



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **Evaluación de la viabilidad técnico/económica de utilizar nano- fluidos para mitigar daño por banco de condensado, en el piedemonte llanero colombiano**

**Juan David Marín Soto**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia  
2022



# **Evaluación de la viabilidad técnico/económica de utilizar nanofluidos para mitigar daño por banco de condensado, en el piedemonte llanero colombiano**

**Juan David Marín Soto**

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería de Petróleos**

Director:

Ph.D., Juan Manuel Mejía Cárdenas

Línea de Investigación:

Simulación de flujo en medio porosos

Grupo de Investigación:

Grupo de investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos (DFTmp)

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2022



*A mi familia, sobre los que recayó la importante labor de mantenerme motivado durante estos años de arduo trabajo.*

*A mis tutores, quienes desinteresadamente me brindaron su conocimiento para alcanzar este y otros logros igual de importantes.*

*A mis amigos, quienes supieron entender mis ausencias en las tertulias de los fines de semana.*



## Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



---

Nombre: Juan David Marin Soto

Fecha 28/02/2022 (DD/MM/AAAA)

# Agradecimientos

Al profesor Juan Manuel Mejía Cárdenas de la Universidad Nacional de Colombia y al ingeniero Juan David Valencia Londoño del grupo de investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos (DFTmp), por su paciencia y generosidad a la hora de transmitirme su conocimiento en esta temática.

Al grupo de ingeniería de subsuelo piedemonte de Ecopetrol SA, quienes a través de su líder Javier Alfonso Garcia Acevedo, tuvieron la confianza de poner en mis manos la información de campo que fue utilizada para el desarrollo de este trabajo.



## Resumen

### **Evaluación de la viabilidad técnico/económica de utilizar nano-fluidos para mitigar daño por banco de condensado, en el piedemonte llanero colombiano**

El banco de condensado (BC) es una de las fuentes más comunes de daño de formación en yacimientos de gas-condensado. Una de las estrategias más utilizadas para remediar este daño es la movilización del condensado utilizando solventes o químicos. Sin embargo, la mayor desventaja de estos tratamientos es la limitada perdurabilidad que ofrecen. Recientemente, se han diseñado y probado a escala de laboratorio nanofluidos para incrementar la movilidad del banco y potenciar el efecto de perdurabilidad del tratamiento. A pesar de los buenos resultados de laboratorio, la implementación de estos tratamientos se ha visto limitada por a la incertidumbre que se tiene para estimar el desempeño a escala de campo.

En este documento se desarrolla una metodología para simular los beneficios potenciales que se podrían generar al implementar a escala de campo un tratamiento de base nanofluido para movilizar e inhibir el BC. Como caso de estudio se tomó un pozo de gas-condensado del piedemonte llanero colombiano y el nanofluido desarrollado por Franco *et al.* (2018). Para simular el flujo de fluidos y el perfil del BC, se utilizó un modelo composicional. Adicionalmente, se utilizó el modelo de doble sitio desarrollado por Zhang (2012), para simular el proceso de retención/removilización de las nanopartículas. El esquema numérico se implementó en el simulador FlowTram de la Universidad Nacional de Colombia y fue posteriormente validado con datos experimentales reportados en la literatura. Para la evaluación económica se utilizó como *input* los valores reales tomados del caso de estudio.

X Evaluación de la viabilidad técnico/económica de utilizar nano-fluidos para mitigar daño por banco de condensado, en el piedemonte llanero colombiano

---

El resultado de la evaluación técnico/económica mostró que los tratamientos base nanofluido tienen un alto potencial para mitigar el daño por BC, generando incrementales de producción y beneficios económicos.

**Palabras clave: banco de condensado, daño de formación, nanofluido, yacimiento de gas-condensado, estimulación de yacimientos, simulación numérica**

## Abstract

### **Feasibility study of using nanofluid for condensate banking remediation in Colombian foothill fields**

Condensate banking is one of the most common sources of formation damage in gas-condensate reservoirs. A common strategy for remediating the damage is mobilizing the condensate banking using solvents or chemicals. However, the major drawback of these treatments is the limited perdurability, being considered short-term solutions in the industry. Recently, nanofluids have been engineered to increase condensate mobility and treatment perdurability by changing the rock surface wettability. Although there is a potential use of nanofluids for increasing the productivity of gas fields having condensate-banking problems, its main limitation is the uncertainty to estimate the performance at field scale.

In this document develops a methodology to simulate the potential benefits at field scale of using a nanofluid treatments for condensate banking mobilization and inhibition. As a case of study, it was taken a gas condensate well in the Colombian foothills (Ilanos basin) and a nanofluid developed by Franco et al. (2018) with silica nanoparticles functionalized with a commercial anionic surfactant. To simulate benefits, a compositional model was used to modelling fluid flow and condensate banking profile. Additionally, a double site model was used to simulate nanoparticles retention/remobilization process (Zhang, 2012). The numerical scheme was implemented in an in-house simulator (FlowTram) and further validated with experimental data reported in literature. For the economic analysis were taken as input the real values of the case study.

The result of the technical/economic evaluation shows nanofluid treatment has a large potential to mitigate condensate-banking damage at field scale, leading to an incremental production and an economic benefit.

**Keywords: condensate banking, formation damage, nanofluid, gas-condensate reservoir, reservoir stimulation, numerical modeling**

# Contenido

	Pág.
<b>Agradecimientos</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>IX</b>
<b>Contenido</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>XV</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>XVII</b>
<b>Lista de símbolos y abreviaturas</b> .....	<b>XVIII</b>
<b>1. Introducción</b> .....	<b>1</b>
1.1 Objetivos .....	3
1.1.1 Objetivo general.....	3
1.1.2 Objetivos específicos.....	3
1.2 Alcances del trabajo .....	3
1.3 Metodología .....	4
<b>2. Marco teórico y antecedentes</b> .....	<b>5</b>
2.1 Daño por banco de condensado.....	5
2.2 Estrategias de remediación de daño por banco de condensado.....	6
2.3 Remediación de daño por banco de condensado a través de tratamientos base nanofluidos .....	8
2.4 Limitante en el proceso de implementación de tratamientos base nanofluidos para mitigar daño por banco de condensado .....	9
2.5 Antecedentes en la simulación de un proceso de remediación de daño por banco de condensado con nanofluidos.....	9
<b>3. Modelo Conceptual</b> .....	<b>11</b>
3.1 Descripción del proceso de remediación de daño por banco de condensado con nanofluidos .....	11
3.2 Transporte de componentes en medios porosos.....	11
3.3 Fenómenos y mecanismos presentes durante la inyección de nanopartículas. 12	
3.3.1 Alteración de humectabilidad.....	12
3.3.2 Cinética de retención y removilización .....	13
3.4 Distribución final de componentes.....	13
<b>4. Modelo Matemático</b> .....	<b>15</b>
4.1 Ecuaciones de Balance.....	15

4.2	Ecuaciones Constitutivas .....	16
<b>5.</b>	<b>Solución numérica, validación del modelo y ajuste de parámetros.....</b>	<b>19</b>
5.1	Solución numérica .....	19
5.2	Validación del modelo .....	20
5.3	Ajuste de parámetros .....	22
5.3.1	Parámetros del modelo de retención .....	22
5.3.2	Alteración de humectabilidad.....	24
<b>6.</b>	<b>Caso de estudio y resultados .....</b>	<b>27</b>
6.1	Descripción del caso de estudio.....	27
6.2	Ajuste histórico de producción y evaluación del estado del banco de condensado 28	
6.3	Descripción del proceso de estimulación .....	30
6.4	Análisis de resultados .....	31
6.5	Evaluación económica .....	36
6.6	Optimización del volumen de tratamiento .....	38
6.7	Análisis de incertidumbre .....	40
<b>7.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>43</b>
7.1	Conclusiones .....	43
7.2	Recomendaciones .....	44
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>45</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 1-1:</b> Localización del piedemonte llanero colombiano, cuenca los llanos. Tomado de Zabala et al. (2014). .....	2
<b>Figura 2-1:</b> Perfil de saturación de condensado y permeabilidades relativas alrededor de un pozo productor de gas. Tomado de Fan <i>et al.</i> (2005). .....	6
<b>Figura 5-1:</b> Simulación de la BHFP en software comercial (símbolos) y FlowTram (línea). Tomado de Bueno Zapata (2019).....	20
<b>Figura 5-2:</b> Simulación del caudal de aceite en software comercial (símbolos) y FlowTram (línea). Tomado de Bueno Zapata (2019) .....	21
<b>Figura 5-3:</b> Simulación del caudal de aceite en software comercial (símbolos) y FlowTram (línea). Tomado de Loaiza (2020).....	21
<b>Figura 5-4:</b> Simulación del corte de agua en software comercial (símbolos) y FlowTram (Línea). Tomado de Loaiza (2020) .....	22
<b>Figura 5-5:</b> Curva de ruptura medida (símbolo) y simulada (línea) de la inyección de: a) un trazador; b) nanopartículas a 0.2 wt%; y c) nanopartículas a 0.5 wt%. Modificado de Loaiza <i>et al.</i> (2020).....	23
<b>Figura 5-6:</b> Curvas de permeabilidad relativa antes (símbolos rellenos) y después (símbolos vacíos) de la inyección del tratamiento con nanopartículas. Modificado de Franco <i>et al.</i> (2018). .....	24
<b>Figura 5-7:</b> Factor de recobro de aceite antes y después de la inyección de nanopartículas. Valores medidos (símbolos) y valores simulados (línea). Modificado de Franco <i>et al.</i> (2018) y Loaiza (2020).....	25
<b>Figura 6-1:</b> Histórico de producción del caso de estudio.....	28
<b>Figura 6-2:</b> Ajuste histórico de la BHFP. Valores de campo (símbolos), valores simulados (línea).....	29
<b>Figura 6-3:</b> Ajuste histórico de producción: a) caudal de gas; b) caudal de aceite. Valores de campo (símbolos), valores simulados (línea).....	29
<b>Figura 6-4:</b> Perfil estimado del BC al final del ajuste histórico (Vista 2D: Plano r, z). .....	30
<b>Figura 6-5:</b> Perfil de producción después de la inyección del tratamiento base nanopartículas: a) caudal de gas; b) caudal de aceite.....	32
<b>Figura 6-6:</b> Incremental acumulado después de 1 año de inyectado el tratamiento.....	32
<b>Figura 6-7:</b> Perfil del BC: a) antes del tratamiento; b) después del tratamiento (Vista 2D: Plano r, z).....	33

<b>Figura 6-8:</b> Perfil del BC antes y después de la inyección del tratamiento: a) capa 4 - subunidad superior; b) capa 8 - subunidad inferior.....	34
<b>Figura 6-9:</b> Concentración de nanopartículas en el agua (unidades en ppm), a diferentes tiempos (Vista 2D: Plano r, z).....	34
<b>Figura 6-10:</b> Concentración de nanopartículas en sitio 1 - irreversible (unidades en w/w), a diferentes tiempos (Vista 2D: Plano r, z). ....	35
<b>Figura 6-11:</b> Concentración de nanopartículas en sitio 2 - reversible (unidades en w/w), a diferentes tiempos (Vista 2D: Plano r, z). ....	36
<b>Figura 6-12:</b> Flujo de caja del proyecto. ....	37
<b>Figura 6-13:</b> Volumen incremental acumulado en un año a diferente volumen de tratamiento inyectado en la subunidad superior: a) gas; b) aceite.....	38
<b>Figura 6-14:</b> Volumen incremental acumulado en un año a diferente volumen de tratamiento inyectado en la subunidad inferior: a) gas; b) aceite.....	39
<b>Figura 6-15:</b> VPN sin costo del tratamiento a diferente volumen de inyección de tratamiento: a) subunidad superior; b) subunidad inferior.....	39
<b>Figura 6-16:</b> VPN a diferente costo de tratamiento por barril: a) subunidad superior; b) subunidad inferior. ....	40
<b>Figura 6-17:</b> Distribución probabilística del VPN para el proyecto. ....	41
<b>Figura 6-18:</b> Distribución probabilística del TIR para el proyecto.....	42



## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 3-1:</b> Distribución de componentes en las fases. ....	14
<b>Tabla 5-1:</b> Parámetros del modelo de retención (Loaiza <i>et al.</i> , 2020).....	24
<b>Tabla 5-2:</b> Cambios de permeabilidad efectiva y saturación residual Modificado de Franco <i>et al.</i> (2018) .....	25
<b>Tabla 6-1:</b> Propiedades de las capas utilizadas como <i>input</i> para el modelo.....	28
<b>Tabla 6-2:</b> <i>Inputs</i> de la evaluación económica. ....	36
<b>Tabla 6-3:</b> Resultado de la evaluación económica .....	37
<b>Tabla 6-4:</b> Volumen óptimo a diferente presión de tratamiento por barril.....	40
<b>Tabla 6-5:</b> Distribución de probabilidad para cada variable del análisis de incertidumbre	40

## Lista de símbolos y abreviaturas

Esta sección se presenta la lista de símbolos y abreviaturas empleadas en el documento

### Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término
$a_{sp}$	Área superficial por unidad de volumen poroso
$a_{tot}$	Área superficial de nanopartículas por unidad de volumen poroso
$c$	Concentración molar
$c_{max}$	Concentración máxima
$d$	Diámetro de la nanopartícula
$d_w$	Diámetro del pozo
$h$	Altura del Intervalo
$k_r$	Permeabilidad relativa
$k_r^a$	Permeabilidad relativa después de la inyección de nanopartículas
$k_r^b$	Permeabilidad relativa antes de la inyección de nanopartículas
$K$	Permeabilidad absoluta
$K^{atr}$	Parámetro de depositación
$K^{rem}$	Parámetro de removilización
$N$	Moles
$\dot{N}$	Transferencia molar
$S$	Saturación
$t$	Tiempo
$\dot{q}$	Caudal molar de inyección/producción
$R_p$	Radio de Penetración
$u$	Velocidad
$V$	Volumen
$w$	Fracción molar

### Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término
$\beta$	Factor de forma de las nanopartículas
$\rho$	Densidad
$\phi$	Porosidad
$\varepsilon$	Fracción volumétrica de la fase

<b>Símbolo</b>	<b>Término</b>
$\delta\phi$	Fracción volumétrica depositada de nanopartículas

## Subíndices

<b>Subíndice</b>	<b>Término</b>
0	Condición de referencia
$i$	Componente $i^{\text{th}}$
$L$	Fase líquida
$n$	Nanopartícula
$o$	Fase aceite
$p$	Fase
$r$	Fase roca
$s$	Sitio 1 o sitio 2
$s_1$	Sitio 1
$s_2$	Sitio 2
$w$	Fase Agua

## Superíndices

<b>Superíndice</b>	<b>Término</b>
--------------------	----------------

## Abreviaturas

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
$BC$	Banco de condensado
$BHFP$	Presión de fondo fluyente
$BOE$	Barril de aceite equivalente
$IFT$	Tensión interfacial
$Sor$	Saturación de aceite irreducible
$TIR$	Tasa interna de retorno
$VPN$	Valor presente neto



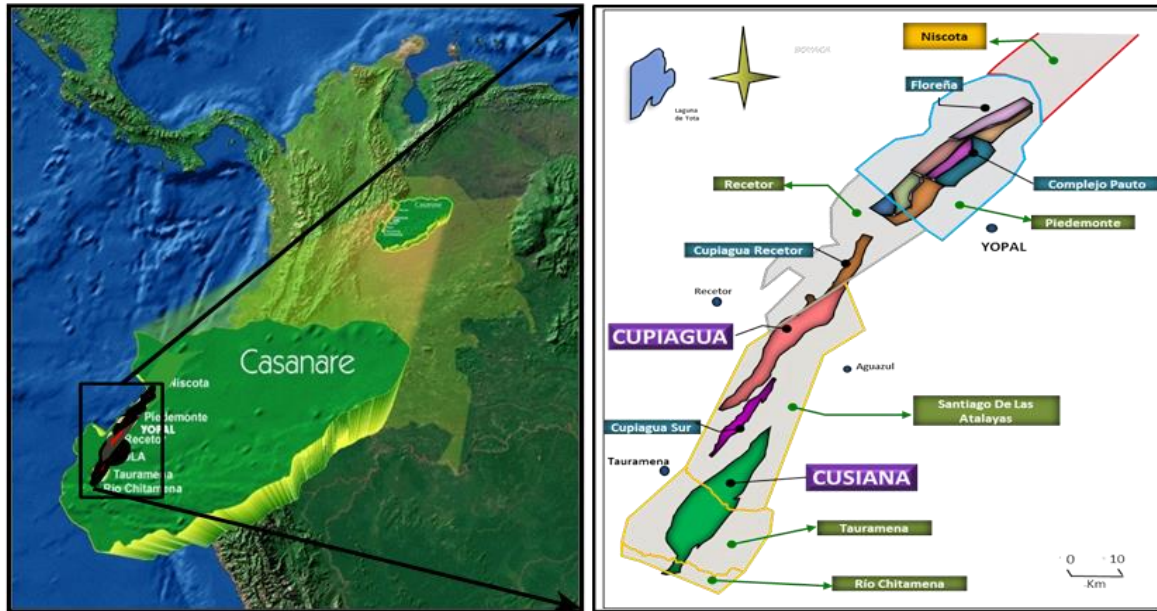
# 1.Introducción

Las recurrentes caídas del precio del petróleo han mantenido latente la necesidad de seguir implementando operaciones más eficientes y rentables en la industria del *Oil&Gas*. A nivel nacional (Colombia), esta problemática cobra mucha importancia debido a que se tiene un número significativo de campos maduros que se mantienen produciendo a través de métodos de recobro secundarios y terciarios, que elevan considerablemente los costos operativos. Esta condición ha generado que la economía nacional este sometida a los vaivenes del precio del crudo, sin embargo, también deja la puerta abierta para que se puede fortalecer de los desarrollos y avances tecnológicos que hagan más eficiente y rentable el proceso de extracción. Dentro de las tecnologías que se visualizan con un alto potencial de implementación en campos de gas, se encuentra el uso de nanofluidos de última generación para mitigar el daño por BC.

Una de las zonas que se podría beneficiar con la implementación de esta tecnología, es el piedemonte llanero colombiano (Figura 1-1). Estos campos tienen una importancia estratégica bastante marcada en el sector energético colombiano, debido a que suministran más del 50% del gas que se consume en Colombia (UPME, 2021). Por tanto, la implementación de tecnologías que apalancen el desempeño de estos campos, estaría promoviendo la seguridad energética de gas del país. La caracterización de daño de formación realizada por los grupos de ingeniería de la compañía operadora, ha permitido identificar que la presencia del BC es el principal mecanismo de daño de formación. Esto es debido a que: 1) el fluido original en muchas zonas del yacimiento es gas condensado; 2) la presión de yacimiento se encuentra por debajo de la presión de rocío; 3) los fuertes efectos capilares de estas formaciones tan apretadas favorecen la retención de líquidos; 4) el alto *drop out* que tiene el gas; entre otros.

Los estudios de laboratorio que se han realizado para evaluar el potencial que podrían tener los nanofluidos para mitigar el daño por BC en este campo (Franco *et al.*, 2018), han

mostrado un desempeño bastante prometedor. Sin embargo, la implementación de estos tratamientos se ha visto limitada por la incertidumbre que se tiene para proyectar los incrementales de producción que se podrían generar. Debido a que los simuladores comerciales no representan los fenómenos involucrados en este tipo de estimulaciones y la falta de estudios en simuladores *in-house* que lleven a escala de campo los resultados de laboratorio.



**Figura 1-1:** Localización del piedemonte llanero colombiano, cuenca los llanos. Tomado de Zabala et al. (2014).

El grupo de Dinámicas de Flujo y Transporte en medio poroso (DFTmp), de la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, desarrolló la herramienta de simulación de yacimientos *in-house*, denominada FlowTram (Echavarría *et al.*, 2021) de naturaleza multi-física (considera fenómenos de transporte, superficie y aspectos reactivos acoplados al simulador de yacimientos). Dicha herramienta ha sido utilizada para simular aplicaciones con nanopartículas tales como inyección de polímeros con nanopartículas (Loaiza *et al.*, 2020; Loaiza, 2020), y mejoramiento *in-situ* de crudos pesados con nanopartículas y vapor (Bueno *et al.*, 2019; Bueno & Mejía, 2021; 2022). También ha sido utilizada para estudiar procesos tipo GaStim (gas mejorado / gas inhibido), daño y remediación por asfaltenos, entre otros. Los modelos de flujo que se emplean en el FlowTram pueden ser tipo *Black Oil* o composicional en esquemas implícitos, y para los procesos de retención/removilización de nanopartículas se utiliza una versión modificada del modelo de

doble sitio de Zhang (2012). A pesar de que se cuenta con esta herramienta, no se ha documentado ninguna investigación en la cual se halla evaluado la viabilidad técnico/económica de utilizar nano-fluidos para mitigar daño por banco de condensado, en el piedemonte llanero colombiano.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo general**

Evaluar de la viabilidad técnico/económica de utilizar nanofluidos para mitigar daño por BC, en el piedemonte llanero colombiano

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Estructurar una metodología para predecir el comportamiento de producción después de una estimulación con nanofluido enfocada en remediar el daño por BC.
- Estimar los incrementales de producción después de una estimulación con nanofluido para un caso de estudio del piedemonte llanero colombiano

## **1.2 Alcances del trabajo**

Con este trabajo se espera desarrollar una metodología para simular los beneficios potenciales que se podrían generar con la implementación de tratamientos base nanofluidos enfocados en la remediación de daño por BC.

Para este propósito se espera utilizar el modelo conceptual, matemático y numérico implementado en el simulador composicional 3D FlowTram; el cual fue desarrollado por el Grupo de investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos (DFTmp), de la Universidad Nacional de Colombia. Como caso de estudio se tomará un pozo de gas condensado del piedemonte llanero colombiano. Los cambios de permeabilidad relativa serán calibrados utilizando los resultados de las pruebas de desplazamiento realizadas con nanopartículas de sílice funcionalizadas con un surfactante aniónico comercial (Franco *et al.*, 2018), los cuales fueron desarrolladas con fluidos y núcleos del campo en estudio.

El modelo de transporte/retención será ajustado como se referencia en Loaiza *et al.* (2020), utilizando la prueba de retención de nanopartículas presentada por Li & Torsaeter (2015). Para el análisis económico se tomará como *inputs* los parámetros reales del case estudio y algunos estimados del costo de la intervención.

## 1.3 Metodología

Para ejecutar los objetivos específicos se desarrollaron las siguientes actividades:

**Objetivo 1.** Estructurar una metodología para predecir el comportamiento de producción después de una estimulación con nanofluido enfocada en remediar el daño por BC.

- Revisión bibliográfica sobre los modelos existentes que permiten predecir el comportamiento de producción después de la inyección de un nanofluido
- Definición del modelo conceptual a utilizar
- Definición del modelo matemático a utilizar
- Planteamiento de la estrategia de solución numérica
- Validación del modelo presentado

**Objetivo 2.** Estimar los incrementales de producción después de una estimulación con nanofluido para un caso de estudio del piedemonte llanero colombiano

- Planteamiento del caso de estudio
- Ajuste de los parámetros a pruebas de laboratorio
- Ajuste histórico de producción
- Diagnóstico del daño por BC para el caso de estudio
- Simulación de la línea base de producción
- Planteamiento de la estrategia de estimulación con nanofluidos
- Simulación del proceso de estimulación con nanofluidos
- Evaluación económica del proyecto de estimulación con nanofluidos
- Optimización del volumen de tratamiento
- Análisis de incertidumbre de las variables críticas



## 2. Marco teórico y antecedentes

En esta sección se presentan las bases teóricas sobre las que se fundamenta el desarrollo de este trabajo. A lo largo de esta sección se desarrollan las temáticas de: 1) daño por BC, 2) estrategias de remediación de daño por BC, 3) remediación de daño por BC a través de tratamientos base nanofluidos, 4) limitantes en el proceso de implementación de tratamientos base nanofluidos, y 5) antecedentes en la simulación de procesos de remediación de daño por BC con nanofluidos.

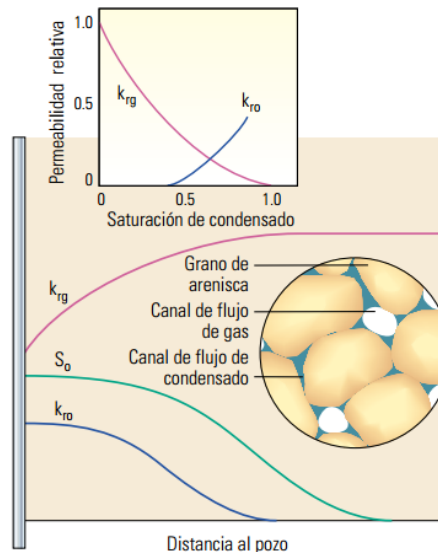
### 2.1 Daño por banco de condensado

Los bancos de condensado son una de las fuentes más comunes de daño de formación en yacimientos de gas-condensado (Franco *et al.*, 2018). Este fenómeno ocurre cuando la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de rocío y las moléculas más pesadas se condensan para generar hidrocarburo líquido. Este hidrocarburo, debido a efectos capilares, se queda atrapado en los poros de la roca, reduciendo el área efectiva disponible para el flujo y afectando negativamente la producción de gas (Fan *et al.*, 2005). Mediciones de campo reportadas por Afidick (1994), Barnum (1995), Smits (2001) y Fan (2005), sugieren que se pueden alcanzar reducciones máximas de producción entre el 50% y 100%, teniendo un mayor impacto en formaciones apretadas (Barnum *et al.*, 1995), como las del piedemonte llanero colombiano.

Se han identificado tres zonas del yacimiento con diferentes magnitudes de afectación (Figura 2-1): 1) En las lejanías del yacimiento, en donde la caída de presión está dominada por el agotamiento de los fluidos, no se ha generado segregación del condensado y no se tiene afectación de movilidad. En formaciones que han sido significativamente agotados (presión de yacimiento por debajo de la presión de rocío), esta zona no existe (Fan *et al.*, 2005). 2) En la zona media del yacimiento, en donde las caídas de presión son bajas y

están dominadas por el *draw down* y el agotamiento, sí se tiene segregación de condensado, sin embargo, no se ha alcanzado el umbral de movilidad. Se considera que en esta zona el efecto de reducción de movilidad sobre el gas es bajo (Fan *et al.*, 2005).

3) En las cercanías del pozo, en donde las caídas de presión son mucho mayores y están dominadas por el *draw down*, las saturaciones de condensado suelen estar por arriba de la saturación móvil, lo que implica una competencia entre los fluidos y una mayor afectación al flujo de gas (Afidick *et al.*, 1994) (Bybee, 2000). Esta región suele controlar la productividad y puede ser del orden de decenas de pies (condensados pobres) o de cientos de pies (condensados ricos) (Fan *et al.*, 2005) (Ivind & Whitson, 1996). Debido a que los mayores impactos se generan sobre el *near wellbore*, las estrategias de mitigación suelen estar enfocadas en esta zona del yacimiento (Franco *et al.*, 2018).



**Figura 2-1:** Perfil de saturación de condensado y permeabilidades relativas alrededor de un pozo productor de gas. Tomado de Fan *et al.* (2005).

## 2.2 Estrategias de remediación de daño por banco de condensado

Las estrategias más utilizadas para abordar esta problemática se suelen agrupar en tres categorías. La primera estrategia está enfocada en la reducción de la caída de presión en las cercanías del pozo a través del mejoramiento de la conductividad. Algunos ejemplos son el fracturamiento hidráulico (Fan *et al.*, 2005) y la perforación de pozos horizontales

(Miller *et al.*, 2010). Este método generalmente pierde eficiencia a medida que se agota la presión del yacimiento y disminuye el requerimiento de presión de fondo necesaria para mantener el pozo fluyendo.

La segunda estrategia está enfocada en mantener la presión de yacimiento por arriba de la presión de rocío, inyectando gas a formación (Fan *et al.*, 2005) (Farzad & Amani, 2012). A través de esta técnica se han logrado documentar beneficios adicionales por el barrido y la re-vaporización del condensado (Luo *et al.*, 2001) (Chaback & Williams, 1994) (Franco *et al.*, 2012). Este método se ve afectado por la necesidad de tener facilidades de bombeo y los altos volúmenes de gas necesarios para suplir el agotamiento de los fluidos (Jongsoo Hwang, 2011) (Amani & Nguyen, 2015). Adicionalmente, cuando se utilizan gases no hidrocarburos como el CO<sub>2</sub> o el N<sub>2</sub>, se suele necesitar facilidades para realizar la separación del gas que se pueda requerir para consumo o ventas.

La tercera estrategia consiste en movilizar el condensado de las cercanías del pozo a través del uso de solventes o tratamientos químicos (Du *et al.*, 2000) (Hassan *et al.*, 2019). Se destaca que mientras que las dos estrategias anteriores están enfocadas en prevenir la aparición del BC, esta técnica suele utilizarse para remediar el daño que pudo haberse generado.

Los solventes más comunes son el alcohol y el diésel inhibido, y suelen utilizarse para reducir la tensión interfacial y los efectos capilares, lo que promueve un desplazamiento miscible de las fases líquidas (Al-Anazi *et al.*, 2003) (Du *et al.*, 2000). El estudio experimental realizado por Alzate *et al.* (2006), mostró que, bajo ciertas circunstancias, algunos tratamientos base alcohol pueden causar incompatibilidades con los fluidos del yacimiento, ocasionando daño de formación. A pesar de esto se concluye que la selección del solvente adecuado puede remover las fases líquidas que se encuentren alojadas en el medio poroso y remediar el daño por BC. La implementación de estos productos como método de remediación se caracteriza por generar significativos incrementales instantáneos cuya perdurabilidad es corta debido a que los solventes no se adsorben en la roca. Por tanto, el nuevo BC empieza a generarse a los pocos días de haber finalizado el tratamiento (Du *et al.*, 2000).

Para cubrir la limitante de perdurabilidad que tienen los solventes, se suelen utilizar tratamientos químicos que se adsorben en la superficie de la roca y promueven alteraciones de humectabilidad (Hassan *et al.*, 2019). Los productos fluorinados como los fluoro surfactantes y los fluoro polímeros son altamente utilizados en la industria para la remediación de daño por BC (Hassan *et al.*, 2019). El desafío de esta aplicación radica en escoger el mejor producto para las condiciones particulares de yacimiento/fluido (Hassan *et al.*, 2019), dado que una formulación inadecuada puede promover otros tipos de daños como *scale*, emulsiones, precipitados, etc. Los resultados documentados sugieren que a través de esta técnica se puede inhibir la aparición del BC por varios meses (Al-Yami *et al.*, 2013) (Franco *et al.*, 2012). La inyección de los tratamientos químicos puede realizarse en bache líquido (convencional) o dispersos en gas (GasStim). A pesar de que la inyección dispersa en gas es menos utilizada, los resultados de pruebas de laboratorio y pilotos de campo han mostrado que esta técnica puede reducir el costo global e incrementar el área de la zona tratada (Restrepo *et al.*, 2012) (Valencia *et al.*, 2018) (Franco *et al.*, 2012).

### **2.3 Remediación de daño por banco de condensado a través de tratamientos base nanofluidos**

Para potencializar los cambios de humectabilidad e incrementar el efecto perdurabilidad, diferentes nanofluidos han sido desarrollados y probados a nivel de laboratorio. Bassard *et al.* (2011), documentaron la síntesis de nanopartículas de sílice fluorinadas, las cuales tenían la propiedad de cubrir la superficie de la roca y crear una partícula hidrofóbica. Mousavi *et al.* (2013), documentaron que las nanopartículas de sílice fluorinadas generaban alteraciones de humectabilidad que favorecían la movilidad del gas. Ellos propusieron un tratamiento con nanopartículas para reducir las pérdidas de presión que se generan en las cercanías del pozo en yacimientos de gas condensado. Esmailzadeh *et al.* (2015), probaron nanopartículas de titanio, sílice y carbón para promover cambios de humectabilidad en yacimientos de carbonatos. Los resultados mostraron que el uso de nanopartículas de sílice fluorinadas modificaba la humectabilidad de la roca, haciéndola altamente repelente a el agua y el aceite.

Recientemente, Franco *et al.* (2018), utilizaron nanopartículas de sílice para potencializar los cambios de humectabilidad generados por un surfactante aniónico comercial

(Silnyl®FSJ). Las pruebas dinámicas realizadas en un núcleo del piedemonte llanero colombiano mostraron que después de la inyección del tratamiento se presentaba una caída del Sor del 29.2 a 17.8 %, indicando la movilización de parte del BC. También se observó un incremento del 6% en la Kg, el cual fue atribuido principalmente al incremento del espacio poroso disponible para el flujo. Por último, se observó un aumento en el recobro de aceite del 68% después de inyectado el tratamiento.

## **2.4 Limitante en el proceso de implementación de tratamientos base nanofluidos para mitigar daño por banco de condensado**

A pesar de los buenos resultados que se han tenido a nivel de laboratorio con los tratamientos base nanofluido, no se ha encontrado en la literatura ningún piloto de campo que permita validar dichas expectativas. Se considera que la implementación se pudo haber visto limitada por la incertidumbre de proyectar los incrementales de producción que se podrían generar con este tipo de tecnología. Esto es debido a la incapacidad que tienen los simuladores comerciales de representar los fenómenos involucrados en este tipo de tratamientos y la falta de estudios en simuladores *in house* que escalen a campo los resultados de laboratorio. Es así como se ha promovido el uso de tratamientos con menor desempeño en laboratorio, pero con un antecedente de implementación más amplio, con resultados de campo conocidos y con comportamientos mucho más sencillos de modelar y predecir.

## **2.5 Antecedentes en la simulación de un proceso de remediación de daño por banco de condensado con nanofluidos**

No se encontró en la literatura evidencia de que se halla modelado el desempeño de un nanofluido a escala de campo para remediar el daño por BC. Sin embargo sí existen publicados algunos modelos matemáticos de flujo multifásico acoplado con modelos de transporte y retención de nanopartículas.

El Amin *et al.* (2012, 2015, 2016, 2017), desarrollaron un modelo matemático para estudiar diferentes aplicaciones de nanotecnología en medio poroso. Ellos consideraron un modelo de dos fases acoplado a ecuaciones de balance de masa para dispersión y retención de nanopartículas. Se considera que las nanopartículas están dispersas en la fase líquida y una aproximación de velocidad crítica es utilizada para incluir la retención de nanopartículas en la roca.

El grupo de Dinámicas de Flujo y Transporte en medio poroso (DFTmp), de la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, desarrolló la herramienta de simulación de yacimientos *in-house*, denominada FlowTram (Echavarría *et al.*, 2021) de naturaleza multi-física (considera fenómenos de transporte, superficie y aspectos reactivos acoplados al simulador de yacimientos). Dicha herramienta ha sido utilizada para simular aplicaciones con nanopartículas tales como inyección de polímeros con nanopartículas (Loaiza *et al.*, 2020; Loaiza, 2020), y mejoramiento in-situ de crudos pesados con nanopartículas y vapor (Bueno *et al.*, 2019; Bueno & Mejía, 2021; 2022). Los modelos de flujo que se emplean en el FlowTram pueden ser tipo *Black Oil* o composicional en esquemas implícitos, y para los procesos de retención/removilización de nanopartículas se utiliza una versión modificada del modelo de doble sitio de Zhang (2012).

## **3. Modelo Conceptual**

En esta sección se presenta una descripción de los fenómenos, mecanismos e interrelaciones que son tenidas en cuenta para la construcción del modelo matemático.

### **3.1 Descripción del proceso de remediación de daño por banco de condensado con nanofluidos**

Para el proceso de estimulación se plantea una operación de cuatro etapas: 1) Inyección de tratamiento; 2) remojo; 3) *flow back* de tratamiento; y 4) producción de fluidos de yacimiento.

Durante la inyección del tratamiento, las nanopartículas ingresan al medio poroso bajo diversos mecanismos de transporte de masa, e interactuarán con los fluidos del yacimiento y la roca. A través de mecanismos de retención, las nanopartículas pasan de la fase acuosa (fluido de acarreo) a la superficie de la roca, promoviendo cambios de humectabilidad. Durante la fase de remojo se mantiene pozo cerrado hasta alcanzar la condición de máxima retención. Posteriormente se abre pozo a producción recuperando los excesos de tratamiento, movilizándolo el BC y recuperando la dinámica de flujo en el yacimiento. Durante la etapa productiva, a través del mecanismo de removilización, las nanopartículas son liberadas progresivamente de la superficie de la roca, generando que la zona estimulada tienda a recuperar la condición original de humectabilidad.

### **3.2 Transporte de componentes en medios porosos**

Para este trabajo se definen 3 fases fluidas (agua, crudo, gas) y una fase no fluida (roca). Dado que el mecanismo de formación de BC implica un proceso composicional, se modelará el estado termodinámico de las fases hidrocarburo (crudo, gas) a través de la

ecuación de estado cubica de Peng Robinson (Peng and Robinson, 1976; Pedersen *et al.*, 2014), utilizando 9 pseudo componentes hidrocarburos y 2 componentes no hidrocarburos (CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>); se asume que el agua es inmisible, por tanto no se considera como un componente en la ecuación de estado. Se destaca que el equilibrio de fases no considera el efecto de las presiones capilares, sin embargo, estas serán tenidas en cuenta en las ecuaciones de transporte de fases. Cada componente tendrá una ecuación de flujo, cuyo mecanismo de transporte predominante es la advección. Este modelo utilizará la ley de Darcy para describir la conservación del momentum (Islam *et al.*, 2016), por tanto, se asume: flujo laminar predominante, fluido homogéneo y comportamiento newtoniano, y efectos de deslizamiento despreciables.

### **3.3 Fenómenos y mecanismos presentes durante la inyección de nanopartículas**

#### **3.3.1 Alteración de humectabilidad**

Las aplicaciones de los nanomateriales en procesos de estimulación se pueden clasificar en 3 categorías: nanofluidos, nanocatalizadores y nanoemulsiones (Sun *et al.*, 2017). Particularmente, los mecanismos que se pueden promover con el uso de nanofluido son: 1) presión disyuntiva, 2) taponamiento de los canales de poro, 3) reducción de la relación de movilidad de los fluidos inyectados, 4) disminución de la tensión interfacial (IFT), 5) alteración de humectabilidad, y 6) prevención de la precipitación de asfaltenos (Sun *et al.*, 2017). Dado el enfoque de este trabajo, se mencionarán las particularidades de la alteración de humectabilidad que se logran a través de los nanofluidos.

La alteración de la humectabilidad de la roca se cuantificará a través de cambios en las curvas de permeabilidad relativa, las cuales capturan conjuntamente los efectos de presión capilar, dispersión, saturación de agua irreducible, desplazamiento de aceite, y saturación de aceite irreducible (Ali *et al.*, 2018). La magnitud de la alteración de humectabilidad, se determinará utilizando una función de interpolación que dependerá de la cantidad de nanopartículas retenidas sobre la roca y que tiene en cuenta las curvas de permeabilidad relativa originales y las reportadas por Franco *et al.* (2018), después de la inyección de los nanofluidos. Adicionalmente, el proceso de retención y removilización promueve un cambio



de volumen poroso, que genera una alteración de la permeabilidad absoluta, la cual será recalculada a través de la ecuación de Civan *et al.* (1989)

### 3.3.2 Cinética de retención y removilización

Una vez las nanopartículas ingresan al yacimiento, se distribuyen en el medio poroso a través de diferentes mecanismos (Tajmiri & Ehsani, 2017). Algunas de ellas pueden quedar retenidas en la superficie de la roca debido a la acción de fuerzas eléctricas, superficiales, capilares y de otro tipo (Civan, 2015). De acuerdo con los resultados experimentales reportados en la literatura, el fenómeno de depositación de este tipo de partículas no es un proceso instantáneo, sino que sigue una velocidad cinética (Bayat *et al.*, 2015) (Elimelech & O'Melia, 1990) (Wang *et al.*, 2012).

Para el alcance de este trabajo se tomó el modelo de doble sitio propuesto por Zhang (2012), para representar la cinética involucrada en los fenómenos de retención y removilización de nanopartículas que se da sobre la superficie de la roca. Esto es debido a que se encontró una buena correspondencia entre los datos del modelo y las pruebas experimentales realizadas en núcleos de diferentes características (Loaiza, 2020). El modelo plantea que la retención de nanopartículas puede suponerse como un fenómeno reversible o irreversibilidad, según la configuración espacial del medio poroso sobre la que se presente. Se considera que la retención que se genera en superficies cóncavas es susceptible a ser irreversible, mientras que las que se presentan en superficies lisas suele ser reversibles.

## 3.4 Distribución final de componentes

En la Tabla 3-1, se presenta la distribución de componentes en cada fase. Adicionalmente, el sistema de ecuaciones gobernantes estará compuesto por:

- Ecuaciones de balance de masa: 13 ( $N_c$ )
- Ecuaciones de transporte de nanopartículas: 4

**Tabla 3-1:** Distribución de componentes en las fases.

Fases	Componentes			
	Hidrocarburos (9)	No Hidrocarb. (2)	Agua (1)	Nanopartículas (4)
Oleica	X	X		X
Volátil	X	X		
Acuosa			X	X
Roca				X

## 4. Modelo Matemático

En esta sección se presentan los fundamentos matemáticos que se requieren para representar los fenómenos y mecanismos descritos en la sección 3.

### 4.1 Ecuaciones de Balance

El flujo multifásico se modela a través de una formulación composicional que se expresa de forma molar (Echavarria *et al.*, 2021). A continuación, se presenta la ecuación de balance molar para cada componente:

$$\frac{\partial}{\partial t} (N_i) + \vec{\nabla} \cdot \sum_{p=1}^{n_p} (w_{i,p} \vec{u}_p) + \dot{q}_i = 0, \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, n_i\} \quad 4-1$$

Donde  $N_i$  son las moles del componente  $i^{th}$ ,  $w_{i,p}$  es la fracción molar del componente  $i^{th}$  presente en cada fase  $p$ ,  $\vec{u}_p$  es la velocidad de darcy de la fase  $p$  y  $\dot{q}_i$  es el término de caudal de inyección/producción.

El modelo de transporte de nanopartículas en medio poroso tiene en cuenta la transferencia de masa entre fases líquidas y los procesos de retención/removilización en la superficie de la roca. A continuación se presenta la ecuación de balance molar de las nanopartículas dispersas en la fase  $p$ .

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_p \bar{\rho}_p c_{n,p}) + \nabla \cdot (\bar{\rho}_p c_{n,p} \vec{u}_p) + \bar{\rho}_p c_{n,p} \bar{q}_p = \dot{N}_{n,p \rightarrow p'}, \quad \forall p' \neq p \quad 4-2$$

Donde  $c_{n,p}$  es la concentración molar de nanopartículas  $n$  en la fase  $p$ . Se destaca que para esta ecuación  $p$  solo puede ser la fase oleica y acuosa.  $\dot{N}_{n,p \rightarrow p'}$  Es la tasa de transferencia molar de nanopartículas entre fases.

La ecuación de balance molar de las nanopartículas depositadas sobre los sitios 1 y 2 se presenta a continuación:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( (1 - \phi) \bar{\rho}_s c_{n,s} \right) = -\dot{N}_{n,o \rightarrow s} - \dot{N}_{n,w \rightarrow s}, \quad \forall s \in \{s_1, s_2\} \quad 4-3$$

El subíndice  $n$  denota las nanopartículas y los términos  $s_1, s_2$  indican los sitios activos 1 y 2, de acuerdo al modelo de doble sitio de Zhang (2012).

## 4.2 Ecuaciones Constitutivas

A continuación se presenta la ecuación que representa la retención/removilización de nanopartículas en la fase  $p$  (Zhang, 2012):

$$\dot{N}_{n,p \rightarrow s_2} = K_{n,p \rightarrow s_2}^{atr} \left( 1 - \frac{c_{n,s_2}}{c_{n,s_2,max}} \right) c_{n,p} \bar{\rho}_p \phi S_p - K_{n,s_2 \rightarrow p}^{rem} c_{n,s_2} \bar{\rho}_r (1 - \phi) \left( \frac{S_p}{S_L} \right) \quad 4-4$$

$$\dot{N}_{n,p \rightarrow s_1} = K_{n,p \rightarrow s_1}^{atr} \left( 1 - \frac{c_{n,s_1}}{c_{n,s_1,max}} \right) c_{n,p} \bar{\rho}_p \phi S_p \quad 4-5$$

Donde  $c_{n,s_1,max}$  y  $c_{n,s_2,max}$  son las concentraciones molares máximas de nanopartículas en los sitios 1 y 2.  $K_{n,p \rightarrow s}^{atr}$  es el parámetro de depositación de la fase  $p$  en el sitio  $s_1$  y  $s_2$ .  $K_{n,s_2 \rightarrow p}^{rem}$  es el parámetro de removilización del sitio  $s_2$  (reversible) en la fase  $p$ .  $S_p$  y  $S_L$  son la saturación de la fase  $p$  y la saturación del líquido (fase acuosa más oleica). Estos parámetros deben ser obtenidos de pruebas experimentales realizadas con los nanofluidos y las rocas en estudio.

El proceso de retención/removilización genera cambios en el volumen poroso de la roca y la ecuación que define dicho cambio se presenta a continuación:

$$\phi = \phi_0 - \delta\phi \quad 4-6$$

Donde  $\phi_0$  es la porosidad inicial y  $\delta\phi$  es la fracción volumétrica de nanopartículas depositadas y se define como:

$$\delta\phi = (c_{n,s_1} + c_{n,s_2})\varepsilon_s \frac{\bar{\rho}_s}{\rho_n} \quad 4-7$$

Donde  $\varepsilon_s$  es la fracción Volumetrica de nanopartículas en los sitios 1 y 2. La permeabilidad también cambia como consecuencia de los procesos de retención/removilización y se calcula con la siguiente ecuación (Civan *et al.* 1989)

$$K = K_0 \left( \frac{\phi}{\phi_0} \right)^3 \quad 4-8$$

Las alteraciones de humectabilidad generadas con la inyección de nanopartículas son representadas a través de la interpolación de las curvas de permeabilidad relativa con la siguiente ecuación (El-Amin *et al.*, 2015):

$$k_r = k_r^b + \frac{k_r^a - k_r^b}{a_{sp}} a_{tot} \quad 4-9$$

Donde  $k_r^b$  y  $k_r^a$  son las curvas de permeabilidad relativa antes y después de la inyección de las nanopartículas, respectivamente.  $a_{sp}$  Es el área superficial por unidad de volumen poroso y se define como (Hu & Huang, 2017):

$$a_{sp} = 5051\phi \left( \frac{\phi}{K} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 4-10$$

También,  $a_{tot}$  es el área superficial recubierta por las nanopartículas por unidad de volumen poroso y se define como:

$$a_{tot} = \frac{6\beta}{d} \delta\phi \quad 4-11$$

Donde  $\beta$  es el factor de forma de la nanopartícula y  $d$  es el diámetro de la nanopartícula.



## **5. Solución numérica, validación del modelo y ajuste de parámetros**

En este capítulo se presenta el esquema utilizado para dar solución numérica al sistema de ecuaciones detallado en el capítulo 4. Luego se describe el proceso empleado para validar el modelo composicional de flujo. Finalmente se presenta la metodología utilizada para ajustar los parámetros de retención del modelo de doble sitio y los cambios de permeabilidad relativa.

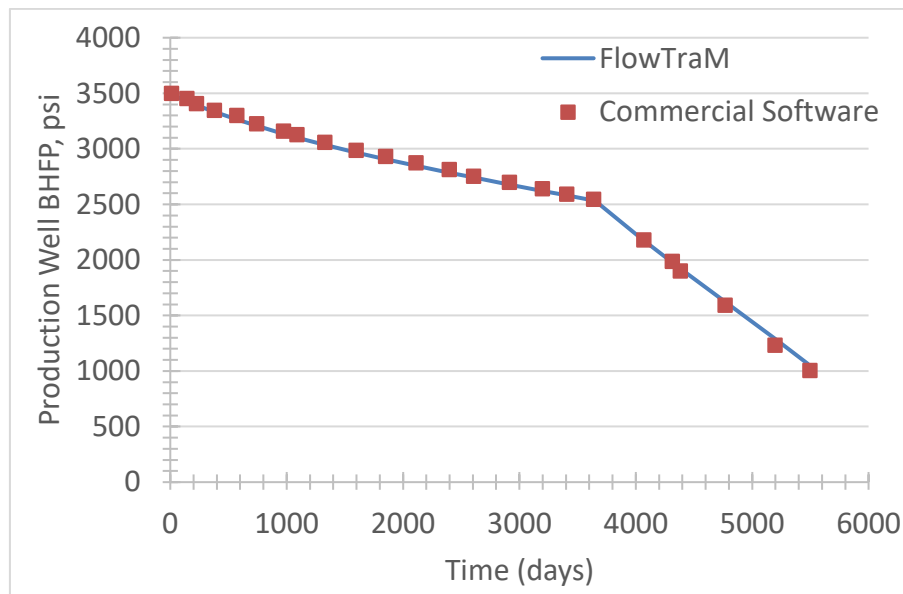
### **5.1 Solución numérica**

El esquema de solución numérica fue acoplado y ejecutado en el simulador FlowTram (Echavarría *et al.*, 2021), desarrollado por el grupo de Investigación en Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos (DFTmp), de la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín. Este simulador considera la discretización de un sistema de ecuaciones utilizando el método de volumen finito en grillas cilíndricas. La discretización de las ecuaciones produjo un sistema de ecuaciones algebraicas altamente no lineales. Esta matriz fue resuelta implementando el método de Newton y el jacobiano fue calculado utilizando un esquema numérico. El conjunto de ecuaciones lineales resultantes fue resuelto implementando un método basado en el subespacio de Krylov conocido como GMRES (Saad & Schultz, 1987), con un algoritmo de pre-acondicionamiento de factorización LU incompleto (relleno de cero).

Para el caso de estudio se consideraron 11 ecuaciones para los pseudo-componentes de las fases hidrocarburo, 1 ecuación para el componente agua y 4 ecuaciones para los componentes de las nanopartículas.

## 5.2 Validación del modelo

El modelo composicional de flujo fue validado por Bueno Zapata (2019), utilizando una versión modificada del tercer *SPE comparative solution Project* (Kenyon, 1987). Para esto se construyó un modelo de yacimiento de gas-condensado retrogrado rico, con un pozo inyector de gas que estuvo activó por 10 años a un caudal de 4.7 MMscf/d, y un pozo productor que estuvo activo por 15 años a un caudal restringido de 6.2 MMscf/d. Las dimensiones del yacimiento, la ubicación de los pozos, las condiciones iniciales del sistema, las propiedades petrofísicas, las propiedades del fluido y las condiciones operativas, fueron tomadas del caso de estudio presentado por Kenyon (1987). El esquema de solución numérica fue acoplado y ejecutado en el simulador FlowTraM (Echavarría *et al.*, 2021) y los resultados obtenidos fueron comparados con los valores reportados por software comerciales (Kenyon, 1987), mostrando un buen ajuste de BHFP (Figura 5-1) y caudal de aceite (Figura 5-2).

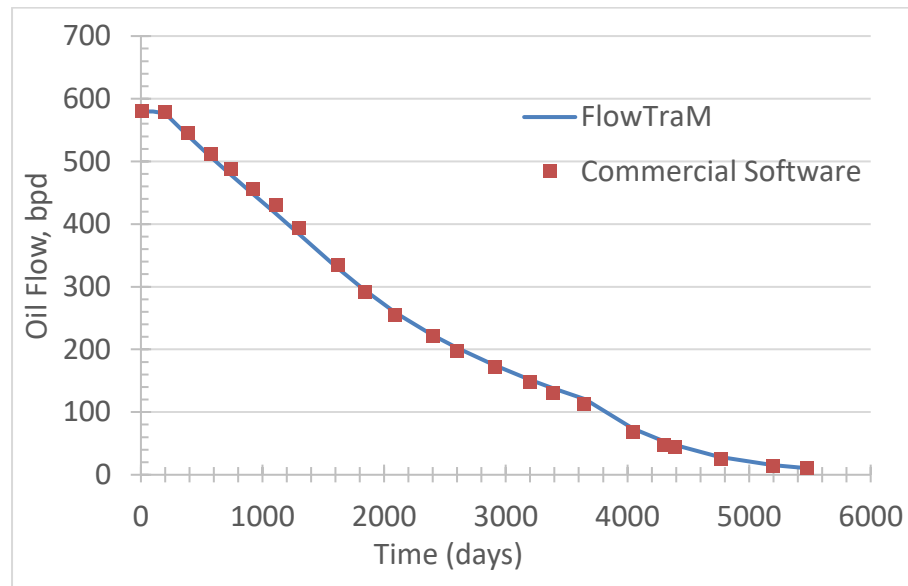


**Figura 5-1:** Simulación de la BHFP en software comercial (símbolos) y FlowTraM (línea). Tomado de Bueno Zapata (2019)

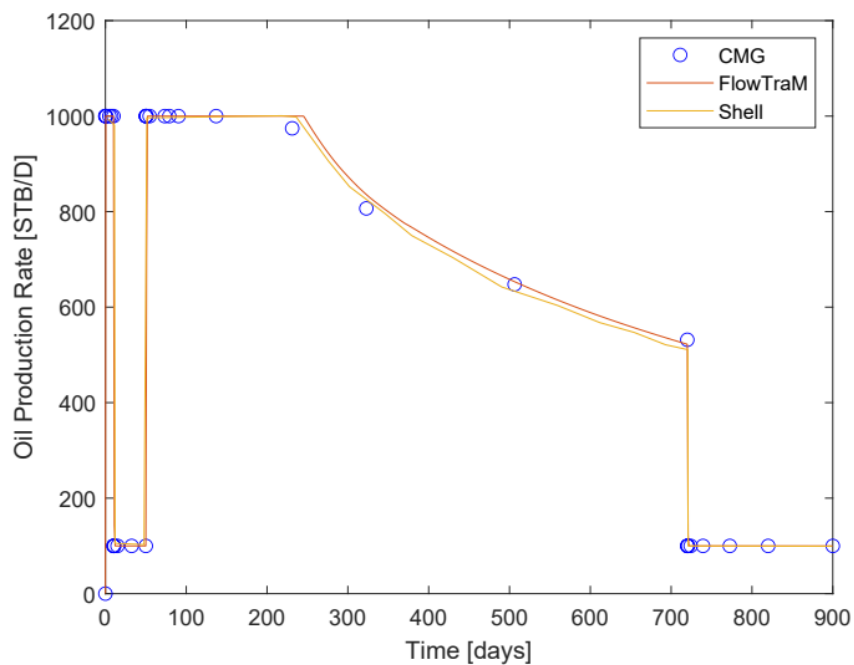
Adicionalmente, el modelo pseudo-composicional fue validado por Loaiza (2020), utilizando el segundo *SPE comparative Project* (Weinstein, 1986). Los resultados obtenidos con el FlowTraM mostraron un buen ajuste de caudal de aceite (Figura 5-3) y



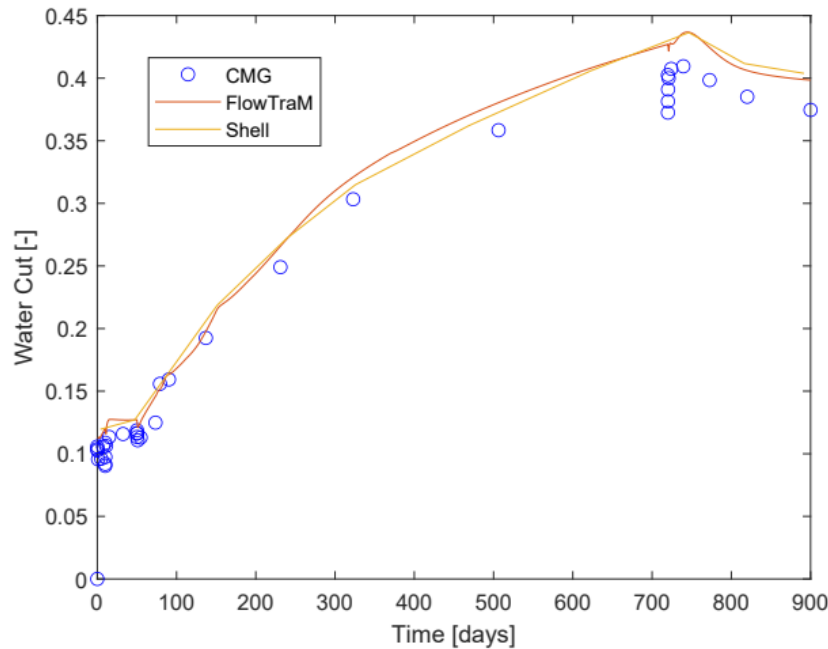
corte de agua (Figura 5-4), comparados con los valores reportados por softwares comerciales



**Figura 5-2:** Simulación del caudal de aceite en software comercial (símbolos) y FlowTraM (línea). Tomado de Bueno Zapata (2019)



**Figura 5-3:** Simulación del caudal de aceite en software comercial (símbolos) y FlowTraM (línea). Tomado de Loaiza (2020)



**Figura 5-4:** Simulación del corte de agua en software comercial (símbolos) y FlowTraM (Línea). Tomado de Loaiza (2020)

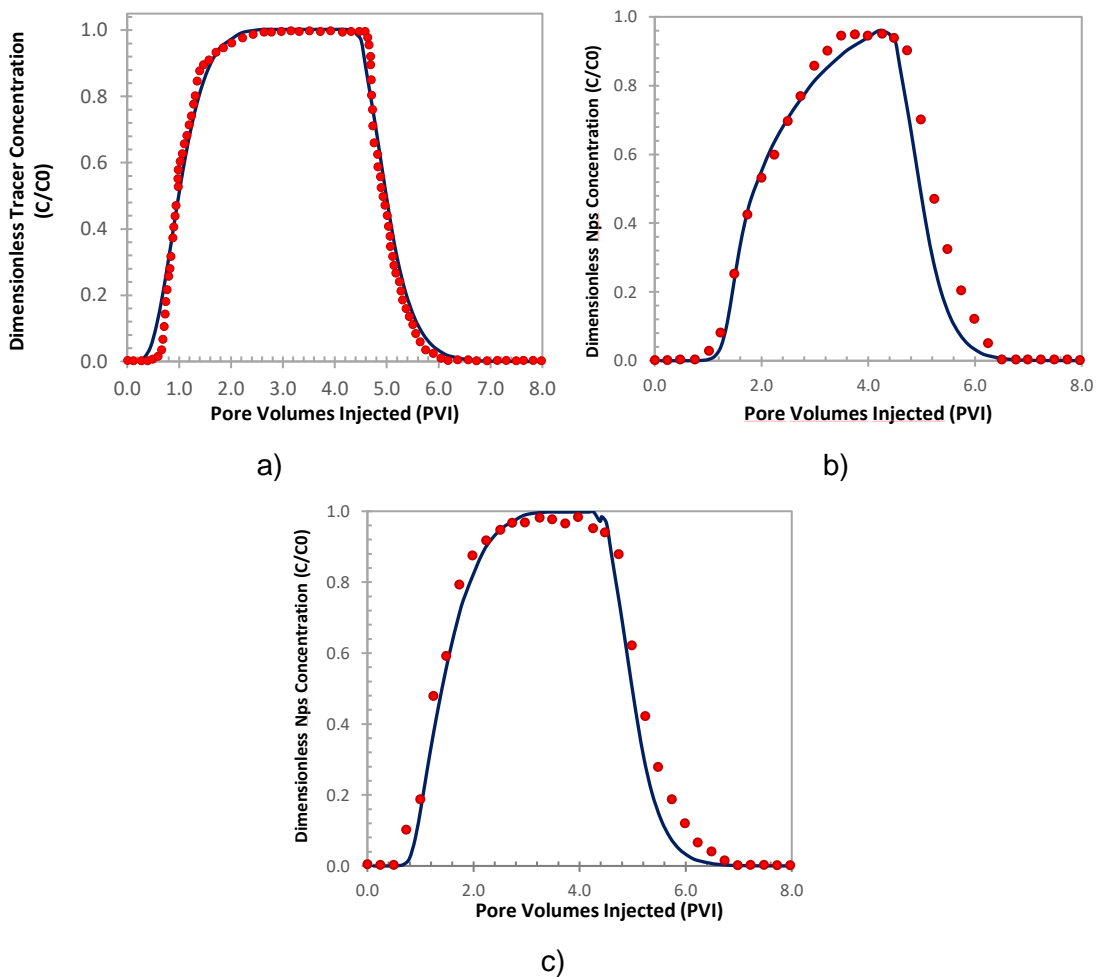
## 5.3 Ajuste de parámetros

Para tener un modelo de simulación calibrado, se requiere realizar el ajuste de los parámetros del modelo de retención de doble sitio de Zhang (2012) y los cambios de humectabilidad asociados a la eficiencia del tratamiento. Dicho ajuste se realiza con pruebas de laboratorio realizadas previamente.

### 5.3.1 Parámetros del modelo de retención

Debido a que no hay reportes experimentales de retención de nanopartículas en el medio poroso para el caso de estudio, los parámetros del modelo de doble sitio fueron tomados de la información reportada por Loaiza *et al.* (2020), la cual fue ajustada de las pruebas de desplazamiento realizadas por Li & Torsaeter (2015), en arena Berea con nanopartículas de sílice hidrofílica coloidal. (el caso de estudio se desarrolla en una arenisca de baja porosidad y permeabilidad, con un tratamiento de base nanopartículas de sílice

funcionalizadas con un surfactante). Las pruebas de desplazamiento en núcleos realizadas por Li and Torsaeter (2015), consistieron en medir las curvas de ruptura obtenidas con la inyección de un trazador y de un tratamiento base nanofluido a diferentes concentraciones. Estas mediciones fueron utilizadas como valores de control para ajustar los parámetros de retención/removilización y obtener un modelo que represente dicho comportamiento de ruptura y la cinética involucrada en el proceso. En la Figura 5-5 se presenta el resultado de dicho ajuste.



**Figura 5-5:** Curva de ruptura medida (símbolo) y simulada (línea) de la inyección de: a) un trazador; b) nanopartículas a 0.2 wt%; y c) nanopartículas a 0.5 wt%. Modificado de Loiza *et al.* (2020)

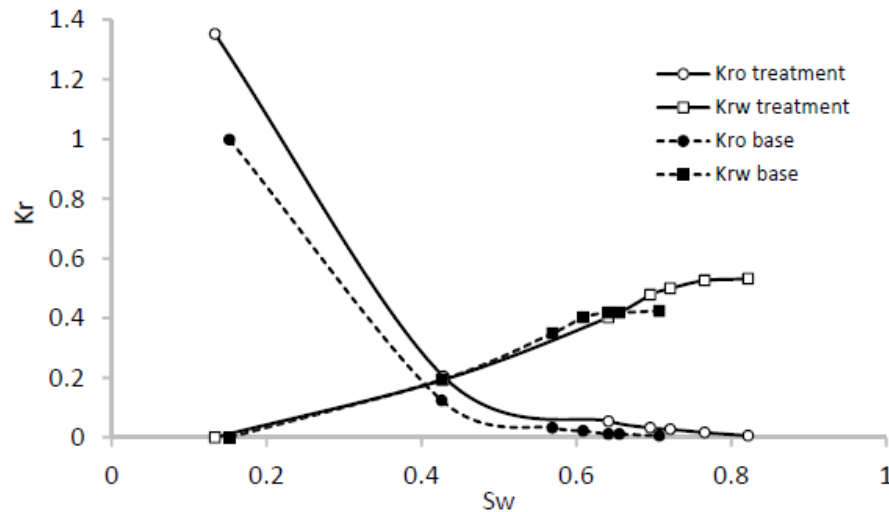
Los parámetros del modelo de retención de doble sitio obtenidos a través del proceso del ajuste se presentan en la Tabla 5-1.

**Tabla 5-1:** Parámetros del modelo de retención (Loaiza *et al.*, 2020)

Parámetro	Valor
$K_{n,p \rightarrow s1}^{atr} [1/s]$	$8.40 \times 10^{-2}$
$K_{n,p \rightarrow s2}^{atr} [1/s]$	$2.11 \times 10^{-3}$
$K_{n,s2 \rightarrow p}^{rem} [1/s]$	$1.00 \times 10^{-6}$
$x_{ns1,max} [g/g]$	$7.26 \times 10^{-5}$
$x_{ns2,max} [g/g]$	$1.45 \times 10^{-4}$

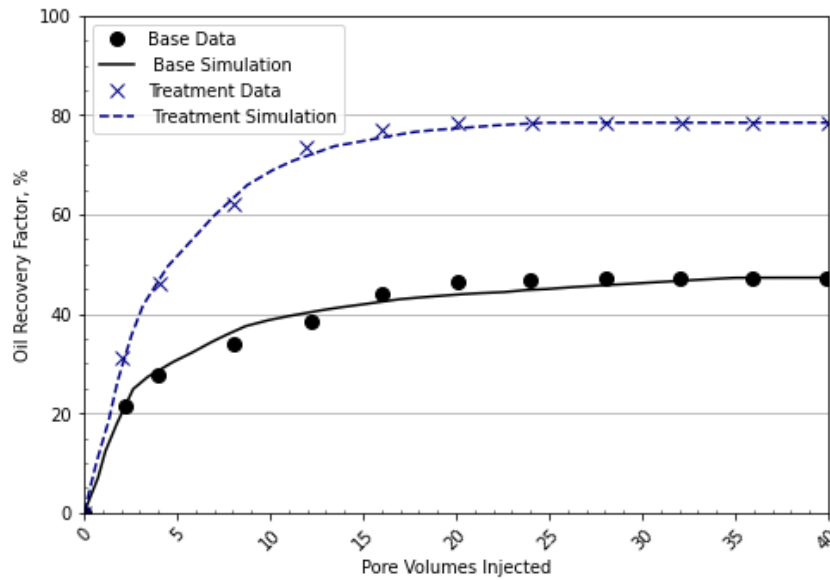
### 5.3.2 Alteración de humectabilidad

El cambio en las curvas de permeabilidad relativa fue obtenido de Franco *et al* (2018), quienes desarrollaron pruebas de desplazamiento con el núcleo y el nanofluido del caso de estudio. En la Figura 5-6 se presentan los resultados de estas pruebas



**Figura 5-6:** Curvas de permeabilidad relativa antes (símbolos rellenos) y después (símbolos vacíos) de la inyección del tratamiento con nanopartículas. Modificado de Franco *et al.* (2018).

En la Figura 5-7 se presenta la curva de recobro de aceite medida y simulada, antes y después de la inyección del tratamiento. La curva simulada fue ajustada utilizando los valores presentados en la Tabla 5-2 (Franco *et al.*, 2018).



**Figura 5-7:** Factor de recobro de aceite antes y después de la inyección de nanopartículas. Valores medidos (símbolos) y valores simulados (línea). Modificado de Franco *et al.* (2018) y Loiza (2020).

**Tabla 5-2:** Cambios de permeabilidad efectiva y saturación residual Modificado de Franco *et al.* (2018)

	<b>Krg (mD)</b>	<b>Kro (mD)</b>	<b>Krw (mD)</b>	<b>Swr (-)</b>	<b>Sor (-)</b>
<b>Base</b>	0.47	2.80	2.05	0.152	0.292
<b>Nanopartículas</b>	0.50	3.91	2.60	0.133	0.178
<b>Cambio (%)</b>	6.4%	39.6%	26.8%	-12.5%	-39%



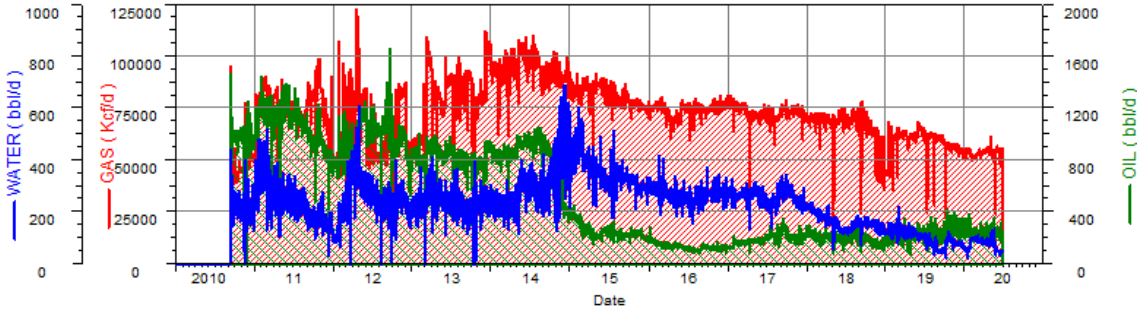
## 6. Caso de estudio y resultados

En este capítulo se presentan los detalles del caso de estudio, el proceso de ajuste histórico, la evaluación del estado del BC (pre tratamiento), los resultados del proceso de simulación, la evaluación económica del proyecto, el proceso de optimización del volumen de tratamiento, y finalmente el análisis de incertidumbre técnico/económica.

### 6.1 Descripción del caso de estudio

Como caso de estudio se seleccionó un pozo productor de gas/condensado ubicado en el piedemonte llanero colombiano (cuenca llanos). Para representar dicho pozo se desarrolló un modelo 3D *single well* con dos subunidades permeables separadas por una subunidad impermeable. El modelo fue discretizado en 9 capas verticales y 40 bloques radiales con distribución logarítmica. Las capas 1 – 5 representan la subunidad superior, la capa 6 representa la zona impermeable y las capas 7 – 9 representan la subunidad inferior. Las propiedades específicas de cada capa se presentan en la Tabla 6-1. Se destaca que, aunque la permeabilidad de matriz de estas formaciones suele estar entre 2 – 30 mD, la presencia de fracturas naturales eleva considerablemente la permeabilidad de todo el sistema (para el modelo de simulación se tomó la permeabilidad estimada de todo el sistema).

En el año 2009 se estimó la presión de yacimiento en 5000 psi y en el 2020 se estimó en 2380 psi (punto medio de perforado). Los modelos PVT sugieren que la presión de rocío del fluido inicial estaba alrededor de 4600 psi. A pesar de que la historia de producción del pozo muestra que el gas tiene un bajo rendimiento en líquido (gas pobre) (Figura 6-1), se sospecha que el largo periodo de producción y los efectos de humectabilidad de la roca han promovido la aparición de un BC que podría estar afectando la productividad de las arenas.



**Figura 6-1:** Histórico de producción del caso de estudio.

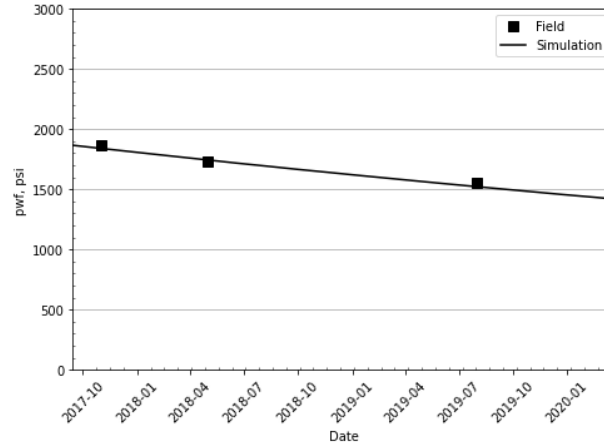
**Tabla 6-1:** Propiedades de las capas utilizadas como *input* para el modelo.

Unidad Litológica	Numero de capa	$\phi$	Permeabilidad		Saturación Inicial			Profundidad (ft TVDSS)			
			R	Z	Sg	So	Sw	Tope	Fondo	Espesor	
	1										
Superior	2	1	0.07	100	0.70	0.95	0.00	0.05	12568	12621	53
	3	2	0.05	10	0.01	0.77	0.00	0.23	12621	12670	49
	4	3	0.08	324	7.00	0.95	0.00	0.05	12670	12704	34
	5	4	0.08	393	257.00	0.95	0.00	0.05	12704	12729	25
	5										
Inferior	6	5	0.08	393	7.00	0.95	0.00	0.05	12729	12749	20
	7	6									
	8	7	0.09	396	4.00	0.95	0.00	0.05	12785	12827	42
	9										
	6	8	0.09	674	68.00	0.95	0.00	0.05	12827	12870	43
	7	9	0.09	762	6.00	0.95	0.00	0.05	12870	12898	28
	7										

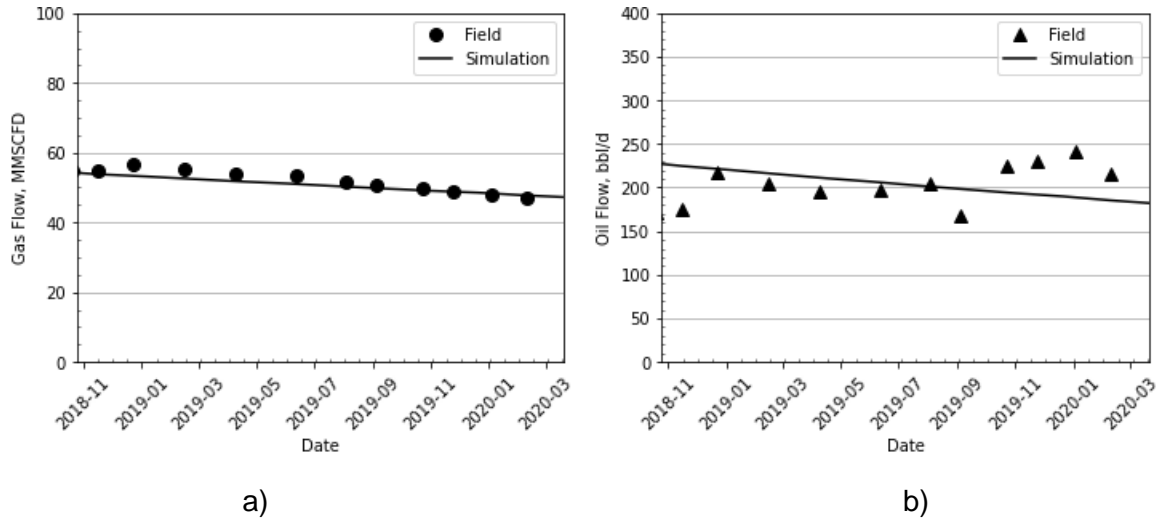
## 6.2 Ajuste histórico de producción y evaluación del estado del banco de condensado

El ajuste histórico de producción se realizó restringiendo la BHFP a los valores presentados en la Figura 6-2. Como resultado se logró el ajuste presentado en la Figura 6-3, en la cual se observa que los valores de caudal de gas medidos y simulados tienen un buen ajuste. Los valores de caudal de aceite medidos en campo tienen una dispersión considerable, que podría estar relacionada con las incertidumbres que se tienen en el proceso medición y *allocation* de las pruebas.



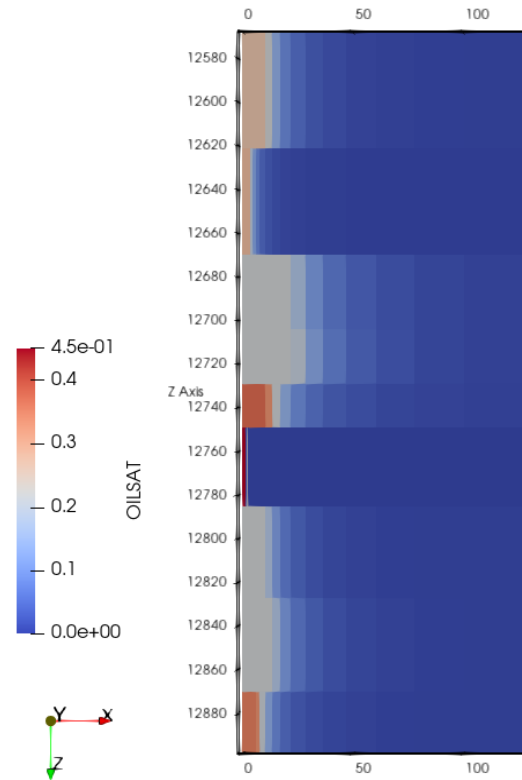


**Figura 6-2:** Ajuste histórico de la BHFP. Valores de campo (símbolos), valores simulados (línea).



**Figura 6-3:** Ajuste histórico de producción: a) caudal de gas; b) caudal de aceite. Valores de campo (símbolos), valores simulados (línea).

Una vez ajustado el comportamiento histórico de producción, se procede a evaluar el perfil del BC a la condición actual (2020). En la Figura 6-4 se presenta el perfil de saturación de aceite obtenido al final del ajuste histórico. En esta figura se observa que el perfil del BC tiene una mayor longitud en las capas superiores, donde se tiene una saturación máxima de 0.22 que se mantiene relativamente estable por hasta 25 ft dentro de la formación. Adicionalmente se observa una significativa variación en los perfiles de saturación entre capas, que podría estar asociada a los diferentes perfiles de presión que se generan a nivel de yacimiento por heterogeneidades petrofísicas.



**Figura 6-4:** Perfil estimado del BC al final del ajuste histórico (Vista 2D: Plano r, z).

A la luz de estos resultados, se concluye que se tiene una afectación de la productividad por presencia de BC y se procede evaluar una alternativa de mitigación daño a través de una estimulación con un tratamiento base nanopartículas.

### 6.3 Descripción del proceso de estimulación

Debido a las diferencias petrofísicas que se tienen entre las unidades litológicas superiores e inferiores, se sospecha que al realizar la estimulación, el tratamiento podría fluir preferencialmente por las capas inferiores. Para mitigar esta condición, se realizó el diseño de una estimulación selectiva con empaques, donde inicialmente se realice el bombeo/remojo de los intervalos inferiores y posteriormente se bombee el tratamiento sobre los intervalos superiores. La ecuación utilizada para el cálculo del volumen del tratamiento es la siguiente:

$$R_p = \sqrt{\frac{257.37 V}{\phi h} + \frac{d_w^2}{4}} - \frac{d_w}{2}$$

Donde  $R_p$  es el radio de penetración del tratamiento,  $V$  el volumen de tratamiento,  $d_w$  el diámetro del pozo,  $\phi$  la porosidad y  $h$  la altura del intervalo.

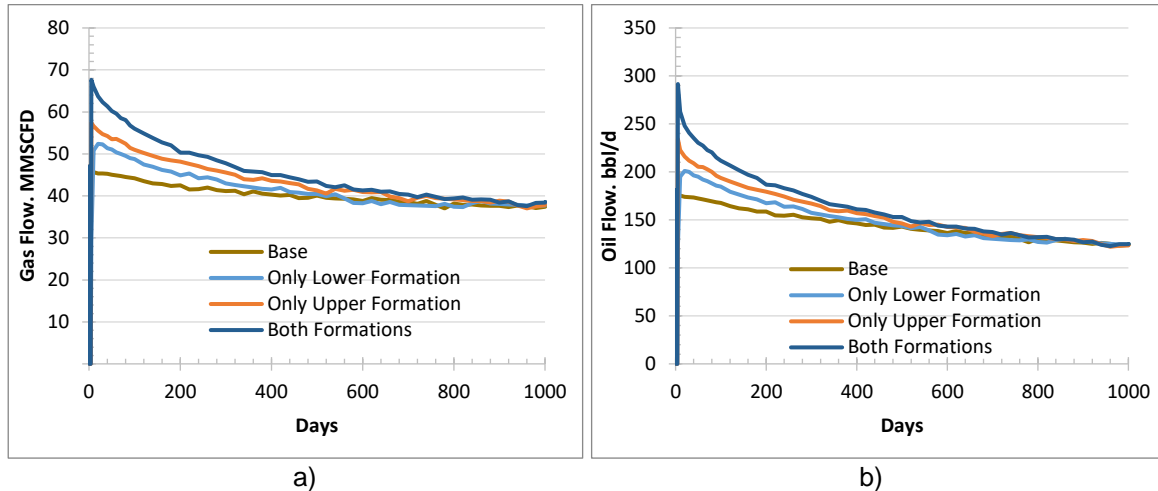
Se tomó como base de diseño lograr un radio de penetración de 10 ft, basados en históricos de tratamientos de inhibición para la zona. A través de esto se pudo estimar que el volumen a inyectar en las unidades litológicas superiores es de 990 bbl y 600 bbl en las unidades litológicas inferiores. La concentración de nanopartículas fue definida como 1000 ppm, basado en los resultados de Franco *et al.*, 2018. Los caudales de inyección fueron definidos a 125 bbl / hr, basados históricos de bombeo de bombeo de la zona y disponibilidad de equipos. Adicionalmente se definió que posterior a la inyección del tratamiento, se deja el pozo cerrado por dos días (periodo de remojo), para favorecer los procesos de retención de nanopartículas sobre la superficie de la roca. Luego se abriría a producción a una BHFP de 1426 psi, la cual es reducida gradualmente en 0.37 psi / día hasta el fin de la simulación (1000 días)

## 6.4 Análisis de resultados

Con el objetivo de tener un mejor panorama de los beneficios obtenidos en cada subunidad, durante el análisis de resultados se discretiza el volumen incremental generado por la subunidad superior, la subunidad inferior y las dos subunidades. Igualmente se presenta el escenario de producción sin intervención (caso base).

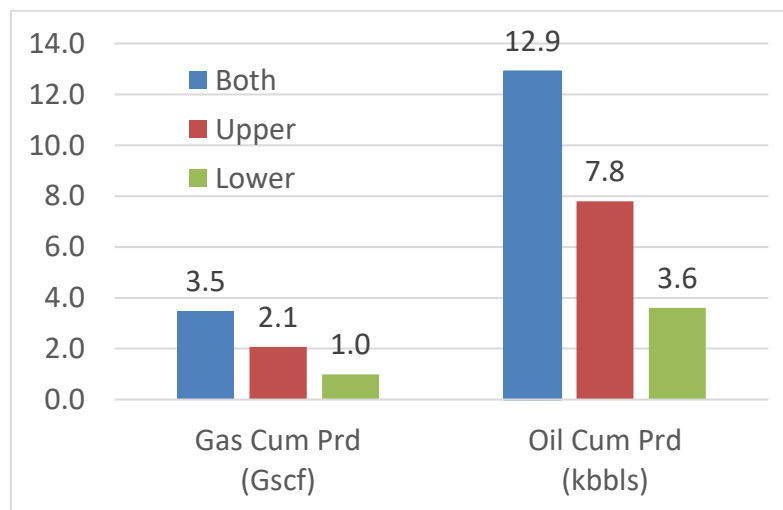
En la Figura 6-5 se presenta el perfil de producción estimado con la inyección del tratamiento. Los resultados sugieren que a través de esta operación se puede incrementar en 42% la producción de gas, pasando de 47 a 67 MMscfd. Las proyecciones muestran que después de un año, el volumen de gas producido está 7% por arriba de la línea base. También se observa que el incremental generado por la subunidad superior es 8% mayor que el de la subunidad inferior (Figura 6-6). Esto podría estar asociado a la mayor condición de daño que se tenía en la zona superior, debido a las peores propiedades petrofísicas (mayor impacto del BC por las peores propiedades petrofísicas), también podría estar asociado a la condición de mayor presión de yacimiento que se tiene en estas arenas.

Adicionalmente se observa que se alcanza nuevamente la línea base de producción después de dos años de inyectado el tratamiento.

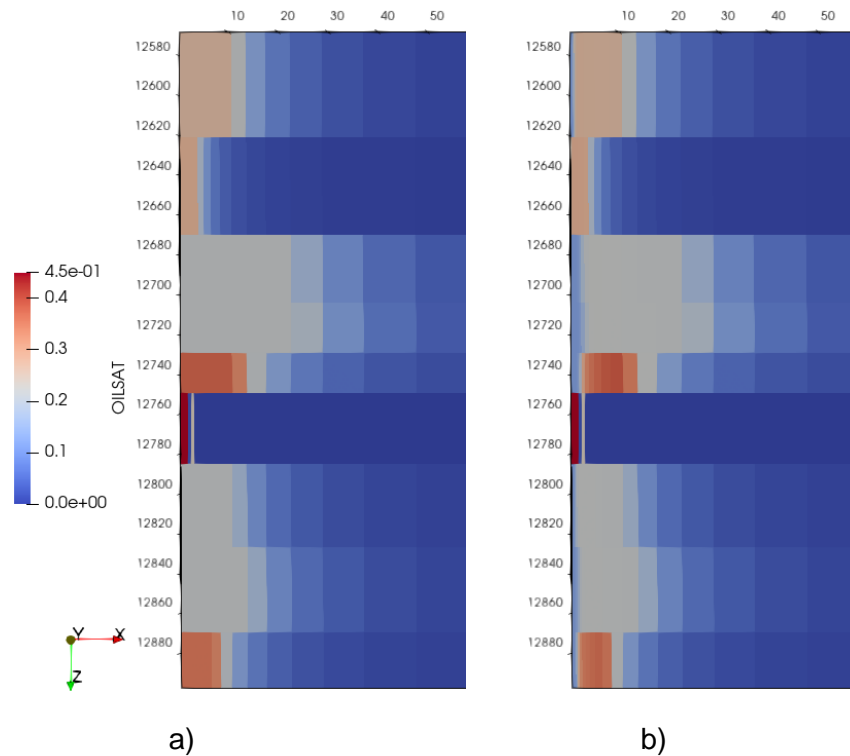


**Figura 6-5:** Perfil de producción después de la inyección del tratamiento base nanopartículas: a) caudal de gas; b) caudal de aceite.

En la Figura 6-7 se presenta el perfil del BC antes y después de la inyección del tratamiento. En este se observa que el radio estimulado estuvo entre 1 – 3 ft y se logró reducciones de saturación de aceite por arriba del 48%. Adicionalmente se observa que el radio estimulado fue mayor en las capas más permeables, probablemente porque la mayor inyectividad de estos intervalos les permitió tomar más tratamiento.



**Figura 6-6:** Incremental acumulado después de 1 año de inyectado el tratamiento.

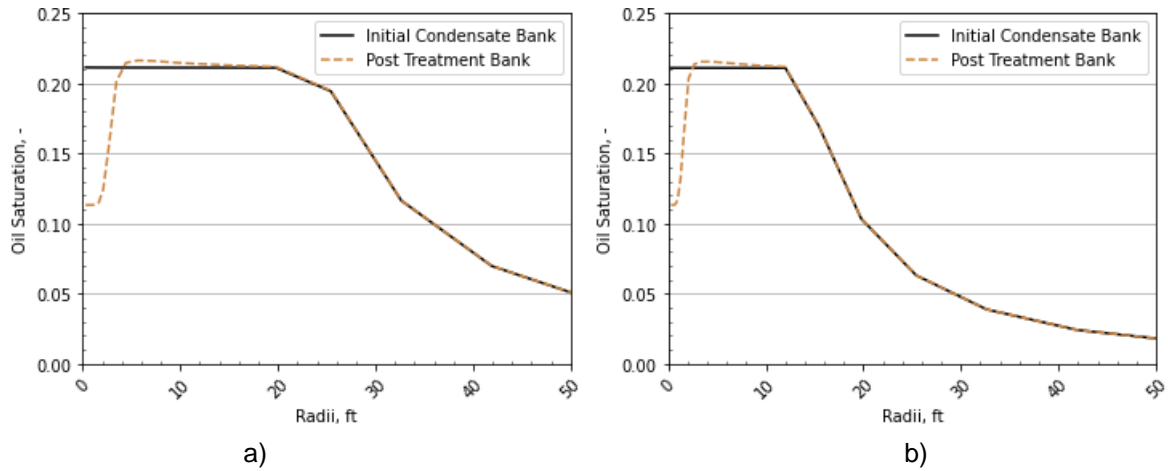


**Figura 6-7:** Perfil del BC: a) antes del tratamiento; b) después del tratamiento (Vista 2D: Plano r, z).

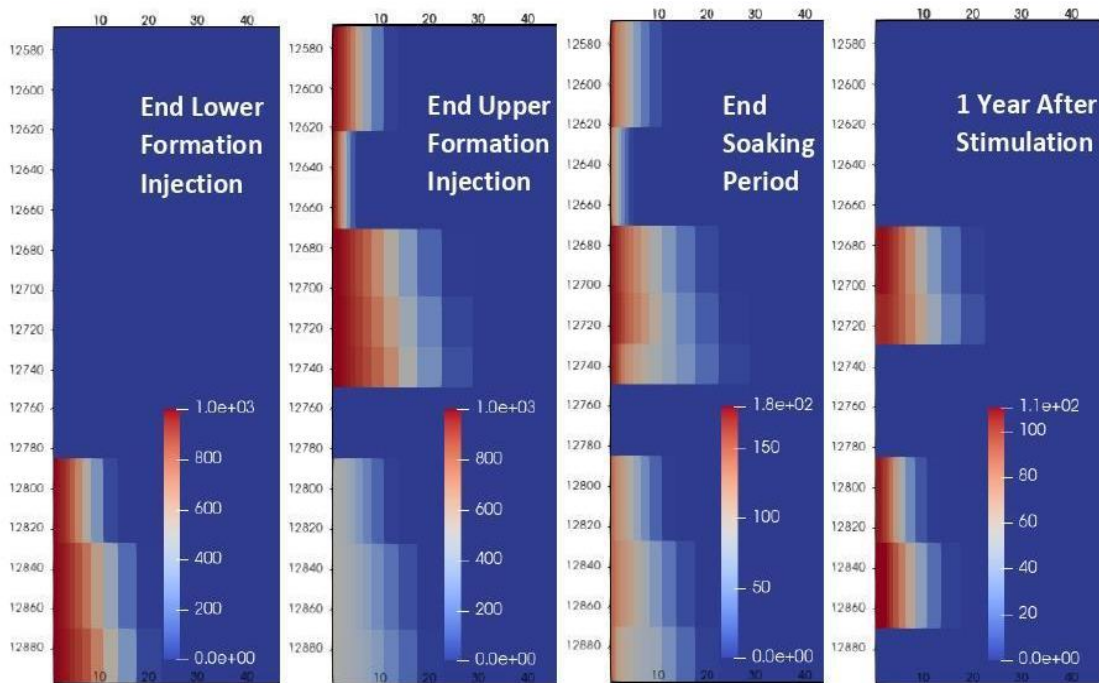
En la Figura 6-8 se presenta el perfil del BC antes y después de la inyección del tratamiento, en la capa que presentó el mejor desempeño (subunidad superior – capa 4 y subunidad inferior – capa 8). En esta se observa que a pesar de que solo se pudo remover alrededor de 3 - 5 de los 10 ft proyectados, los beneficios alcanzados fueron significativos. Esto es debido a que el impacto de productividad se hace asintótico a medida que el radio del BC incrementa (el mayor impacto en productividad se presenta en la cara del pozo), también se presenta un beneficio a largo plazo debido a la perdurabilidad del tratamiento.

En la Figura 6-9 se presenta el perfil de concentración de nanopartículas dispersa en el agua a diferentes tiempos. Inicialmente, durante el periodo de inyección, las nanopartículas en el agua llegan a concentraciones máximas iguales a las del tratamiento y logran alcanzar profundidades entre 5 y 20 ft, dependiendo de las propiedades petrofísicas de la arena. Luego, durante la etapa de remojo, la concentración de las nanopartículas se reduce al transferirse a los fluidos de producción y al retenerse sobre la superficie de la roca. Finalmente, durante la etapa de producción se sacan a superficie las nanopartículas que

quedaron suspendidas en el agua, sin embargo, en zonas donde se tiene una condición de saturación de agua irreducible, el proceso de removilización mantiene la concentración por arriba de 0 ppm, incluso después de un año de inyectado el tratamiento.



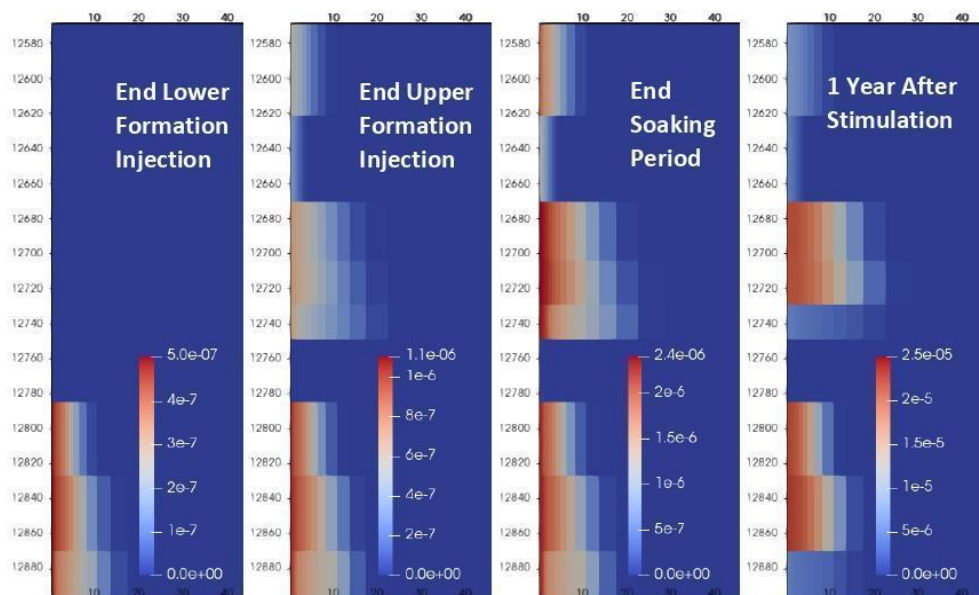
**Figura 6-8:** Perfil del BC antes y después de la inyección del tratamiento: a) capa 4 - subunidad superior; b) capa 8 - subunidad inferior.



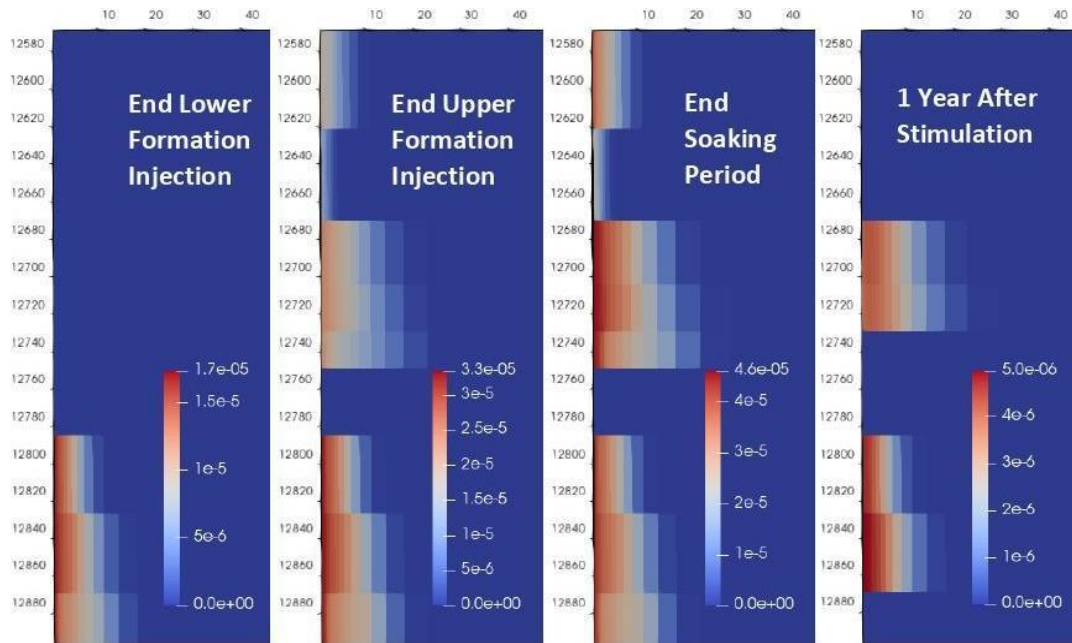
**Figura 6-9:** Concentración de nanopartículas en el agua (unidades en ppm), a diferentes tiempos (Vista 2D: Plano r, z).

En la Figura 6-10 se presenta el perfil de concentración de nanopartículas retenidas en el sitio 1 (irreversible) a diferentes tiempos. Inicialmente, durante el periodo de inyección, se alcanzan valores de concentración moderados que llegan a ser máximos al finalizar el periodo de remojo. Durante la etapa de producción, cierta cantidad de nanopartículas son re movilizadas, transferidas a los fluidos de producción y sacadas a superficie. Sin embargo, este proceso se considera relativamente lento debido a que después de un año de inyectado el tratamiento, la concentración de nanopartículas en el sitio 1 (irreversible), cayó solo un orden de magnitud. Las mayores concentraciones siguen estando en las zonas donde se tuvo una alta retención durante el periodo de remojo.

En la Figura 6-11 se presenta el perfil de concentración de nanopartículas retenidas en el sitio 2 (reversible) a diferentes tiempos. Inicialmente, durante el periodo de inyección, se alcanzan valores de concentración moderados que llegan a ser máximos al finalizar el periodo de remojo. Durante la etapa de producción, las nanopartículas son re movilizadas, transferidas a los fluidos de producción y sacadas a superficie. Sin embargo, en zonas donde se tiene una condición de saturación de agua irreducible, el proceso de removilización alcanza un equilibrio con el agua y se detiene, lo que le permite mantener la concentración por arriba de 0 ppm, incluso después de un año de inyectado el tratamiento.



**Figura 6-10:** Concentración de nanopartículas en sitio 1 - irreversible (unidades en w/w), a diferentes tiempos (Vista 2D: Plano r, z).



**Figura 6-11:** Concentración de nanopartículas en sitio 2 - reversible (unidades en w/w), a diferentes tiempos (Vista 2D: Plano r, z).

## 6.5 Evaluación económica

Con el objetivo de evaluar la viabilidad de utilizar nano-fluidos para mitigar el daño por BC, se requiere complementar el análisis técnico con la evaluación económica del proyecto. En términos generales, esta evaluación se realiza a través de un análisis de flujo de caja, considerando las ventas de aceite/gas como ingresos y la inversión del servicio de estimulación, los costos diarios de levantamiento, los impuestos y las regalías como egresos. Los inputs de la evaluación económica fueron tomados de información real del caso estudio y se presentan en la Tabla 6-2.

**Tabla 6-2:** Inputs de la evaluación económica.

Variable	Valor
Costo de levantamiento del aceite	US\$ 0.124 / Bbl
Costo de levantamiento del gas	US\$ 0.048 / BOE
Costo del levantamiento del fluido	US\$ 0.038
Precio del aceite	US\$ 23/Bbl
Precio del gas	US\$ 5.79/MMBTU

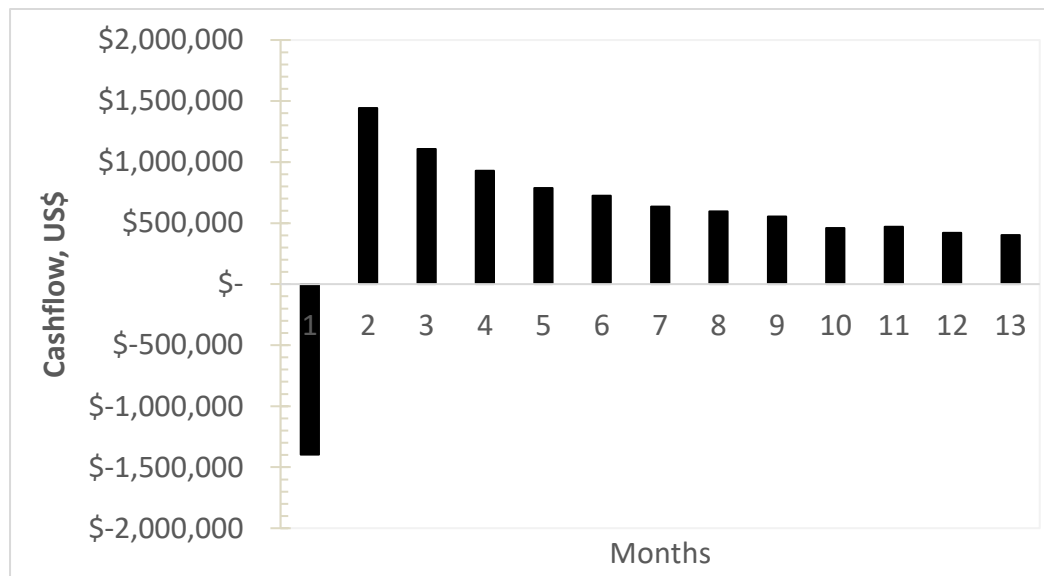


Variable	Valor
Costo del tratamiento	US\$ 546/Bbl
Costo de la operación	US\$ 527,500
Tasa de descuento (anual)	10%
Tasa de descuento (mensual)	0.7974%
Regalías	32%
Impuesto de renta	31%

A pesar de que los resultados de la simulación sugieren que el incremental de producción se mantiene por 2 años, para la evaluación económica solo se tomó doce meses de beneficio, buscando mantener un factor de seguridad sobre las proyecciones. En la Tabla 6-3 se presentan los resultados de la evaluación económica del proyecto. En esta se observa que el VPN muestra beneficios por alrededor de 6.8 MUSD con una TIR del 84% y un EFI del 487%. En la Figura 6-12 se presenta el flujo de caja del proyecto.

**Tabla 6-3:** Resultado de la evaluación económica

Subunidad	VPN (US\$)	TIR	EFI
Inferior	\$ 2,039,264.12	46%	238%
Superior	\$ 3,801,888.86	60%	356%
Ambas	\$ 6,794,400.17	84%	487%

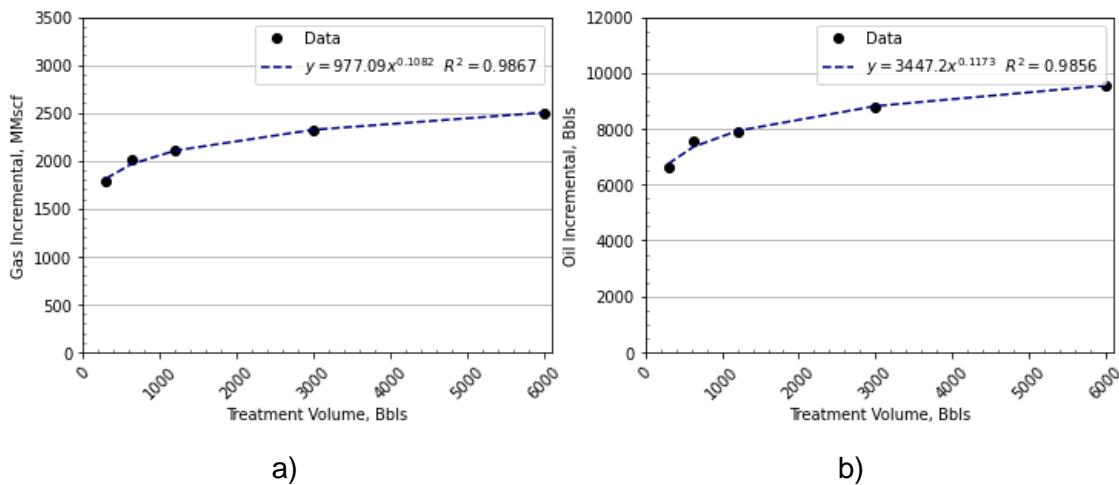


**Figura 6-12:** Flujo de caja del proyecto.

## 6.6 Optimización del volumen de tratamiento

Durante el diseño de la estimulación, la cantidad de tratamiento fue definida para alcanzar un radio fijo. Sin embargo, existe un radio de estimulación óptimo que maximiza los beneficios económicos. Esto es basado en que el volumen de nanofluido se incrementa exponencialmente con el radio (elevando considerablemente los costos) y el daño generado por el BC decrece (disminuyendo el volumen incremental que podría entregar). En esta sección se desarrolla una metodología para optimizar el volumen de tratamiento en función de los beneficios económicos.

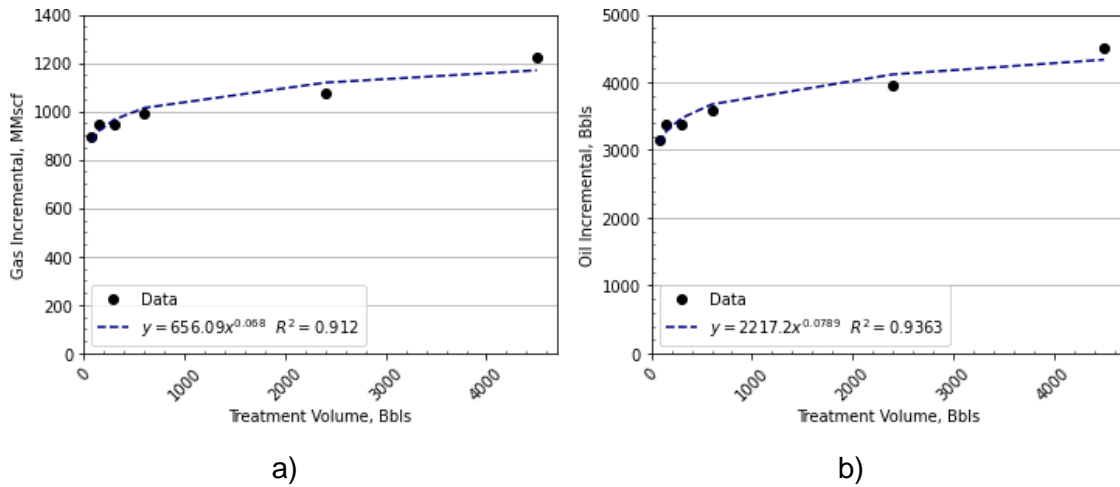
Inicialmente se simularon escenarios a diferentes volúmenes de tratamiento para cada subunidad (5 para la subunidad superior y 6 para la subunidad inferior). Luego se cuantificó el volumen incremental de cada escenario y se identificó la función que mejor ajustó la dispersión de datos: volumen incremental – volumen de tratamiento (Figura 6-13 y Figura 6-14). El resultado de este proceso mostró que el mejor ajuste se tuvo con una función potencial con exponente menor a 1, lo que sugiere que a medida que se incrementa el volumen de tratamiento, el volumen incremental tiende a aplanarse.



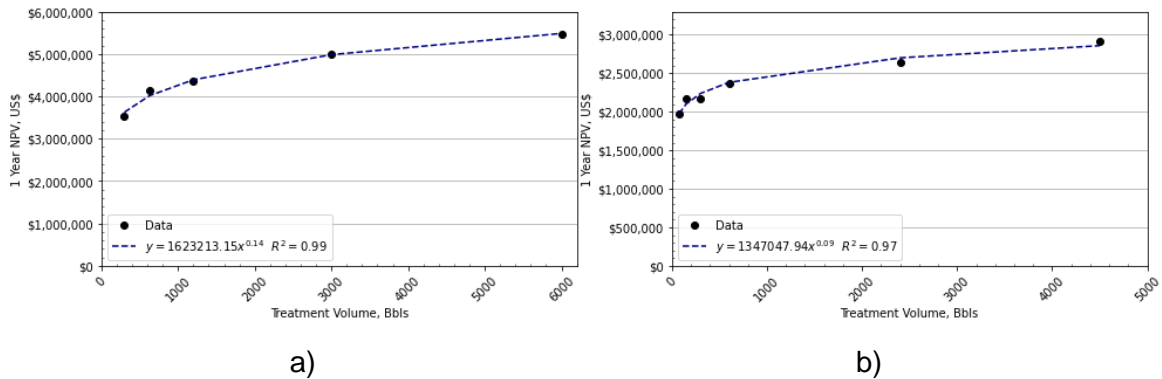
**Figura 6-13:** Volumen incremental acumulado en un año a diferente volumen de tratamiento inyectado en la subunidad superior: a) gas; b) aceite.

Luego se realizó el cálculo del VPN sin costos del tratamiento para los diferentes escenarios y se identificó la función que mejor ajustó dicha dispersión de datos (Figura 6-15). A partir de esta función, se calculó un VPN “completo” dependiente del precio y el

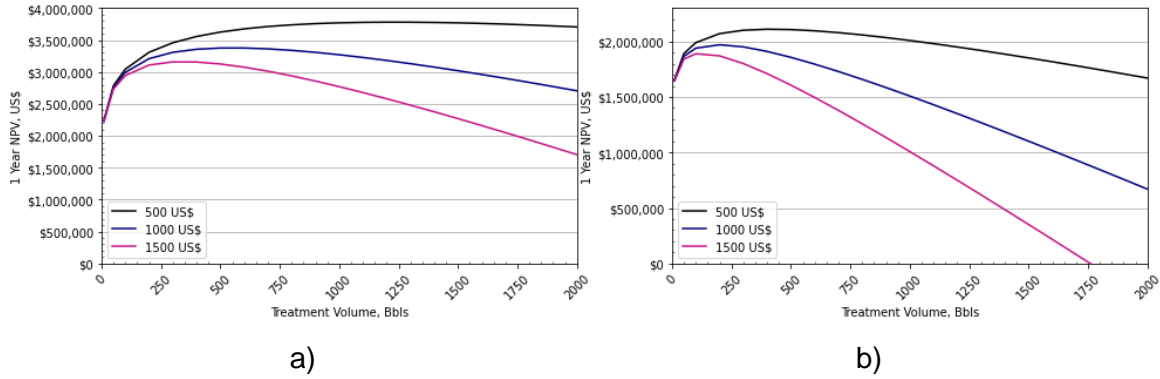
volumen del tratamiento. El comportamiento de este VPN se presenta en la Figura 6-16. Se destaca que el volumen optimo se obtiene cuando la derivada de cada curva se hace 0. En la Tabla 6-4 se presentan diferentes volúmenes óptimos calculados en función del precio del tratamiento por barril. Para el caso de estudio se estima que el costo del tratamiento podría estar alrededor de 1000 usd/bbl.



**Figura 6-14:** Volumen incremental acumulado en un año a diferente volumen de tratamiento inyectado en la subunidad inferior: a) gas; b) aceite.



**Figura 6-15:** VPN sin costo del tratamiento a diferente volumen de inyección de tratamiento: a) subunidad superior; b) subunidad inferior.



**Figura 6-16:** VPN a diferente costo de tratamiento por barril: a) subunidad superior; b) subunidad inferior.

**Tabla 6-4:** Volumen optimo a diferente presión de tratamiento por barril.

Subunidad	Volumen optimo		
	500 US\$	1000 US\$	1500 US\$
Superior	1200 bbl	600 bbl	300 bbl
Inferior	400 bbl	200 bbl	100 bbl

## 6.7 Análisis de incertidumbre

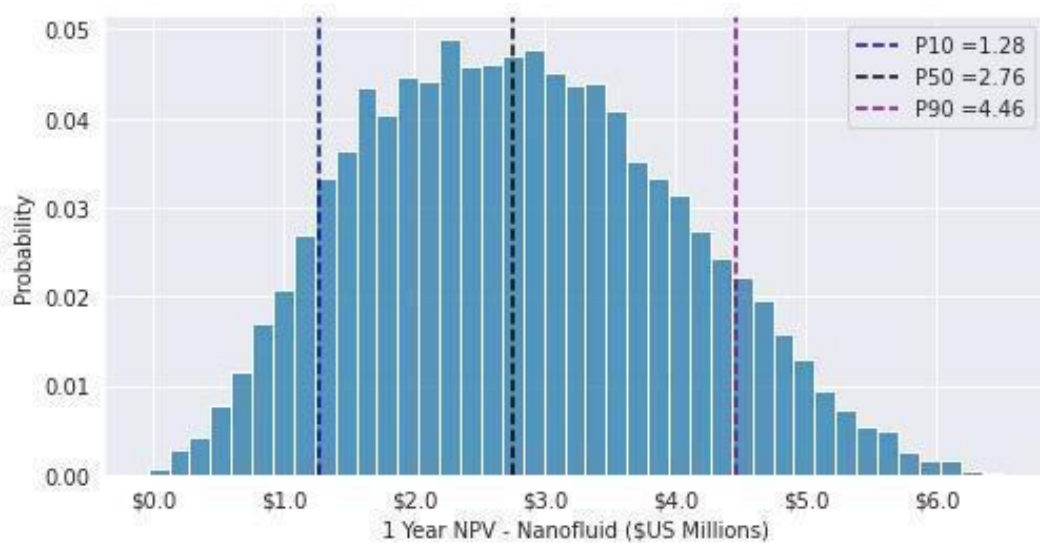
Debido a las incertidumbres asociadas al precio y desempeño del nanofluido, se decide soportar la evaluación económica a través de un análisis de incertidumbre, donde se considere la variación de diferentes parámetros económicos y se incluya un factor de eficiencia a la estimulación. Para este análisis se implementa la metodología de Montecarlo en el modelo de evaluación económica presentado en la sección 6.5 y se realizan 10000 iteraciones. En la Tabla 6-5 se presenta la distribución de probabilidad de cada variable junto con los parámetros que la definen. Se destaca que al costo del gas no se le asigna una función de probabilidad debido a que este valor es fijado por regulación, al igual que las regalías y el impuesto de renta.

**Tabla 6-5:** Distribución de probabilidad para cada variable del análisis de incertidumbre

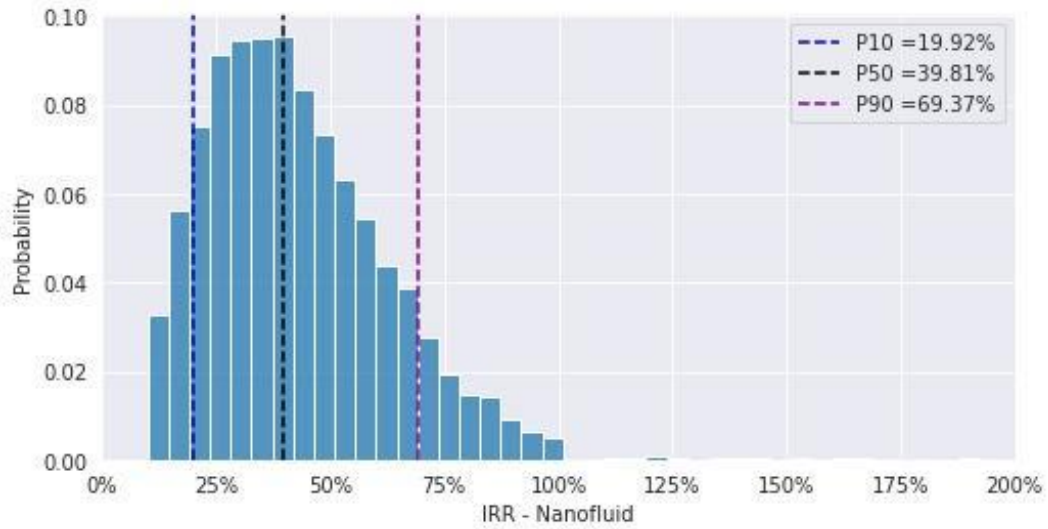
Variable	Distribución de probabilidad	Parámetros
Costo de levantamiento del gas	Normal	$\mu$ : \$0.048, $\sigma$ : \$0.0048
Costo de levantamiento del aceite	Normal	$\mu$ : \$0.124, $\sigma$ : \$0.0124
Costo del levantamiento del fluido	Normal	$\mu$ : \$0.038, $\sigma$ : \$0.0038

Variable	Distribución de probabilidad	Parámetros
Precio del aceite	Lognormal	$\mu$ : \$30.13, $\sigma$ : \$15.00
Costo del tratamiento (per barrel)	Uniform	Min: \$300, Max: \$800
Costo de la operación	Normal	$\mu$ : \$527,500, $\sigma$ : \$60,000
Eficiencia del tratamiento	PERT	Min: 20%, Moda: 50%, Max:100%

Los resultados de las corridas económicas se presentan en la Figura 6-17 y Figura 6-18. En estas se observa que, bajo los parámetros definidos, el escenario más probable es que con el desarrollo del proyecto se logre tener un VPN de 2.76 MMUSD con una TIR del 39,8%. Se destaca bajo todos los escenarios evaluados, el proyecto mostró rentabilidad.



**Figura 6-17:** Distribución probabilística del VPN para el proyecto.



**Figura 6-18:** Distribución probabilística del TIR para el proyecto.

# 7. Conclusiones y recomendaciones

## 7.1 Conclusiones

En este trabajo se presenta la implementación de un novedoso modelo numérico 3D incorporado en el simulador FlowTram de la Universidad Nacional de Colombia, el cual fue desarrollado por el grupo de investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos (DFTmp), integrando el trabajo de varios autores. El modelo captura los fenómenos que se presentan en un proceso de remediación de daño por BC con un tratamiento base nanofluido. Tiene en cuenta el estado de no equilibrio del proceso de retención/removilización de nanopartículas sobre la superficie de la roca y representa el comportamiento composicional del gas condensado a través de la ecuación cubica de estado de Peng Robinson.

El modelo numérico fue utilizado para diseñar, evaluar y optimizar el proceso de remediación de daño por BC en un pozo del piedemonte llanero colombiano. Los resultados de la simulación sugieren que se puede incrementar la producción de gas en 42%, pasando de 47 a 67 MMscfd. Las proyecciones muestran que después de un año, el volumen de gas producido se mantiene 7% por arriba de la línea base.

Los resultados de la simulación mostraron que el proceso de retención de las nanopartículas que se da sobre la superficie de la roca, ayuda a mejorar los efectos de perdurabilidad del tratamiento. Para el caso de estudio se identificó que después de un año de haberse inyectado el nanofluido, se tenían concentraciones de nanopartículas que seguía favoreciendo los cambios de humectabilidad.

El volumen incremental generado por la subunidad superior es 8% mayor al de la subunidad inferior. Esta diferencia fue asociada a la mayor presión de yacimiento y la

mayor condición de daño que se tenía en estas capas. Este mayor potencial de remediación derivó en una diferencia de los volúmenes óptimos calculados para cada subunidad.

El resultado del proceso de optimización del volumen de inyección sugiere que los pozos con bajo potencial y los tratamientos con alto costo, tienden a presentar volúmenes óptimos de bajos. Para estos escenarios se podría pensar en una estimulación a través de la técnica de gasodispersión, buscando alcanzar un radio de estimulación mayor con un menor volumen de tratamiento.

Los resultados de las corridas económicas y el análisis de incertidumbre mostraron que el escenario más probable es que con el desarrollo del proyecto se logre tener un VPN de 2.76 MMUSD con una TIR del 39,8%. Se destaca bajo todos los escenarios evaluados, el proyecto mostró rentabilidad. Estos resultados sugieren una alta viabilidad de implementación.

La metodología propuesta permitió definir la viabilidad técnico/económica de utilizar nanofluidos para mitigar daño por BC, en el piedemonte llanero colombiano

## **7.2 Recomendaciones**

Ajustar el modelo de retención con pruebas de desplazamiento en núcleos y con el tratamiento del caso de estudio.

Comparar los resultados obtenidos con tratamientos convencionales tales como solventes o químicos.

Evaluar la posibilidad de optimizar la implementación del tratamiento a través de la inyección dispersa en gas del nanofluido.



## Bibliografía

- Afidick, D., Kaczorowski, N. J., & Bette, S. (1994, January). Production performance of a retrograde gas reservoir: a case study of the Arun field. In *SPE Asia pacific oil and gas conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Amani, M., & Nguyen, N. T. (2015). An overview of methods to mitigate condensate banking in retrograde gas reservoirs. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 9(2), 1-6.
- Al-Anazi, H. A., Walker, J. G., Pope, G. A., Sharma, M. M., & Hackney, D. F. (2003, January). A successful methanol treatment in a gas-condensate reservoir: Field application. In *SPE production and operations symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Al-Yami, A. M., Gomez, F. A., AlHamed, K. I., & Al-Buali, M. H. (2013). A Successful Field Application of a New Chemical Treatment in a Fluid Blocked Well in Saudi Arabia. In *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition* (p. 8). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/168086-MS>
- Alzate, G. A., Franco, C. A., Restrepo, A., Del Pino Castrillon, J. J., Barreto Alvares, D. L., & Escobar Murillo, A. A. (2006). Evaluation of Alcohol-Based Treatments for Condensate Banking Removal. In *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control* (p. 7). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/98359-MS>
- Amani, M., & Nguyen, N. T. (2015). An overview of methods to mitigate condensate banking in retrograde gas reservoirs. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 9(2), 1–6.
- Barnum, R. S., Brinkman, F. P., Richardson, T. W., & Spillette, A. G. (1995, January). Gas condensate reservoir behavior: productivity and recovery reduction due to condensation. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

- Bayat, A. E., Junin, R., Shamshirband, S., and Chong, W. T. (2015). Transport and retention of engineered al<sub>2</sub>o<sub>3</sub>, TiO<sub>2</sub>, and SiO<sub>2</sub> nanoparticles through various sedimentary rocks. *Scientific reports*, 5:14264.
- Brassard, J. D., Sarkar, D. K., & Perron, J. (2011). Synthesis of monodisperse fluorinated silica nanoparticles and their superhydrophobic thin films. *ACS applied materials & interfaces*, 3(9), 3583-3588.
- Bueno, N., y Mejía, J. M. (2020). Heavy Oil In-Situ Upgrading Evaluation by a Laboratory-Calibrated EoS-based Reservoir Simulator (forthcoming). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Accepted 24 May 2020.
- Bueno, N., Morales Mora, O. A., y Mejía Cárdenas, J. M. (2019). Practical Kinetic Coupling to Multi-Component and Multi-Phase Flow Transport During In-Situ Heavy Oil Upgrading Processes Using an Equation of State Based Numerical Reservoir Simulation. En *SPE reservoir characterization and simulation conference and exhibition* (p. 16). Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. Descargado de <https://doi.org/10.2118/196667-MS> doi: 10.2118/196667-MS
- Bueno Zapata, N. (2019). Desarrollo de un modelo de simulación térmica y composicional para estudiar el impacto en el recobro de crudo y cambios de composición durante la coinyección de vapor y gases no condensables en yacimientos de crudo pesado (Tesis de Master, Universidad Nacional de Colombia, Medellín). Descargado 2020-05-24, de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/77352>
- Bybee, K. (2000). Well Productivity in Gas/Condensate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 52(04), 67–68. <https://doi.org/10.2118/0400-0067-JPT>
- Chaback, J. J., & Williams, M. L. (1994). px Behavior of a Rich-Gas Condensate in Admixture with CO<sub>2</sub> and (N<sub>2</sub>+ CO<sub>2</sub>). *SPE Reservoir Engineering*, 9(01), 44-50.
- Civan, F. (2015). Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing.
- Du, L., Walker, J. G., Pope, G. A., Sharma, M. M., & Wang, P. (2000, January). Use of solvents to improve the productivity of gas condensate wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- El-Amin, M. F., Salama, A., & Sun, S. (2012, January). Modeling and simulation of nanoparticle transport in a two-phase flow in porous media. In *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- El-Amin, M. F., Salama, A., & Sun, S. (2015). Numerical and dimensional analysis of nanoparticles transport with two-phase flow in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 128, 53-64.

- El-Amin, M. F., Kou, J., Sun, S., & Salama, A. (2016). An iterative implicit scheme for nanoparticles transport with two-phase flow in porous media. *Procedia Computer Science*, 80, 1344-1353.
- El-Amin, M., Saad, A. M., Sun, S., & Salama, A. (2017). Numerical Simulation of Magnetic Nanoparticles Injection into Two-phase Flow in a Porous Medium.
- El-Amin, M. F., Saad, A. M., Salama, A., & Sun, S. (2017). Modeling and analysis of magnetic nanoparticles injection in water-oil two-phase flow in porous media under magnetic field effect. *Geofluids*, 2017.
- Elimelech, M. and O'Melia, C. R. (1990). Kinetics of deposition of colloidal particles in porous media. *Environmental science & technology*, 24(10):1528{1536.
- Esmailzadeh, P., Sadeghi, M. T., Fakhroueian, Z., Bahramian, A., & Norouzbeigi, R. (2015). Wettability alteration of carbonate rocks from liquid-wetting to ultra gas-wetting using TiO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub> and CNT nanofluids containing fluorochemicals, for enhanced gas recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 1294-1305.
- Fan, L., Harris, B. W., Jamaluddin, A., Kamath, J., Mott, R., Pope, G. A., ... & Whitson, C. H. (2005). Understanding gas-condensate reservoirs. *Oilfield review*, 17(4), 14-27.
- Farzad, I., & Amani, M. (2012). An analysis of reservoir production strategies in miscible and immiscible gas injection projects. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 3(1), 18-32.
- Fevang, Ø., & Whitson, C. H. (1996). Modeling gas-condensate well deliverability. *SPE Reservoir Engineering*, 11(04), 221-230.
- Franco-Aguirre, M., Zabala, R. D., Lopera, S. H., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2018). Interaction of anionic surfactant-nanoparticles for gas-Wettability alteration of sandstone in tight gas-condensate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 51, 53-64.
- Franco, C. A., Zabala, R. D., Zapata, J., Mora, E., Botero, O., Candela, C., & Castillo, A. (2013). Inhibited gas stimulation to mitigate condensate banking and maximize recovery in Cupiagua field. *SPE production & operations*, 28(02), 154-167.
- Hassan, A., Mahmoud, M., Al-Majed, A., Alawi, M. B., Elkatatny, S., BaTaweel, M., & Al-Nakhli, A. (2019). Gas condensate treatment: A critical review of materials, methods, field applications, and new solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 602–613. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.089>

- Hwang, J. (2011). *Gas injection techniques for condensate recovery and remediation of liquid banking in gas-condensate reservoirs* (Doctoral dissertation).
- Islam, M. R., Hossain, M., Moussavizadegan, S., Mustaz, S., and Abou-Kassem, J. (2016). *Advanced Petroleum Reservoir Simulation: Towards Developing Reservoir Emulators*. Scrivener Publishing & WILEY, Salem, Massachusetts, second edition.
- ivind, F., & Whitson, C. (1996). Modeling Gas-Condensate Well Deliverability. *SPE Reservoir Engineering*, 11, 221–230. <https://doi.org/10.2118/30714-PA>
- Jongsoo Hwang, B. . (2011). *Gas Injection Techniques for Condensate Recovery and Remediation of Liquid Banking in Gas-Condensate Reservoirs* [The University of Texas at Austin]. <http://hdl.handle.net/2152/ETD-UT-2011-05-3558>
- Kenyon, D. (1987, Agosto). Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 39 (08), 981–997. Descargado 2020-06-01, de <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/12278-PA> doi: 10.2118/12278-PA
- Kiraz, N., Burunkaya, E., Kesmez, Ö., Asiltürk, M., Camurlu, H. E., & Arpaç, E. (2010). Sol–gel synthesis of 3-(triethoxysilyl) propylsuccinicanhydride containing fluorinated silane for hydrophobic surface applications. *Journal of sol-gel science and technology*, 56(2), 157-166.
- Li, S., & Torsaeter, O. (2015). The Impact of Nanoparticles Adsorption and Transport on Wettability Alteration of Intermediate Wet Berea Sandstone. In *SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition* (p. 14). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/172943-MS>
- Loaiza, C. S., Patiño, J. F., y Mejía, J. M. (2020, Agosto). Numerical evaluation of a combined chemical enhanced oil recovery process with polymer and nanoparticles based on experimental observations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191, 107166. Descargado 2020-06-01, de <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0920410520302539> doi: 10.1016/j.petrol.2020.107166
- Loaiza, C.S., (2020). Simulación de procesos de recobro químico mejorado con inyección de polímero y surfactante potencializados con nanotecnología (Tesis de Master, Universidad Nacional de Colombia, Medellín). Descargado 2020-05-24, de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/77477>
- Luo, K., Li, S., Zheng, X., Chen, G., Liu, N., & Sun, W. (2001, January). Experimental

- investigation into revaporization of retrograde condensate. In *SPE Production and Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Miller, N., Nasrabadi, H., & Zhu, D. (2010, January). On application of horizontal wells to reduce condensate blockage in gas condensate reservoirs. In *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Society of Petroleum Engineers.
- Mousavi, M. A., Hassanajili, S., & Rahimpour, M. R. (2013). Synthesis of fluorinated nano-silica and its application in wettability alteration near-wellbore region in gas condensate reservoirs. *Applied Surface Science*, 273, 205-214.
- N. Bueno, J. M. Mejía. Numerical verification of in-situ heavy oil upgrading experiments and thermal processes for enhanced recovery. *Fuel*. Volume 313, 1 April, 122730. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122730>
- Nicolás Bueno, & Mejía, J. M. (2021). Heavy oil in-situ upgrading evaluation by a laboratory-calibrated EoS-based reservoir simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107455. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107455>
- Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59-64.
- Pedersen, K. S., Christensen, P. L., & Shaikh, J. A. (2014). Phase behavior of petroleum reservoir fluids. CRC press.
- Restrepo, A., Ocampo, A., Lopera Castro, S. H., Diaz, M. P., Clavijo, J., & Marin, J. (2012, April 4). GaStim Concept - A Novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. <https://doi.org/10.2118/152309-MS>
- S. Echavarría, S. Velasquez, N. Bueno, J. D. Valencia, H. Solano, J. M. Mejía. Semi-implicit finite volume procedure for compositional subsurface flow simulation in highly anisotropic porous media. *Fluids*. 6(10), 341. 2021. <https://doi.org/10.3390/fluids6100341>.
- Smits, R. M. M., Van der Post, N., & Al Shaidi, S. M. (2001, January). Accurate prediction of well requirements in gas condensate fields. In *SPE Middle East Oil Show*. Society of Petroleum Engineers.
- Solano, H. (2019). Modelamiento de la generación, transporte y destrucción de espumas formadas por gasodispersiones en yacimientos naturalmente fracturados para aplicaciones de Recobro Mejorado (Tesis de Master, Universidad Nacional de

- Colombia, Medellín). Descargado 2020-05-24, de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/77169>
- Solano, H., Valencia, J., Mejia, J., y Ocampo, A. (2019, abril). A Modeling Study for Foam Generation for EOR Applications in Naturally Fractured Reservoirs Using Disperse Surfactant in the Gas Stream. En (Vol. 2019, pp. 1– 14). European Association of Geoscientists & Engineers. Descargado 2020-05-22, de <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201900132> doi: 10.3997/2214-4609.201900132
- Solano, H., Icardi, M., Bueno, N., & Mejía, J. (2020, September). A Novel Nanoparticle Retention Model in Porous Media for IOR & EOR Applications. In *ECMOR XVII* (Vol. 2020, No. 1, pp. 1-10). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., and Gai, Z. (2017). Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress. *Energies*, 10(3):345.
- Tajmiri, M. and Ehsani, M. R. (2017). Wettability alteration of oil-wet and water-wet of iranian heavy oil reservoir by CuO nanoparticles. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, 36(4):171{182.
- UPME. (2021). *BOLETÍN ESTADÍSTICO DE MINAS Y ENERGÍA 2016 - 2020*. [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)
- Valencia, J. D. (2016). Modelamiento del flujo y generación de espumas en medios porosos usando surfactante disperso en gas (Tesis de Master, Universidad Nacional de Colombia, Medellín). Descargado 2020-05-24, de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/58331>
- Valencia, J. D., Mejia, J. M., y Ocampo, A. (2018a, September). Model Development And Validation For Chemical Droplets Injection In Gas Phase In Eor Applications. En (Vol. 2018, pp. 1–11). European Association of Geoscientists & Engineers. Descargado 2020-05-24, de <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201802171> doi: 10.3997/2214-4609.201802171
- Valencia, J. D., Mejia, J. M., y Ocampo, A. (2018b, September). Modelling Sweep Efficiency Improvement By In-Situ Foam Generation Using A Dispersed Surfactant In The Gas Phase. En (Vol. 2018, pp. 1–16). European Association of Geoscientists & Engineers. Descargado 2020-05-24, de <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201802169> doi: 10.3997/2214-4609.201802169
- Valencia, J. D., Mejía, J. M., Ocampo, A., y Restrepo, A. (2019, septiembre). Modelling Dispersed Chemical Droplets Injection in the Gas Stream for EOR Applications.

- Society of Petroleum Engineers. Descargado 2020-05-22, de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-196620-MS> doi: 10.2118/196620-MS
- Valencia, J. D., Ocampo, A., y Mejía, J. M. (2020, enero). Development and Validation of a New Model for In Situ Foam Generation Using Foamer Droplets Injection. *Transport in Porous Media*, 131 (1), 251–268. Descargado 2020-05-24, de <http://link.springer.com/10.1007/s11242-018-1156-5> doi: 10.1007/s11242-018-1156-5
- Wang, C., Bobba, A. D., Attinti, R., Shen, C., Lazouskaya, V., Wang, L.-P., and Jin, Y. (2012). Retention and transport of silica nanoparticles in saturated porous media: effect of concentration and particle size. *Environmental science & technology*, 46(13):7151-7158.
- Weinstein, H. G., Chappellear, J. E., & Nolen, J. S. (1986). Second comparative solution project: A three-phase coning study. *Journal of petroleum technology*, 38(03), 345-353.
- Zabala, R., Mora, E., Botero, O. F., Cespedes, C., Guarín, L., Franco, C. A., Cortes, F. B., Patino, J. E., & Ospina, N. (2014). Nano-technology for asphaltene inhibition in Cupiagua South Wells. *IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference*.
- Zhang, T. (2012). *Modeling of nanoparticle transport in porous media* (Doctoral dissertation).
- Zhang, T., Davidson, D., Bryant, S. L., Huh, C., et al. (2010). Nanoparticle-stabilized emulsions for applications in enhanced oil recovery. In *SPE improved oil recovery symposium*. Society of Petroleum Engineers.