u_{wx}\frac{\partial C}{\partial x} + u_{wy}\frac{\partial C}{\partial y} - \emptyset S_w D\frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \emptyset S_w D\frac{\partial^2 C}{\partial y^2} + R = 0} \quad [11]$$

Donde C es la concentración en volumen, D es el coeficiente de dispersión. y R es la tasa neta de pérdida de nanopartículas se define bajo dos tipos de retenciones: 1] por deposición en la superficie del medio poroso y 2] por el bloqueo en las gargantas de poros. Para su solución se asumirá una condición inicial de C=0 en t=0 y condiciones de frontera del tipo dos, es decir: $\frac{\partial C}{\partial x} = 0$ en $x=0$ y $y=0, L_y$; $\frac{\partial C}{\partial x} = 0$ en $x=L_x$ y $y=0, L_y$; $\frac{\partial C}{\partial y} = 0$ en $y=0$ y x=0, L_x y $\frac{\partial C}{\partial y} = 0$ en $y= L_y$ y x=0, L_x

Dado que, en el modelo físico, se consideró que las nanopartículas retenidas en la superficie de los poros podrán separarse [desorción] bajo la acción de fuerzas coloidales e hidrodinámicas y luego vueltas a adsorberse en otro sitio o quedarse atrapadas en las gargantas de poros. La razón neta de intercambio de nanopartículas está dada por:

$$\boldsymbol{R = \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial v^*}{\partial t}} \quad [12]$$

Donde v es el volumen de nanopartículas en contacto con la fase agua disponible en la superficie de los poros por unidad de volumen de roca y se define como:

$$\boldsymbol{\frac{\partial v}{\partial t} = \begin{cases} \alpha_d u_{wx} C + \alpha_d u_{wy} C \ \ cuando \ \ u_{wx} \le u_{wxc} \ \ y \ \ u_{wy} \le u_{wyc} \\ \alpha_d u_{wx} C + \alpha_d u_{wy} C - \alpha_e v[u_{wy} - u_{wyc}] \ \ cuando \ \ u_{wx} \le u_{wxc} \ \ y \ \ u_{wy} > u_{wyc} \\ \alpha_d u_{wx} C - \alpha_e v(u_{wx} - u_{wxc}) + \alpha_d u_{wy} C \ \ cuando \ \ u_{wx} > u_{wxc} \ \ y \ \ u_{wy} \le u_{wyc} \\ \alpha_d u_{wx} C - \alpha_e v(u_{wx} - u_{wxc}) + \alpha_d u_{wy} C - \alpha_e v(u_{wy} - u_{wyc}) \\ cuando \ \ u_{wx} > u_{wxc} \ \ y \ \ u_{wy} > u_{wyc} \end{cases}} \quad [13]$$

Donde u_{wxc} y u_{wyc} se definen como las velocidades críticas del agua para la deposición y arrastre de las nanopartículas. Los valores de las velocidades de la fase agua por debajo de las velocidades críticas permitirán la retención de nanopartículas en la superficie del medio poroso. Mientras que velocidades mayores a los valores de las velocidades críticas favorecerán una condición simultanea de arrastre y deposición de nanopartículas. Por otra parte, α_d y α_e son las constantes de velocidad para la retención en la superficie y arrastre de nanopartículas en la fase agua, respectivamente.

iv) Volumen de nanopartículas atrapadas

El volumen de nanopartículas atrapado en las gargantas de poro por unidad de volumen de roca en la fase agua, de la ecuación [12], es:

$$\frac{\partial v^*}{\partial t} = \boldsymbol{\alpha_{pt} u_{wx} C + \alpha_{pt} u_{wy} C} \quad [14]$$

Donde C es la concentración en volumen, u_{wx} y u_{wy} definen a las velocidades de la fase agua en dirección x, y y α_{pt} es la constante de velocidad para el bloqueo de las gargantas de poros.

Como consecuencia del fenómeno de adsorción de nanopartículas, se forma una capa alrededor de la superficie del medio poroso, donde la porosidad cambia, para esto se define una porosidad instantánea dada por:

$$\emptyset = \emptyset_0 + \Delta\emptyset \quad [15]$$

En esta ecuación, $\emptyset_0$ representa la porosidad inicial y el término $\Delta\emptyset$ denota las variaciones de la porosidad debido a la adsorción o desorción de nanopartículas en la superficie y está representada por:

$$\Delta\emptyset = \boldsymbol{v + v^*} \quad [16]$$

El mismo fenómeno de adsorción modifica a la permeabilidad absoluta del medio por lo que es necesario definir una permeabilidad instantánea, como:

$$\boldsymbol{k = k_o \left[(1-f)k_f + f\left(\frac{\emptyset}{\emptyset_0}\right)\right]^n} \text{ donde } \boldsymbol{f = 1 - \alpha_f v^*} \quad [17]$$

En la ecuación [17], k y $\emptyset$ son permeabilidad y porosidad instantánea local, k_o es la permeabilidad efectiva inicial, k_f es la constante de filtración de fluido permitida a través de los poros bloqueados [para este trabajo, k_f =0.35], f es la fracción del área de la sección transversal original abierta al flujo [factor de eficiencia de flujo], la cual expresa la fracción de poros no bloqueados que permitirán el flujo libremente, α_f es el coeficiente de eficiencia de flujo para las nanopartículas, v^* es el volumen de nanopartículas atrapado en las gargantas de y n es el coeficiente empírico de este modelo [n=2.5].Cabe señalar que los valores dados a constantes y coeficientes están basados en los reportados por Ju et al., [2006].

Debido a que la adsorción de nanopartículas representará el mecanismo de cambio de mojabilidad de la superficie del medio poroso, se requiere proponer expresiones de permeabilidades relativas en función de la geometría, el área superficial de las nanopartículas y el área específica del medio poroso. Entonces, estas expresiones de permeabilidades relativas de la fase agua y aceite, k'_{rwjp} y k'_{rojp} como función de la superficie cubierta por nanopartículas, son:

$$\boldsymbol{k'_{rwjp} = k_{rwj} + \frac{k'_{rwj} - k_{rwj}}{S_v} S} \quad [18]$$

y

$$\boldsymbol{k'_{rojp} = k_{roj} + \frac{k'_{roj} - k_{roj}}{S_v} S} \quad [19]$$

Donde k_{rwj} y k_{roj} son las permeabilidades relativas al aceite y al agua, antes del tratamiento con nanopartículas [Ju et al., 2012], S es el área superficial total de nanopartículas en contacto con los fluidos para todos los intervalos, y está definida por:

$$\boldsymbol{s = \beta \sum_{i=1,j=1}^{n,m} \left(v_{i,j} + v^*_{i,j}\right) \frac{6}{dp}} \quad [20]$$

Donde β es coeficiente de área superficial para areniscas [el rango de su valor va de 0.0 a 1.0, en este trabajo, β =0.8], dp es el diámetro de nanopartícula [Ju et al., 2006] y S_v es el área específica de un núcleo, obtenida mediante la ecuación

$$s_v = 7000\emptyset\sqrt{\frac{\emptyset}{dp}} \qquad [21]$$

Para las nuevas permeabilidades se tomará en cuenta que si $s \geq s_v$, las superficies totales por unidad de volumen del medio poroso están completamente ocupadas por las nanopartículas, adsorbidas en las superficies de los poros o atrapadas en las gargantas de poros y que la mojabilidad será determinada por las nanopartículas.

Cuando las superficies por unidad de volumen del medio poroso están completamente ocupadas por nanopartículas, las permeabilidades relativas de las fases de agua y aceite se toman como k'_{rwj} y k'_{roj} respectivamente; de otro modo, las permeabilidades relativas de las fases de agua y aceite se toman como una función lineal de las superficies ocupadas por nanopartículas, es decir, cuando $0< s<s_v$, las permeabilidades relativas de agua y aceite son k'_{rwjp} y k'_{rojp}. Por otra parte, cuando $s<s_v$, se asume que solo una parte de las superficies por unidad de volumen del medio poroso estará ocupada por nanopartículas.

Modelo Numérico y Computacional

Para la solución de sistema de ecuaciones [3], [4], [11] y [13-14]mostradas en la sección anterior se usó aproximación en diferencias finitas. Los esquemas de solución para el modelo numérico serán implícitos para las ecuaciones [3] y [11] y explícitos para las ecuaciones [4], [13] y [14]. La solución numérica del modelo en diferencias finitas proporcionará información de las variables dependientes dentro del espacio discreto tanto para las coordenadas espaciales como la temporal.

En la figura 2, se muestra la discretización en espacio y tiempo del medio poroso en 2D, en la cual [**i**] representa la posición espacial en ***x***, [**j**] representa la posición espacial en ***y***, ambas del nodo donde la variable es calculada, [**n]** indica el tiempo actual, [**n+1**] indica el cálculo de la variable en el nuevo tiempo de simulación. Los coeficientes **S**, **W**, **E** y **N** se refieren a las direcciones Sur, Oeste, Este y Norte, respectivamente; el coeficiente **C**, se refiere al nodo en sí mismo, en el Centro.

Box 2

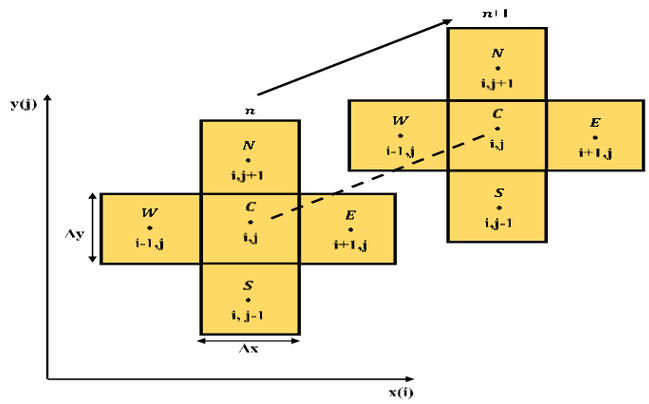


Figura 2

Discretización espacial y temporal del medio poroso en 2D

Fuente [Modificada de Ertekin et al., 2001]

Por otra parte, para la simulación se consideraron dos pozos, uno productor ubicado en dirección NO y otro inyector ubicado en dirección SE. De manera adicional se utilizaron para la simulación los datos concentrados en la Tabla 1.

Box 3

Table 1

Parámetros de simulación

Parámetro	Unidad	Parámetro	Unidad
Longitud de la malla en x L_x	500 [m]	Permeabilidad inicial, k	162 mD
Longitud de la malla en y, L_y	500 [m]	Saturación de agua inicial S_w	30 %
Tamaño de celda en x, Δx,	50 [m]	Viscosidad del aceite, μ_o	50 cp
Tamaño de celda en y, Δy	50 [m]	Viscosidad del agua, μ_w	5 cp
Altura, h	50[m]	Gasto de inyección, Q_w	200 bpd
Porosidad inicial, $\emptyset$	25 [%]	Gasto de producción Q	200 bpd

Para dar solución al sistema de ecuaciones obtenidas del modelo numérico, se desarrolló un código computacional en MATLAB. Dicho código computacional resuelve el sistema de ecuaciones algebraicas derivado del proceso de discretización el cual es expresado en forma matricial en térmicos de variables dependientes según sea el caso. Para el cálculo de la presión, se utilizó el método de matriz inversa, esto con la finalidad de hacer uso de alguno de los métodos denominados exactos, como sugieren algunos autores para la resolución de modelos en 1D y 2D. Mientras que, para el cálculo de la concentración, se utilizó el método Gauss-Seidel, debido a que la concentración inicial es muy pequeña, lo cual hace que la inversa de la matriz no pueda ser calculada.

Cabe señalar que las condiciones de frontera para la ecuación de presión y para la concentración se asumieron del mismo tipo, debido a que las nanopartículas y el fluido de inyección son introducidos a través del pozo inyector y no a través de la frontera como en los modelos en 1D.

Procedimiento de solución

El proceso de solución del sistema de ecuaciones discretizado que define al modelo computacional se resume en 12 pasos, mismos que se describen a continuación:

Paso 1. Introducir las propiedades correspondientes al medio poroso y los fluidos.
Paso 2. Definir los valores de condiciones iniciales y de frontera.
Paso 3. Iniciar el ciclo de tiempo donde se fijan valores para cada celda del espacio discreto.
Paso 4. Resolver de la ecuación de presión.
Paso 5. Resolver la ecuación de saturación.
Paso 6. Calcular las velocidades de la fase agua con las ecuaciones [9] y [10].
Paso 7. Resolver la ecuación de concentración de nanopartículas con un criterio de paro de cien iteraciones.
Paso 8. Calcular los volúmenes de nanopartículas de las ecuaciones.
Paso 9. Calcular la nueva porosidad y la permeabilidad absoluta dada la inyección de nanopartículas con las ecuaciones [17] y [15].
Paso 10. Calcular las permeabilidades relativas al aceite y al agua con las ecuaciones [6] y [7].
Paso 11. Asignar las variables espaciales dependientes, calculadas en el tiempo actual para ser usadas al inicio del siguiente tiempo.
Paso 12**.** Realizar el mismo procedimiento hasta completar el tiempo total de simulación. En caso contrario se regresa al paso 4.

Se realizo, además, un análisis de consistencia para garantizar la solución no dependa de los tamaños de paso espacial ni temporal, que por cuestiones de espacio este análisis no se presenta, pero puede consultarse con detalle con [Domínguez-Trujillo, 2021].

Metodología

Para la evaluación de las propiedades del sistema roca-fluido [presión, saturación y volumen de nanopartículas] derivado del cambio de la concentración de nanopartículas de SiO_2 inyectadas con agua en un medio poroso, se contempló la propuesta del modelo físico, matemático, numérico y computacional en 2D.

Para la propuesta del modelo numérico, se utilizó el método de diferencias finitas, mientras que para el modelo computacional se utilizó el método de Gauss-Seidel el cual fue desarrollado utilizando el lenguaje de programación de MATLAB. Particularmente para la predicción de la presión y saturación se utilizó el método de Presión Implícita - Saturación Explícita o Implicit Pressure - Explicit Saturation [IMPES, por sus siglas en inglés].

Para el caso de la concentración de las nanopartículas en la fase agua se consideró movimiento browniano debido a que el tamaño de las nanopartículas se encuentra entre 10 y 100 nm. Mientras que, para el volumen de nanopartículas, se definió en función de la deposición en la superficie del medio poroso y el bloqueo en las gargantas de poros. Para validar los resultados se compararon los datos obtenidos con los resultados experimentales presentados por Ju et al., [2006] y Sepehri et al., [2019].

Resultados y Discusión

Para validar el modelo computacional propuesto, se utilizaron los resultados experimentales presentados por Ju et al., [2006], Rodríguez et al., [2018] y Sepehri et al., [2019] en 1D y posteriormente se realizó la expansión a 2D.

En esos trabajos los autores utilizaron una mezcla de agua con nano partículas de SiO_2 a través de un medio poroso con condiciones controladas.

Los resultados obtenidos mostraron una aceptable concordancia al ser comparados con lo que se garantiza un buen acoplamiento del sistema de ecuaciones y un buen funcionamiento del modelo.

Con la finalidad de evaluar el cambio en las propiedades petrofísicas [porosidad, permeabilidad], el comportamiento en la producción de aceite y las contribuciones de los 4 fenómenos gobernantes del desplazamiento de aceite mediante la inyección de nanopartículas se simularon 12 escenarios. En estos se consideró un único tamaño de nanopartícula equivalente a 20 nm, tres diferentes valores de concentración [0.03% [concentración media], 0.07% [concentración alta] y 0.11% [concentración límite]] y tiempos de simulación que van de 3 mes a un 1 año. Lo anterior se resume en la Tabla 2.

Box 4

Table 2

Casos de simulación

Tiempo de simulación	**Concentración de nanopartículas**		
	Media [C_1= 0.03%]	**Alta [C_2= 0.07%]**	**Límite [C_3= 0.11%]**
3 meses	x	x	x
6 meses	x	x	x
9 meses	x	x	x
12 meses	x	x	x

En la figura 3, se muestra el comportamiento de la concentración respecto a la distancia para 3, 6, 9 y 12 meses de simulación. En estos, se aprecia que la concentración tiene una tendencia a disminuir con forme avanza al pozo productor e incrementa el tiempo de simulación. Sin embargo, los valores de concentración límite de 0.11 % en volumen, fueron los que mostraron un incremento en cada escenario de tiempo. En el recuadro ampliado, se muestra el cambio de las tendencias de las concentraciones, sin embargo, estas continúan disminuyendo hasta alcanzar valores desde 10^{-55} % a 10^{-72} %.

Box 5

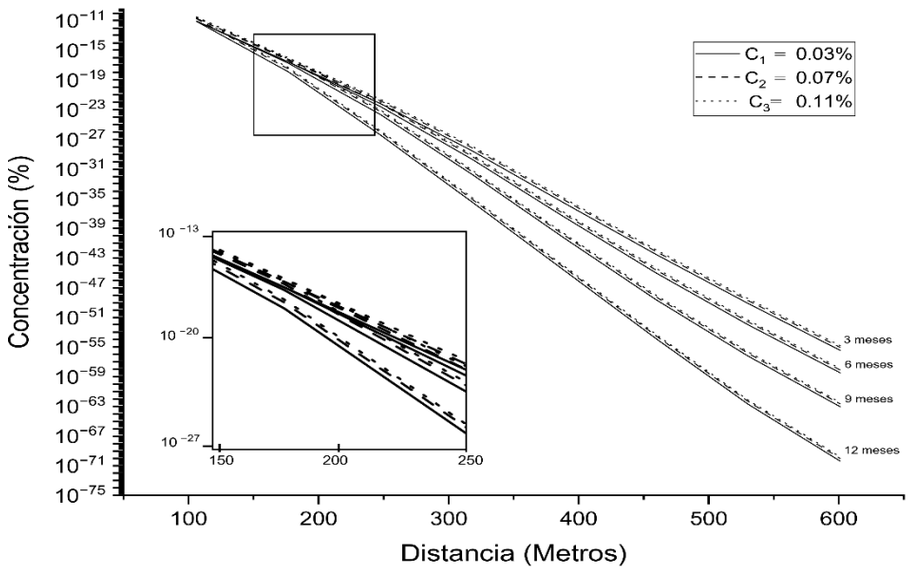


Figura 3

Concentración de nanopartículas respecto a la distancia para 3, 6, 9 y 12 meses de simulación

Dado lo anterior, en la Figura 4 se muestran los perfiles de porosidad respecto al tiempo para los tres casos de las concentraciones consideradas en las cercanías del pozo inyector. En estos se confirma que el incremento de la concentración afecta a la porosidad, ya que esta disminuye hasta alcanzar una diferencia entre C_1 y C_3 hasta de 4.6 %

Box 6

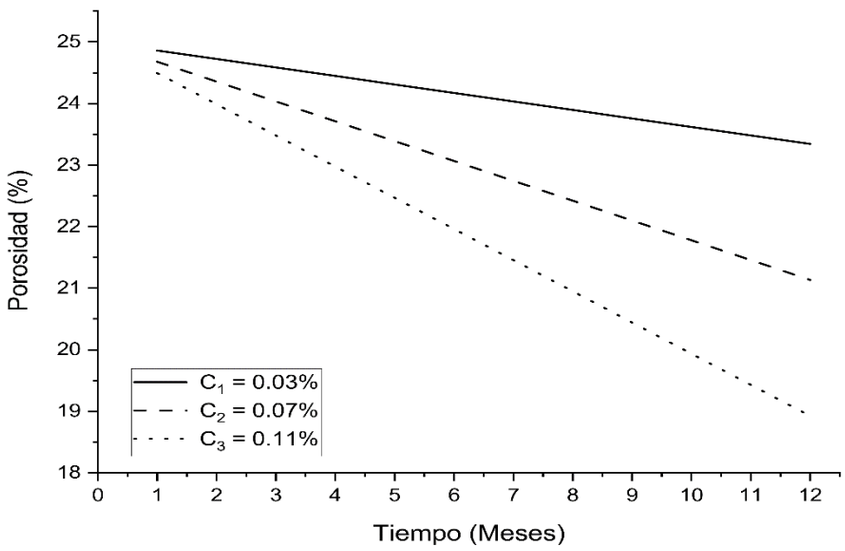


Figura 4

Perfiles de porosidades respecto al tiempo para los tres casos de concentración

En la Figura 5, se muestran los perfiles de permeabilidades relativas de agua y aceite para los tres valores de concentración durante un año de simulación. En estos se aprecia que, inicialmente las permeabilidades del agua tienden a aumentar conforme la concentración alcanza el valor límite, mientras que las permeabilidades relativas del aceite tienden a disminuir, estos cambios ponderan el efecto del cambio en la mojabilidad de la superficie del medio poroso. Sin embargo, conforme avanza en hacia el pozo productor y transcurre el tiempo de simulación la permeabilidad relativa del aceite tiende a incrementar mejorando el flujo del fluido.

Box 6

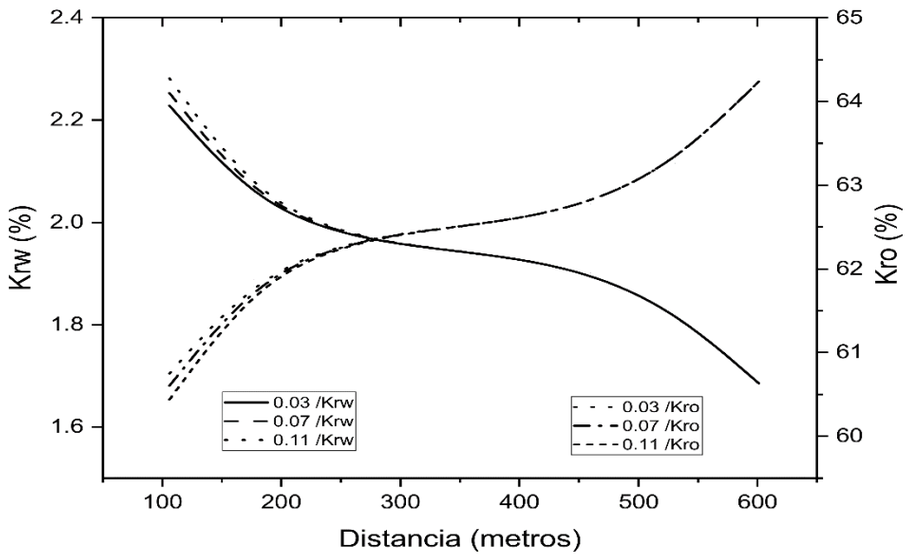


Figura 5

Perfiles de permeabilidades relativas a un tiempo de simulación de 12 meses.

En la Tabla 3, se concentran los resultados obtenidos de las tres concentraciones analizadas. En esta, se aprecia que la porosidad se reduce conforme el incremento de la concentración inicial y el tiempo. Lo anterior enfatiza que en las cercanías del pozo inyector, existe una mayor deposición [adsorción] de nanopartículas generando daño a la formación que afectará de manera similar a la permeabilidad de la roca.

Box 7

Table 3

Resultados de las simulaciones para las concentraciones

Tiempo de simulación	**Concentración de nanopartícula**		
	Media [C_1= 0.03%]	**Media [C_1= 0.03%]**	**Media [C_1= 0.03%]**
3 meses	Ø [%]	Ø [%]	Ø [%]
6 meses	24.59	24.59	24.59
9 meses	24.17	24.17	24.17
12 meses	23.76	23.76	23.76

Amoo & Layi Fagbenle, [2020], mencionan que la cantidad de cambios que se producen en los fluidos con nanopartículas depende de la forma, el tamaño, la cantidad [volumen] de las nanopartículas. Por lo anterior, se analizó de manera particular el valor de la concentración de nanopartículas límite [C_3= 0.11%] para 3, 6, 9 y 12 meses de simulación. La figura 6 muestra la variación de la concentración de nanopartículas considerando la distancia comprendida entre el pozo inyector y el pozo productor. En esta, la concentración de nanopartículas disminuye significativamente a medida que la distancia desde el punto de inyección aumenta.

Esto es un comportamiento esperado debido a la dilución y la posible retención de nanopartículas en la matriz porosa a medida que la solución avanza. Por otra parte, de manera local, la concentración de nanopartículas tiende a mantenerse igual cerca del pozo inyector, mientras que en dirección al pozo productor esta tiende cambiar a los 12 meses de 10^{-70} % a 10^{-55} %.

Box 8

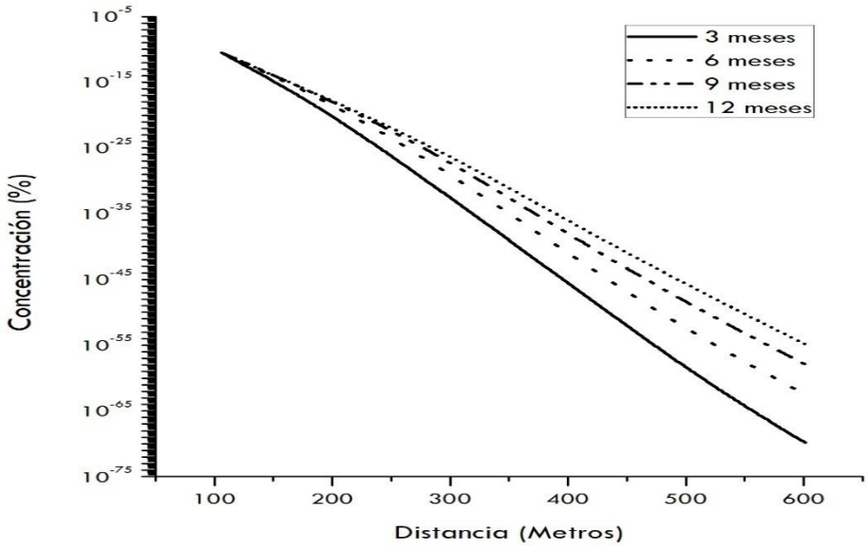


Figura 6

Concentración de nanopartículas en dirección pozo inyector-pozo productor. con concentración de caso límite [C_3= 0.11%]

Por otro lado, en la figura 7 se comparan los valores de presión obtenidos en un año [3, 6, 9 y 12 meses de simulación] para la concentración de nanopartículas límite de 0.11 % en volumen. La variación de la presión a lo largo de la distancia comprendida entre el pozo inyector y el pozo productor se debe a los gastos de inyección y producción, así como a la concentración de nanopartículas que se difunden en el medio poroso. La mayor diferencia se presenta a los 12 meses siendo esta, de más de 2 millones de pascales entre los pozos inyector y productor.

Box 9

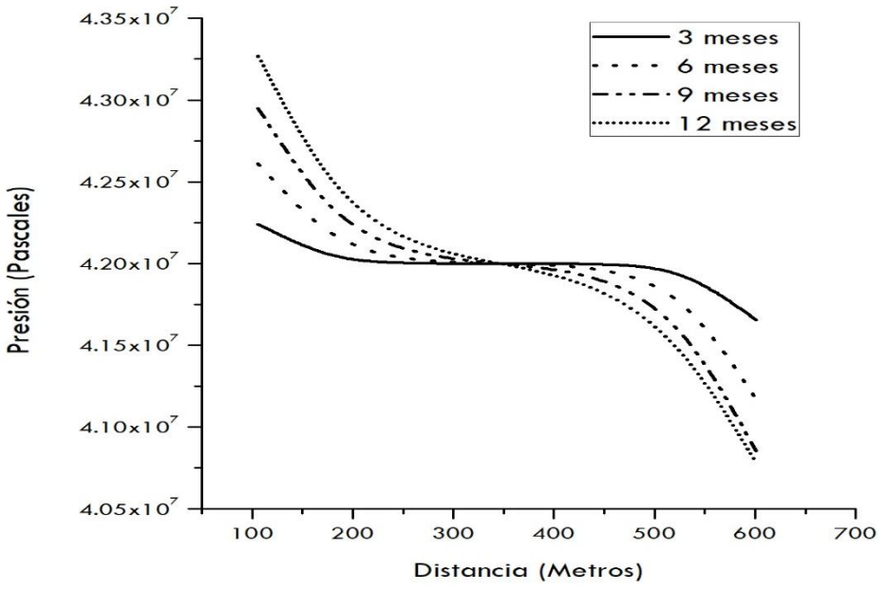


Figura 7

Perfiles de presión con concentración de caso límite [C_3= 0.11%]

En la figura 8, se muestran los perfiles de saturación de agua y aceite para el caso límite [C_3=0.11%] a diferentes tiempos de simulación [3, 6, 9 y 12 meses]. En esta, se aprecia inicialmente el incremento de la saturación del agua el cual va desplazando gradualmente al aceite. Sin embargo, a pesar de la retención de nanopartículas [Ver figura 4], se observó que, a los 350m y 12 meses de inyección, la saturación de aceite incrementa en mayor proporción alcanzando 70.7% mientras que la del agua disminuye hasta 29.3 %.

Box 10

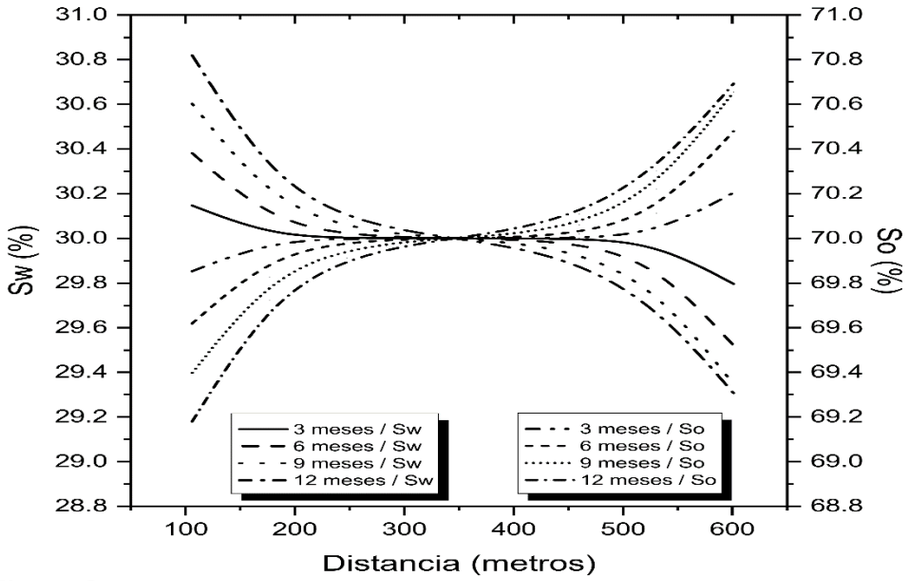


Figura 8

Perfiles de saturación con concentración de caso límite [C_3=0.11%]

En la Figura 9, se muestran los perfiles de permeabilidades relativas para el agua y aceite. En esos, se aprecia que dado un aumento en la concentración de nano partículas [presentado en la figura 6] los valores de las permeabilidades muestran un incremento favoreciendo el flujo de aceite en relación al flujo de agua.

Box 11

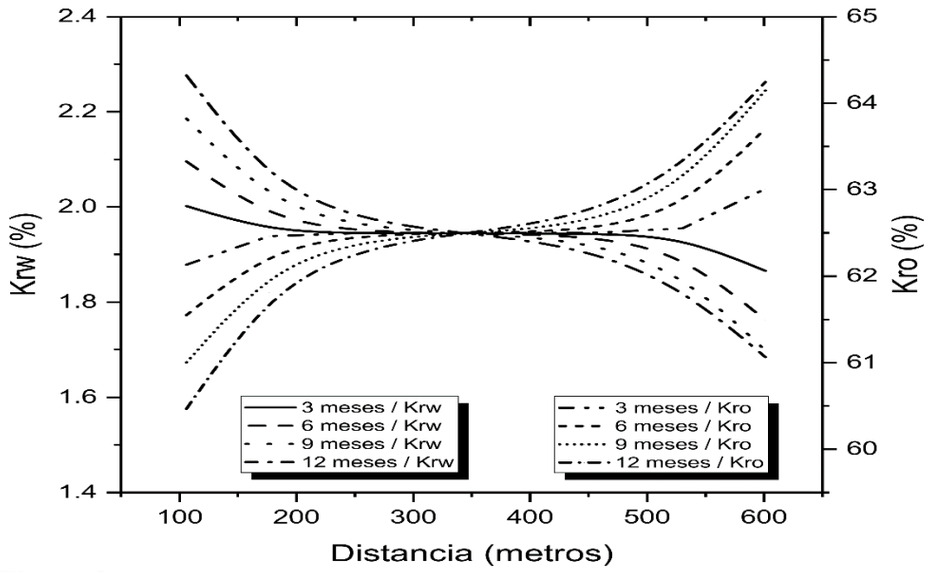


Figura 9

Perfiles de permeabilidades con concentración de caso límite [C_3= 0.11%]

En la Tabla 4, se concentran los resultados de la inyección de nano fluido en el medio poroso para el caso límite C_3=0.11% para los diferentes tiempos de simulación [3, 6, 9 y 12 meses]. En esta, se muestran los valores de las propiedades petrofísicas y fluidos a 100 m y 500 m, referentes al pozo inyector y pozo productor. Particularmente, la concentración de nanopartículas [C] disminuye significativamente a medida que la distancia desde el punto de inyección aumenta. De manera local, se tiene una mayor concentración de nanopartículas cerca del punto de inyección [100 m] lo que genera una mayor presión. Esto podría deberse a un ligero bloqueo de los poros por las nanopartículas, incrementando la resistencia al flujo y, por ende, la presión requerida para mantener la inyección. Respecto al comportamiento de las permeabilidades relativas la Krw aumenta y Kro disminuye ligeramente con el tiempo, lo cual es consistente con el aumento de la saturación de agua y la disminución de la saturación de petróleo, respectivamente. Lo anterior, puede afectar la distribución de la presión dentro del yacimiento.

Box 12

Tabla 4

Resultados de las simulaciones para la concentración Limite [C_3=0.11%]

Tiempo de simulación	Concentración de nanopartículas [C_3=0.11%]											
	Distancia de 100 m						Distancia de 500 m					
	C [%]	P [Pa]	Krw [%]	Kro [%]	Sw [%]	So [%]	C [%]	P [Pa]	Krw [%]	Kro [%]	Sw [%]	So [%]
3 meses	2.92 x10^{-11}	42240105.75	2.00	62.13	30.15	69.85	7.12 x10^{-63}	41964163.77	1.94	62.55	29.98	70.02
6 meses	3.18 x10^{-11}	42610510.29	2.10	61.55	30.38	69.62	2.19 x10^{-56}	41813094.06	1.90	62.78	29.89	70.11
9 meses	3.15 x10^{-11}	42947282.75	2.19	61.00	30.60	69.40	3.97 x10^{-52}	41630726.22	1.86	63.05	29.78	70.22
12 meses	3.14 x10^{-11}	43267397.65	2.28	60.47	30.82	69.18	3.06 x10^{-49}	41488992.17	1.83	63.26	29.70	70.30

Conclusiones

Se desarrollo un modelo matemático capaz de predecir las propiedades petrofísicas del sistema roca [porosidad y permeabilidad] -fluido [saturaciones de agua y aceite, presión, concentración]. El modelo computacional generado puede ser utilizado para optimizar la inyección de nanopartículas inyectadas en el medio poroso. Dado las diferentes simulaciones realizadas se encontró que el manejar concentraciones altas repercute en las propiedades petrofísicas del medio poroso, particularmente en las cercanías del pozo inyector ya que se obtuvo una disminución en la porosidad de hasta 4.6 % y alteraciones en las permeabilidades relativas. Sin embargo, a un año de simulación y una distancia de 500 m en dirección Nor-Oeste, relacionada con la ubicación del pozo productor, la concentración se redujo hasta en un 3.14x10-11 [%] beneficiando a la permeabilidad hasta en un 63.26 % y la saturación del aceite que alcanzo un 70.30 %. Los valores en las concentraciones de nanopartículas tienden a disminuir conforme el tiempo y la distancia, sea la concentración mínima o límite la tendencia se mantiene durante la simulación. Lo anterior, permite identificar que las distancia entre los pozos considerados juegan un rol importante en el cambio eficiente de las propiedades petrofísicas del medio poroso. De los cuatro mecanismos considerados en el modelo matemático, la simulación identifica particularmente adsorción y/o bloqueo en las cercanías de pozo inyector dado el exceso de nanopartículas presentes que puede generar un aumento benéfico para la presión, pero una pérdida de porosidad alta generando obstrucción en alrededores.

Declaraciones

Conflicto de intereses

Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses. No tienen intereses financieros o relaciones personales que pudieran haber influido en este libro.

Contribución de los autores

Vital-Ocampo, Angelica: Contribuyó en el desarrollo del proyecto sobre simulación del uso de nanopartículas como método de recuperación mejorada de aceite. Participo en el desarrollo del modelo físico, matemático y computacional en 1D y 2D, así como en la generación de los informes técnicos de dichos proyectos

Montoya-Hernández, Daniel: Contribuyó en el desarrollo del proyecto sobre simulación del uso de nanopartículas como método de recuperación mejorada de aceite. Participo en el desarrollo del modelo numérico y computacional en 1D y 2D.

Domínguez-Trujillo, Miguel: Contribuyó en el desarrollo del modelo numérico y computacional en 2D así como, con la generación de las diferentes simulaciones numéricas.

Solana Neri, Fernando: Contribuyo en la selección de las concentraciones de las nanopartículas y en el análisis de los resultados obtenidos.

Disponibilidad de datos y materiales

La información está completamente disponible en base de datos de la universidad Autónoma del Carmen

Financiación

El proyecto se generó con recurso propio.

Agradecimientos

Se agradece a la Universidad Autónoma del Carmen por el apoyo en la adquisición de material bibliográfico para el desarrollo del presente trabajo.

Abreviaturas

EOR	Enhaced Oil Recovery
IMPES	Implicit Pressure - Explicit Saturation
SiO_2	Oxido de Silice

Referencias

Antecedentes

Abdelrahman, E. D., Hamid, K. & Mahmoud, T. [2021]. Application of Nanofluid Injection for Enhanced Oil Recovery [EOR]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology. 23 [8],751.

Al-Anssari, S., Wang, S., Barifcani, A., Lebedev, M., & Iglauer, S. [2017]. Effect of temperature and SiO_2 nanoparticle size on wettability alteration of oil-wet calcite. Fuel, 206, 34–42.

Anirbid, S., Kamakshi, R., Namrata, B., Kriti Y. & Surbhi, S. [2022]. Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. Petroleum Research. 7[1], 77-90

Ding, J., Cheng, T., Fu, C., Huang, B., Yang, E., Qu, M., Liu, S., & Wu, J. [2024]. Synthesis and Characterization of Self-Dispersion Monodisperse Silica-Based Functional Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery [EOR] in Low-Permeability Reservoirs. Processes, 12 [11], 2349.

El-Diasty, A. I., & Salem, R. A. M. [2013]. Applications of nanotechnology in the Oil & Gas industry: Latest trends worldwide & future challenges in Egypt. Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition, NATC. 2, 1036–1048.

Franco H. G. [2018]. Campos Maduros en México. 36.

Hendraningrat, L., Li, S., & Torstaeer, O. [2013]. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery in low-medium permeability Berea sandstone. Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2, 728–741.

Ju, B. & Fan, T., [2009]. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticle Transport in porous media. Powder Technology 192. 1995-202

Ju, B., Fan, T., & Li, Z. [2012]. Improving water injectivity and enhancing oil recovery by wettability control using nanopowders. Journal of Petroleum Science and Engineering, 86–87, 206–216.

Llinas, M. C., & Sánchez-García, D. [2013]. Silica Nanoparticles: Preparation, Characterization and Applications in Biomedicine. Pharmaceutical Chemistry Journal, 53[4], 329–336.

Miranda, O. N. A. [2017]. Efecto de las nanopartículas en la inyección de agua con baja salinidad como un método novedoso de recuperación mejorada: Alteración de la humectabilidad. Universidad Nacional de Colombia.

Mustafa, A. & Baojun, B. [2018], The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications. Journal of Petroleum Science and Engineering, 171, 196-210.

Rezaei, A., Abdollahi, H., Derikvand, Z., Hemmat-Sarapardeh, A., & Mosavi, A. [2020]. Nabipour insights into the Effects of pore Size Distribution on the Flowing Behavior of Carbonate Rocks: Linking a Nano-Based Enhanced Oil Recovery Method to Rock Typing. MDPI. 10[5]

Yernazarova, G., Kayirmanova, A., Baubekova, A. Zhubanova, A. [2016]. Chemical Enhanced Oil Recovery [cEOR] - a Practical Overview. IntechOpen. Chap 5. 147-167.

Youssif, M. I., El-Maghraby, R. M., Saleh, S. M., & Elgibaly, A. [2018]. Silica nanofluid flooding for enhanced oil recovery in sandstone rocks. Egyptian Journal of Petroleum, 27[1], 105–110.

Básicos y Soporte

Abdelfatah, E., Pournik, M., Shiau, B.J. M. & Harwell, J. [2017]. Mathematical Modeling and Simulation of Nano particles Transpot in Heterogenius Porous Media. Jounal of Natural Gas Science of Enginnering. 40. 1-6.

Ahmed T. [2001]. Reservoir Engineering Handbook. 2nd Edition. Gulf Professional Publishing.

Amoo, L. M., & Layi, F. R. [2020]. Advanced fluids - a review of nanofluid transport and itsapplications. In Applications of Heat, Mass, and Fluid Boundary Layers. Elsevier. 281–382.

Domínguez-Trujillo, M. C. [2021]. Modelo matemático bidimencional para la simulación de inyección de nanofluidos como proceso de recuperación mejorada. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Petrolera. Universidad Autónoma del Carmen.

El-Amin, M. F., Jisheng, K., Shuyu, S. & Amgad, S. [2013]. Numerical modeling of nanoparticles transport with two-phase flow in porous media using iterative implicit method. arXiv preprint arXiv:1310.4769,

Ertekin, T., Abou-Kassem, J.H., King, G. R. [2001]. Basic Applied Reservoir Simulation. Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas.132.

Foroozesh, J., & Kumar, S. [2020]. Nanoparticles behaviors in pours media: application to enhanced oil. Journal of Molecular Liquids. 316.

Ju, B., Fan, T., & Ma, M. [2006]. Enhanced Oil Recovery by Flooding with Hydrophilic Nanoparticles. China Particuology, 4[1], 41–46.

Rodríguez A. L. F., Vital-Ocampo, A. G., Montoya –Hernández, D. J. & Tamayo O. F. A. [2018]. Simulación de la inyección de nanoparticulas de SiO_2 como método de recuperación mejorada de aceite. Edición no. 107 de Acalán Revista de la Universidad Autónoma del Carmen, en formato digital con ISSN:2594-1658. Julio-Diciembre. 77-86

Sepehri, M., Moradi, B., Emamzadeh, A., & Mohammadi, A. H. [2019]. Experimental study and numerical modeling for enhancing oil recovery from carbonate reservoirs by nanoparticle flooding. Oil and Gas Science and Technology, 74.

Discusiones

Davoodi S., Al-Shargabi, M., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S. & Minaev, K. M. [2022]. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review. Fuel. 324, Part B.

Hassan, R. S. M. [2024]. Nanotechnology Applications in Enhanced Oil Recovery [EOR]. International Journal of Scientific Research and Management [IJSRM]. 12 [6], 135-143.

Sircar, A., Rayavarapu, K., Bist, N., Yadav, K., & Singh, S. [2021]. Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. Petroleum Research. Retrieved from 7[1], 77-90

Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., & Gai, Z. [2017]. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. Energies, 10[3].

Zhou, W., Xin, C., Chen, Y., Mouhouadi, R. D. & Chen, S. [2023]. Nanoparticles for Enhancing Heavy Oil Recovery: Recent Progress, Challenges, and Future Perspectives. Energy & Fuels. 37 [12]