

# SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE RECOBRO MEJORADO USANDO NANOHÍBRIDOS DE POLÍMERO EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO

## NUMERICAL SIMULATION OF AN ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS USING POLYMER NANOHYBRIDS IN A COLOMBIAN HEAVY OIL FIELD

José A. Fernández<sup>1\*</sup>; Mireya Rubio<sup>1</sup>; Adriangela Romero<sup>1</sup>; Rubén H. Castro<sup>2\*\*</sup>

<sup>1</sup>Universidad de América. Bogotá, Colombia.

<sup>2</sup>Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie - Michael Polanyi, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.

Autor de contacto: \*jose.fernandez@estudiantes.uamerica.edu.co; \*\*rhcastroga@unal.edu.co  
mireya.rubio@estudiantes.uamerica.edu.co; adriangela.romero@profesores.uamerica.edu.co

Recibido: 11 de enero 2024. Aprobado: 5 de abril de 2024. Versión final: 16 de noviembre de 2024.

### Resumen

En Colombia existe la necesidad de incorporar nuevas reservas de hidrocarburos, y se visualiza una gran oportunidad en la explotación de campos de crudo pesado y extrapesado, debido a que éstos representan el mayor porcentaje del petróleo original en sitio (OOIP) y de producción del país. En ese sentido, para este estudio se seleccionó el campo Chichimene de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, el cual ejecuta un proceso de inyección de agua desde 2013 en las arenas T2 de la formación San Fernando crudo extrapesado de 9 °API, con viscosidades entre 500 y 1200 cP.

De acuerdo con la revisión de literatura, la formación T2 es heterogénea, con permeabilidades entre 500 y 1600 mD, con un espesor neto de 320 ft, temperatura de yacimiento entre 185 y 210 °F, y una profundidad de las arenas productoras a 6000 ft aproximadamente. Debido a la alta viscosidad de petróleo y heterogeneidad de las arenas T2, en 2015 se inició un piloto de inyección de polímero con el objetivo de mejorar la relación de movilidad agua/ petróleo y por ende el factor de recobro del sector piloto. Los resultados del piloto de inyección de polímero fueron exitosos y se demostró que los polímeros sulfonados disponibles en el mercado son competitivos para obtener un efecto positivo de recobro.

---

**Cómo citar:** Fernández J.A., Rubio, M., Romero, A., & Castro, R. H. (2024). Simulación numérica de un proceso de recobro mejorado usando nanohíbridos de polímero en un campo de crudo pesado colombiano. *Fuentes, el reventón energético*, 22(2), 67-82. <https://doi.org/10.18273/revfue.v22n2-2024005> 

Con el objetivo de estudiar el mejoramiento de la relación de movilidad agua/petróleo, junto a otros mecanismos importantes del reservorio y del fluido inyectado, como lo son la mojabilidad, la tensión interfacial, y la estabilidad del polímero ante efectos degradativos de tipo mecánico, químico y/o térmico, en este artículo se analizó el estudio experimental (fluido-fluido y roca-fluido) y se evaluó mediante simulación numérica, un proceso de inyección de nanohíbridos de polímero y de solución polimérica sulfonada, comparándolos con un proceso de inyección de agua en la formación T2 del campo Chichimene. Por lo tanto, se construyó un modelo conceptual de simulación numérica estocástico, en donde se incorporó un modelo de reacción química alimentado con rangos de parámetros como la concentración, la viscosidad, y parámetros roca-fluido como el volumen poroso inaccesible (IPV), la adsorción, el factor de resistencia (RF) y el factor de resistencia residual (RRF) de las soluciones poliméricas y de los nanohíbridos de polímero, que junto con parámetros operativos de caudal de inyección y del tamaño de bache de las soluciones poliméricas (obtenidos a través de la referencia bibliográfica existente) permitió realizar un análisis de sensibilidad con el fin de identificar los parámetros que tienen un mayor impacto en el desempeño de la inyección de nanohíbridos de polímero sobre el incremento del factor de recobro del campo.

Los resultados de simulación numérica presentan una producción incremental de 3,46 millones de barriles de petróleo para la solución con nanohíbridos de polímero y de 2,16 millones de barriles de petróleo para la solución de polímero sulfonado, en comparación la línea base realizada con el proceso de inyección de agua. Esto representa un factor de recuperación incremental del 1,8 % para la solución con nanohíbridos de polímero y de un 2,9 % para la solución de polímero sulfonado. El análisis de sensibilidad realizado refleja que la principal diferencia, para obtener un mayor factor de recobro, corresponde al efecto de la reducción de la movilidad a través del poder viscosificante de los nanohíbridos de polímero junto con los beneficios de la nanotecnología. De acuerdo con los resultados de la simulación numérica, la inyección de nanohíbridos de polímero es una alternativa en procesos de recobro, a la inyección de polímero sulfonado, para propiciar el incremento en la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de crudo pesado a alta temperatura y alta profundidad.

**Palabras Clave:** Inyección de agua; Recobro mejorado; Inyección de polímero; Nanohíbridos de polímero; Simulación numérica; Crudo pesado.

### **Abstract**

Colombia needs to incorporate new reserves. That is a great opportunity to exploit heavy and extra-heavy oil fields because these reservoirs have the highest percentage of the original oil in place and the country's current production. In this sense, for this study, the Chichimene field located in the Llanos Orientales basin was selected, which has carried out a waterflooding process since 2013 in extra-heavy crude oil of 9 °API and viscosity between 500 and 1,200 cP from the San Fernando - T2 formation.

According to the literature review, the T2 formation is heterogeneous, with permeabilities between 500 –1600 mD, a net thickness of 320 ft, a temperature between 185 – 210 °F, and 6,000 ft of depth approximately. Due to the high oil viscosity and the heterogeneity of the T2 reservoir, in 2015, a polymer injection pilot started to improve the water/oil mobility ratio and the recovery factor of the pilot sector. The results of this polymer flooding pilot were successful because the available sulfonated polymers are competitive in obtaining a positive EOR effect.

To study the water/oil mobility relationship and other important mechanisms such as wettability, interfacial tension, and stability against mechanical, chemical, and thermal degradative effects. This article analyzed the experimental study (fluid-fluid and rock-fluid) and study numerical simulation processes of polymer nanohybrids injection and sulfonated polymer flooding, compared to the Waterflooding, in the T2 formation of the Chichimene field. Therefore, a conceptual stochastic numerical simulation model was created with a chemical reaction model incorporated that was fed with ranges of parameters such as concentration, viscosity, and rock-fluid parameters like inaccessible pore volume (IPV), adsorption, resistance factor (RF), and residual resistance factor (RRF) of the selected conventional polymers and polymer nanohybrids, together with operational parameters such as injection flow rate and polymer size slug (obtained from the literature), to perform a sensitivity analysis that allowed identifying the parameters that have greater impact on the performance of the injection of nanohybrid polymers on the increase in the recovery factor.

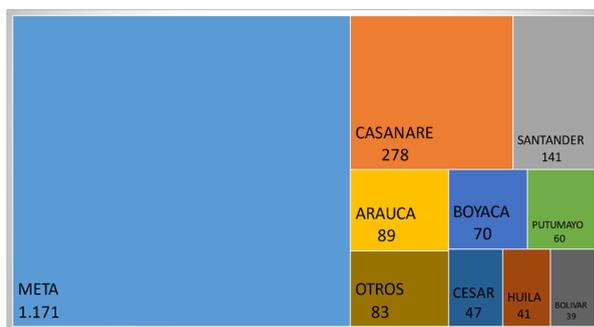
The numerical simulation results present an incremental production of 3.46 million barrels of oil for the polymer nanohybrid injection, and 2.16 million barrels of oil for the polymer flooding, compared to the baseline of the water injection process. That represents an Incremental Recovery Factor of 1.8 % for the polymer nanohybrid solution and 2.9 % for the sulfonated polymer solution. The sensitivity analysis infers the main difference corresponds to the viscosifying power of the nanohybrid with the benefits of nanotechnology. These characteristics have been widely disseminated in studies of the state of the art of the technology. According to numerical simulation, the injection of polymer nanohybrids could be an alternative to sulfonated HPAM polymer flooding for improved recovery in high-temperature and deep heavy oil fields.

**Keywords:** Waterflooding; Enhanced oil recovery; Polymer flooding; Polymer nanohybrids; Numerical simulation; Heavy oil.

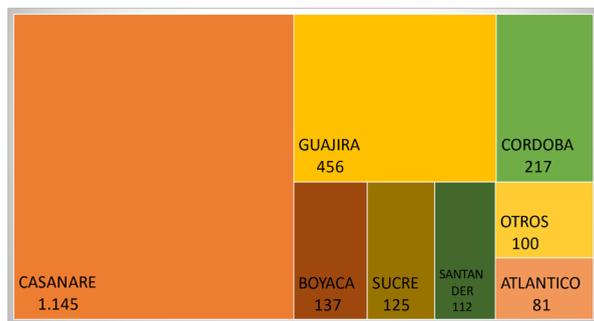
## 1. Introducción

El bajo número de descubrimiento de nuevos campos petroleros en Colombia tiene como consecuencia directa la baja incorporación de reservas (Minenergía, 2023), lo que pone en riesgo a corto plazo el abastecimiento nacional, las necesidades energéticas y de consumo.

De acuerdo con los reportes presentados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos– ANH (s/f) para el año 2023, las reservas petroleras del país tienen un bajo horizonte reserva/ producción, de aproximadamente 7,1 años para petróleo y de 6,1 años para gas. La distribución de reservas probadas 1P de petróleo y gas en Colombia (ANH, s/f), se presentan en la Figuras 1 y Figura 2.



**Figura 1.** Reservas probadas 1P de petróleo 2023 (Mbls)



**Figura 2.** Reservas probadas 1P de gas año 2023 (GPC).

De acuerdo con lo anterior, el departamento del Meta es la principal fuente de reservas probadas 1P y de producción de petróleo en Colombia, aportando el 54 % de la producción nacional (ANH, s/f). Adicionalmente, el 60% de la producción de hidrocarburos del país está constituido por crudo pesado y extrapesado (Dorado et al., 2023).

Acorde con las cifras anteriormente expuestas, se puede afirmar que la producción de petróleo en Colombia se enfoca en los campos de crudo pesado y extrapesado del departamento del Meta. Por otro lado, el factor de recobro

promedio en Colombia está en el orden del 18 %, y alrededor de un 90 % de la producción corresponde a recuperación primaria (Castro et al., 2024). Esto representa una gran oportunidad para incrementar el factor de recobro en los campos de crudo pesado en Colombia.

En ese sentido, en el año 2010 el proceso de inyección de agua en Colombia se había implementado en 19 campos (Castro et al., 2014) y para el año 2024 el número de procesos ascendió a 57 campos, los cuales usan patrones normales e invertidos de 5, 7 y 9 puntos (Gutiérrez et al., 2024a). La eficiencia en la implementación de los procesos de recobro secundario depende principalmente de la geología del yacimiento, del ambiente de depositación de la cuenca sedimentaria y de la relación de movilidad agua/ petróleo. Esto conlleva a que el factor de recobro secundario en los procesos de inyección de agua de los campos colombianos sea bajo, oscilando en un rango entre el 1 y el 9 %, con un promedio del 5 % (Gutiérrez et al., 2024a).

Por lo tanto, es fundamental evaluar la incorporación de procesos de recobro mejorado (EOR), con el objetivo de aumentar el factor de recobro y la productividad de los campos colombianos, en especial de los campos de crudo pesado. Dentro los procesos EOR, existe la familia de técnicas de recuperación mejorada mediante métodos químicos (CEOR), que se centran en la aplicación de la inyección de soluciones poliméricas, formulaciones de surfactante, formulaciones de álcali, y una combinación de éstas (Liu et al., 2020; Kang et al., 2022).

La inyección de soluciones poliméricas es el proceso CEOR más utilizado a escala comercial (Gutiérrez et al., 2024b). En esta técnica, las soluciones poliméricas, se inyectan en el yacimiento con el fin de reducir la relación de movilidad agua/ petróleo y, por ende, mejorar la eficiencia del barrido volumétrico. Sin embargo, debido a efectos de degradación pueden producirse pérdidas de viscosidad de la solución polimérica inyectada, lo que afecta negativamente la eficiencia de barrido de petróleo (Gutiérrez et al., 2024b). En Colombia se ha implementado diferentes tecnologías de inyección de soluciones poliméricas en los últimos 15 años. De acuerdo con los resultados obtenidos, los pilotos evaluados reportan factores de recobro incremental entre 2 y 16,5 % con costos reportados por barril incremental inferiores a 10 US\$, adicionalmente, permitieron recolectar información que se viene utilizando en la planeación de estrategias de desarrollo, en la que se define si se continúa (o no) con una fase de masificación en los campos sometidos al piloto y/o en campos análogos candidatos a la inyección de polímero (Gutiérrez et al., 2024b).

Los procesos de inyección CDG iniciaron su implementación en Colombia en el año 2011 y se han ejecutado en 14 patrones de inyección en 2 campos. Por otro lado, los pilotos polymer flooding iniciaron su implementación en el año 2014 y se han ejecutado 17 patrones de inyección en 5 campos. Finalmente, los pilotos ASP iniciaron su implementación en 2013, se han ejecutado 4 patrones de inyección en 2 campos (Gutiérrez et al., 2024b).

Las diferentes aplicaciones en campo permitieron, entre otros aspectos, identificar desventajas en la eficiencia de las diferentes tecnologías de inyección de polímero, inherentes a sus límites técnicos actuales, a saber: Sensibilidad a la fuente de agua de inyección, posible modificación de los tratamientos de fluidos producidos, degradación mecánica, química, biológica y térmica de los polímeros, altas inversiones asociadas al diseño y ejecución de las tecnologías (operación, mantenimiento, facilidad de inyección y costo del polímero), capacidad de disolución, hidratación y bombeo de las soluciones poliméricas y el adecuado monitoreo en los procesos de recobro (Gutiérrez et al., 2024b). Por lo tanto, la implementación de alternativas disruptivas, en sinergia con las técnicas CEOR convencionales aplicadas en la actualidad, podrían disminuir los efectos degradativos y mejorar la eficiencia de dichos procesos (Corredor et al., 2019).

La aplicación de la nanotecnología para potenciar procesos CEOR ha venido en ascenso en la última década. Los beneficios reportados de la interacción de procesos CEOR en sinergia con nanopartículas han sido ampliamente reportados en la literatura. Dichos beneficios incluyen, entre otros, las siguientes propiedades (Abril & Camacho, 2018; Badiri et al., 2022; Benavides Figueroa, 2018; Bohórquez González & Insignares Mantilla, 2021; Corredor et al., 2019; 2021; 2024a; 2024b; El-Hoshoudy, 2016; Franco et al., 2021; Ju et al., 2006; Llanos Gallo, 2018; López Patiño, 2020; Maghzi et al., 2011; Miranda Olmedo, 2017; Paucar Rojana, 2017; Oh et al., 1999; Ospina Gómez, 2015; Otalvaro Duque, 2015; Pizarro, 2018; Suárez Pulido, 2016; Rezk & Allam, 2019; Ruiz-Cañas, 2020a; 2020b; Sedaghat et al., 2016; Santamaria Torres, 2020; Sun et al., 2020; Tabora Acevedo, 2017; Yousefvand & Jafari, 2018):

- Mejoramiento de la relación de movilidad.
- Reducción de la tensión interfacial- IFT.
- Modificación de la mojabilidad de la roca.
- Estabilización de emulsión agua- aceite.
- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Disminución de la degradación en condiciones adversas del yacimiento (alta temperatura, alta salinidad).

Corredor et al. (2019) relacionan desde el punto de vista experimental las bondades de los nanohíbridos de polímero en comparación con la aplicación de polímeros convencionales para EOR. Así mismo, en un estudio experimental reciente Corredor et. al. (2024a) presenta las ventajas de los nanohíbridos de polímero, las cuales se centran en que el poder viscosificante es similar al de polímeros comerciales y exhiben mayor resistencia a la degradación mecánica y química. Desde el punto de vista de comportamiento de eventuales emulsiones agua- acetite, la deshidratación y clarificación de los nanohíbridos de polímero es similar a los polímeros convencionales. Sin embargo, en el estudio experimental roca-fluido y de simulación numérica, los autores observaron que sus posibles desventajas radican en tener menores valores de adsorción residual y volumen poroso inaccesible (IPV) generando que la eficiencia de recobro de los nanohíbridos de polímero sea inferior a la de los polímeros comerciales.

Por otro lado, Franco et al. (2021) realizan una recopilación de aplicaciones en campo de nanotecnología IOR/ EOR en la industria de Oil & Gas a nivel mundial. La revisión realizada comprende diferentes etapas, desde la experimentación en laboratorio, pasando por estudios de simulación numérica, hasta la ejecución y monitoreo de pilotos a escala de campo demostrando el potencial de la nanotecnología en ambiente operativo. En ese sentido, los autores presentan las aplicaciones de nanotecnología referenciando las siguientes aplicaciones (Franco et al., 2021):

- Tratamientos con nanotecnología en 21 pozos productores de campos colombianos que han sido implementados para mejorar diferentes mecanismos de daño de la formación como la precipitación/ deposición de asfáltenos, la migración de finos y la deposición de incrustaciones inorgánicas.
- Tratamientos para mejorar los fluidos de perforación con nanotecnología en campos de Canadá, Brasil, Irán y Colombia.
- Procesos IOR en sinergia con nanotecnología, incluyendo estrategias para mejorar la productividad de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado a través del mejoramiento de la movilidad y el fracturamiento hidráulico en campos colombianos.
- Inyección con nano-cápsulas en el campo Algyo en Hungría, con el objetivo de modificar la mojabilidad en zonas con alta producción de agua.

- Inyección de gas ( $N_2$  y  $CO_2$ ) en presencia de nanopartículas en los campos Austin Chalk, Buda y Eagle Ford en los Estados Unidos.
- Inyección de espumas asistidas por nanopartículas en campos de China.
- Inyección de puntos cuánticos de carbono (Q-Dots) como trazadores interwell en Arabia Saudita y Colombia.
- Inyección de nanopartículas hidrofóbicas como reductores de arrastre en pozos inyectoros en China.
- Inyección de surfactantes CEOR potenciados con nanopartículas para el incremento del factor de recobro en campos de Colombia.

## 2. Metodología

### 2.1. Selección del yacimiento de crudo pesado y alta temperatura

La selección del yacimiento colombiano de crudo pesado y alta temperatura se determinó mediante análisis estadístico y teniendo en cuenta la posibilidad de integrar información estática y dinámica, que permita identificar el grado de continuidad (heterogeneidad), la distribución de las propiedades del reservorio y la evaluación de la distribución areal y vertical de la saturación de petróleo original y remanente (Rojas et al., 2023).

### 2.2. Selección método de recobro mejorado

La selección del método de recobro mejorado se realizó mediante el análisis de métodos CEOR convencionales y el estudio de tecnologías disruptivas. El proceso de inyección de polímero es ampliamente utilizado y referenciado en la literatura. Por otro lado, los nanohíbridos de polímero vienen siendo investigados en Colombia debido a sus características especiales que permiten un barrido más eficiente y mayor resistencia a efectos degradativos que el polímero comercial (Corredor et al., 2019; 2024a; 2024b).

Estos procesos se centran en aumentar la eficiencia de barrido en un proceso de inyección de agua (Gutiérrez et al., 2024b) mejorando la relación de movilidad agua- petróleo mediante el incremento de viscosidad de la fase acuosa y la reducción de su permeabilidad efectiva, logrando así un modelo de flujo más uniforme y un incremento en la eficiencia de barrido volumétrico (Castro-García & Daza, 2022). Sin embargo, su implementación en campo puede verse obstaculizada por el alto costo y la adsorción de

los químicos inyectados en el medio poroso (Gutiérrez et al., 2024b). A continuación, se hace una breve descripción de cada tecnología.

#### 2.2.1 Inyección de Polímero

Las soluciones poliméricas CEOR han sido aplicadas con un alto grado de éxito a nivel mundial. Los polímeros mayormente utilizados comercialmente son los polímeros sintéticos y biopolímeros, siendo las poliácridamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) el polímero sintético más comúnmente empleado en los procesos ejecutados a escala de campo (Gutiérrez et al., 2024b).

Las HPAM se producen mediante hidrólisis parcial de la poliácridamida (PAM), o por copolimerización de ácido acrílico con acrilamida. Por lo tanto, propiedades como la temperatura, la salinidad del agua de formación e inyección, el pH y la dureza, afectan el rendimiento del HPAM. La práctica recomendada API-RP-63 presenta el procedimiento detallado para evaluar las soluciones poliméricas (American Petroleum Institute, 1990). Castro-García et al. (2016) presentan una metodología integral desde la evaluación experimental hasta la implementación del proceso de inyección de polímeros a condiciones de campo. Las propiedades físicas y químicas de las soluciones poliméricas convencionales se ven afectadas negativamente por factores tales como la temperatura ( $>80$  °C), calidad y fuente de agua, salinidad, dureza, hierro, bacterias, esfuerzos de cizalla, entre otros, que disminuyen la eficiencia del proceso (Castro-García et al., 2016).

Por lo tanto, la reducción de la viscosidad de la solución polimérica (no deseable), es causada por la degradación, lo que afecta significativamente el rendimiento y la eficiencia del proceso. Lo anterior implica que se requieran de nuevas moléculas de polímero de mayor resistencia y/o aditivos con el fin de mejorar el proceso de recobro, especialmente en condiciones del yacimiento desfavorables de alta salinidad y temperatura. Los nuevos tipos de polímeros sulfonados resisten una mayor temperatura que el polímero convencional, sin embargo, temperaturas por encima de 90 °C (194 °F) siguen siendo un aspecto retador para esta tecnología

#### 2.2.2 Inyección de nanohíbridos de polímero

Las nanopartículas han sido evaluadas como aditivos en soluciones poliméricas, con el propósito de mejorar propiedades del polímero en su interacción fluido- fluido y roca- fluido, especialmente cuando se

presentan condiciones adversas del yacimiento. Los nanohíbridos de polímero son de gran interés debido a que combinan las ventajas de las nanopartículas inorgánicas con los polímeros orgánicos.

Corredor et al. (2019) proponen el acoplamiento de nanopartículas para mitigar las limitaciones propias de la inyección de polímeros. Presentan una revisión de las aplicaciones experimentales de nanohíbridos de polímero para EOR de la siguiente forma:

- Desarrollo de métodos de preparación de los nanohíbridos de polímero.
- Estudio de los diferentes mecanismos que conducen a una mejor recuperación del petróleo.
- Identificación de los desafíos y oportunidades para el futuro desarrollo de la aplicación de nanohíbridos de polímero en procesos CEOR.

La síntesis de los nanohíbridos de polímero conlleva diferentes métodos físicos y químicos a escala de laboratorio, con el fin de evaluar la interacción de las fases orgánicas (polímeros HPAM de PM ~12 MDa) y las fases inorgánicas (nanopartículas de sílice modificada con 2 % de 3-aminopropiltriethoxisilano APTES). La síntesis aumenta el costo total de la aplicación de este método, en comparación con la inyección de polímero sulfonado, sin embargo, de acuerdo a la literatura, los nanohíbridos de polímero podrían ser más eficientes.

Corredor et al. (2019) proponen la viabilidad económica de los nanohíbridos de polímero. El empleo de compuestos de nanohíbridos de polímero, produce efectos favorables en el medio poroso, como la reducción de la tensión interfacial (IFT) y la alteración de la mojabilidad de la roca. Adicionalmente, los nanohíbridos de polímero han exhibido una mayor estabilidad a altas temperaturas y salinidades. Las ventajas demostradas de inyectar una solución de nanohíbridos de polímero son atribuidas a la unión de las cadenas de polímero con las nanopartículas, adicionalmente, a las fuerzas electrostáticas, estéricas y electroestéricas que surgen en el proceso de inyección de los nanohíbridos en la superficie de la roca y la protección que las nanopartículas ejercen sobre la superficie.

Por ser una técnica disruptiva en los procesos de recobro mejorado, para este estudio se seleccionaron los nanohíbridos de polímero como técnica para evaluar mediante simulación numérica de yacimientos el factor de recobro de un campo de crudo pesado colombiano, comparado con un proceso de inyección

de polímero sulfonado, sobre la misma línea base definida correspondiente al proceso secundario de inyección de agua.

### 2.3 Evaluación experimental

Los parámetros experimentales fueron obtenidos de estudios experimentales realizados en Colombia para cada tecnología. Para el caso de la solución polimérica sulfonada los parámetros fluido-fluido y roca-fluido fueron extraídos de los estudios de Castro et al. (2020a, 2020b) realizadas en condiciones del campo Chichimene. Por otro lado, los parámetros experimentales de los nanohíbridos de polímero fueron tomados de estudios previos donde se presenta la síntesis del nanomaterial y estudios de desempeño en recobro mejorado a diferentes condiciones (Corredor et al., 2021; Ruiz-Cañas et al., 2020a; 2020b), incluyendo un campo de crudo pesado (Corredor et al., 2024a).

Las soluciones de polímero y nanohíbridos de polímero son evaluadas experimentalmente de acuerdo a la práctica recomendada (American Petroleum Institute, 1990) con el fin de obtener los parámetros requeridos en la simulación numérica. Los parámetros medidos en laboratorio para determinar el desempeño de las soluciones corresponden a la reología de las soluciones poliméricas, el volumen poroso inaccesible (IPV), la adsorción dinámica, el factor de resistencia (RF) y el factor de resistencia residual (RRF). A continuación, se describen de manera reducida los parámetros requeridos 1. (Zhang & Seright, 2014):

- La adsorción residual y dinámica de polímero/nanohíbridos de polímero sirve para determinar de manera conjunta la retención, la adsorción y el entrapamiento del polímero en la roca, así como su velocidad de propagación en el yacimiento.
- El volumen poroso inaccesible (IPV) es el volumen poroso accesible al agua, pero inaccesible al polímero/nanohíbridos de polímero dependiendo de las propiedades del polímero y del medio poroso evaluado (Zhang & Seright, 2014).
- El factor de resistencia residual (RF) o reducción de movilidad modela la relación de la viscosidad aparente de la solución de polímero sulfonada/nanohíbridos de polímero, con respecto a la viscosidad del agua, a las mismas condiciones del yacimiento. El RF es calculado a partir de las mediciones de la presión durante la inyección como se presenta en la Ecuación 1.

$$RF = \frac{\Delta P_{Polimero}}{\Delta P_{Base}} \quad (1)$$

- El factor de resistencia residual (RRF) o reducción de permeabilidad en el yacimiento se traduce en la cantidad de veces que se reduce la permeabilidad relativa al agua en relación con la permeabilidad del petróleo en un medio poroso. El RRF se relaciona con los mecanismos de adsorción/ retención de la solución de polímero/ nanohíbridos de polímero y es estimado como se presenta en la Ecuación 2.

$$RRF = \frac{\Delta P_{Salmuera (post polimero)}}{\Delta P_{Base}} \quad (2)$$

La determinación de los parámetros RF, RFF, IPV y adsorción dinámica, junto a la evaluación reológica de las soluciones, son el input para la etapa de simulación numérica.

## 2.4 Simulación numérica del proceso CEOR

La simulación numérica de yacimientos permite predecir el comportamiento de la inyección de la solución de polímero sulfonada/ nanohíbridos de polímero, mediante la incorporación de los parámetros obtenidos en el estudio experimental (Castro-García & Daza, 2022).

Por lo tanto, en esta etapa se construyó un modelo numérico conceptual, estructurado por un patrón de inyección de 5 puntos invertido con espaciamento de 40 acres, conformado por un pozo inyector en el centro y cuatro pozos productores ubicados en los vértices. La simulación numérica se realizó en software comercial y se evaluaron tres escenarios:

- Inyección de agua (caso base).
- Inyección de polímero sulfonado.
- Inyección de nanohíbridos de polímero.

Las predicciones numéricas se realizaron inicialmente con la aplicación del proceso de inyección de agua seguido de un bache del 40 % de polímero o de nanohíbrido de polímero, el cual se encuentra en el rango de las aplicaciones de inyección de soluciones poliméricas en Colombia (Gutiérrez et al., 2024b). El objetivo fue comparar la eficiencia de cada proceso (el convencional y el disruptivo) posterior a un proceso de Waterflooding para poder comparar su eficiencia en las mismas condiciones de aplicación.

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad a los resultados de la predicción de la inyección del nanohíbrido de polímero, variando los parámetros

experimentales (adsorción, RRF, IPV, concentración) y las variables operativas (caudal y volúmenes porosos inyectados), con el fin de identificar los parámetros con mayor impacto en el incremento del factor de recobro.

## 3. Resultados y Discusión.

### 3.1. Selección del yacimiento de crudo pesado y alta temperatura

De acuerdo con la ANH (s/f), en septiembre de 2024 los 349 campos del país reportan una producción promedio de 751 mil barriles de petróleo por día. Con el objetivo de obtener una muestra representativa del Pareto de los campos productores del país, se filtraron los 17 campos con promedio superior a los 10000 BOPD, los cuales representan un 62 % de la producción del país. Adicionalmente, el 88 % de la producción de estos 17 campos corresponden a producción de crudo pesado, reafirmando el potencial de incremento de factor de recobro en crudos pesados.

De los campos Pareto, se seleccionó el campo Chichimene del bloque Cubarral de la cuenca de los Llanos Orientales (Meta). De acuerdo con la información publicada (Jiménez et al., Arenas et al., 2010, Solorzano et al., 2018; 2022; López Rojas & Uricocha Narvaez, 2018), el campo Chichimene posee las siguientes características:

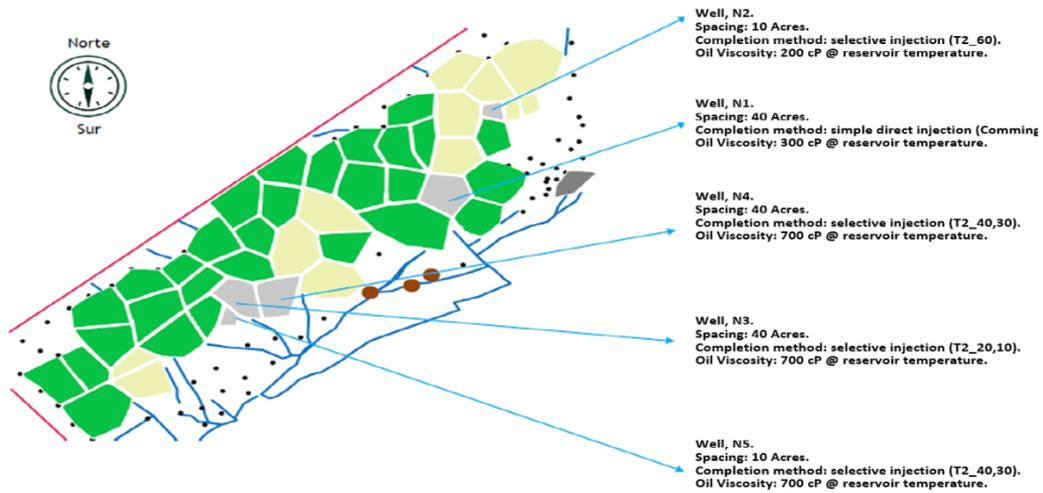
- Es uno de los campos con mayor producción y potencial de extracción de crudo pesado de Colombia y su factor de recobro es bajo.
- Relación de movilidad de agua/ petróleo desfavorable debido a la alta viscosidad del crudo.
- Produce de las arenas T2 de la formación San Fernando, las cuales tienen alta heterogeneidad y alta temperatura.
- En el año 2013 se inició el proceso de inyección de agua, posteriormente masificado al campo.
- En el año 2015 se inició piloto de inyección de polímeros como método CEOR.

Debido a las características estáticas y dinámicas del yacimiento, así como al mecanismo secundario de recuperación, se visualiza una gran oportunidad de incrementar el factor de recobro mediante procesos CEOR. La Tabla 1 resume algunas propiedades de la formación T2 del campo Chichimene (Jiménez et al., 2017; Arenas et al., 2010; Solorzano et al., 2018; 2022; López Rojas & Uricocha Narvaez, 2018).

**Tabla 1.** Propiedades de las arenas T2 de la formación San Fernando.

Propiedades	Valor
Profundidad (ft TVDSS)	6000
Presión de reservorio (psi)	3100
Salinidad (ppm)	200–2000
Temperatura (°F)	188–204
Gravedad API (°API)	7–9
Viscosidad (cP)	300–700
GOR (scf/STB)	50–300
Porosidad (%)	12–18
Permeabilidad (mD)	500–1600
Sw Inicial (%)	18

La Figura 3 presenta el primer patrón del campo sometido a inyección de polímero (Well, N1) en el año 2015 (Jiménez et al., 2017) y que también corresponde al sector piloto identificado para el presente estudio (Solorzano et al., 2022).



**Figura 3.** Localización patrones de inyección de polímero (Figura tomada de Solorzano et al., 2022)

### 3.2. Selección método de recobro mejorado

El proceso de inyección de agua en el campo Chichimene inició en el año 2013. Posteriormente en el septiembre de 2015 se inició un piloto de inyección de polímero sulfonado, el cual tiene la particularidad de ser el primero en el mundo que se hace en yacimientos de crudo pesado a alta temperatura y alta profundidad (Jiménez et al., 2016).

El piloto inyectó una solución polimérica sulfonada a una concentración de 2000 ppm con el fin de obtener una viscosidad en cabeza de pozo del orden de los 30 cP, reduciendo la relación de movilidad agua-petróleo de rangos entre 50 – 90 a valores entre 5 – 10. En la implementación del piloto se presentó al desafío que implica la alta viscosidad de petróleo y la alta temperatura del yacimiento, sumado al reto de mantener el agua en condiciones óptimas durante el proceso de mezcla e inyección, con el objetivo de

mitigar la degradación térmica y química de la solución polimérica inyectada (Jiménez et al., 2016).

Dorado et al. (2023) realizaron una evaluación experimental del efecto de un nanohíbrido de polímero sobre la mojabilidad en un campo de crudo pesado colombiano debido a que se presenta una baja movilidad del crudo pesado recuperable y con altos cortes de agua. Los resultados de las pruebas roca- fluido evidencian que el sistema es capaz de alterar la mojabilidad de la formación, favoreciendo el recobro de hidrocarburo. Adicionalmente, los nanohíbridos de polímeros se presentan como una alternativa en los métodos CEOR que permiten mejorar las propiedades de las soluciones poliméricas en su reología, en la relación de movilidad, en la tensión interfacial, en la mojabilidad y en los efectos degradativos, entre otras (Corredor et al., 2019; 2024a; 2024b).

Considerando las características particulares de roca y fluido de la formación T2 del campo Chichimene, se seleccionó el proceso de inyección de solución de polímero sulfonado y nanohíbridos de polímero como alternativas para mejorar la recuperación de hidrocarburos del campo.

### 3.3. Evaluación experimental

Esta sección resume los resultados de la evaluación experimental fluido- fluido y roca- fluido de la inyección de polímero sulfonado (Castro-García et al., 2020a; 2020b) y la inyección de nanohíbridos de polímero (Corredor et al., 2024a; 2024b; Corredor et al., 2021; Ruiz-Cañas et al., 2020a; 2020b).

La Tabla 2 resume los parámetros experimentales y los parámetros operativos de caudal de inyección y el volumen poroso inyectado de soluciones poliméricas que fueron usados en el estudio de simulación numérica (Solorzano et al., 2022).

Es importante resaltar que experimentalmente las soluciones de nanohíbridos de polímero presentaron mejor desempeño fluido- fluido (reología de las soluciones) pero en algunos casos menor desempeño roca- fluido (RF, RFF, IPV y adsorción dinámica) que las soluciones poliméricas, por lo tanto, la inyección de nanohíbridos de polímero se realizó sensibilidad de todos los parámetros experimentales en el modelamiento numérico.

**Tabla 2.** Parámetros experimentales y operativos input del modelo de simulación de yacimientos.

Parámetro		Polímero	Nanohíbridos de polímero
Adsorción máxima (ug/g roca)	ADMEXT	10,4	9,94–16,5
Adsorción (ug/g roca)	ADRT	5,2	4,97–8,2
Factor de resistencia residual	RRFT	1,8	1–4
Volumen poroso accesible (fracción)	VPA (1-IPV)	0,78	0,6–0,9
Concentración (ppm)	Concent	2500	500–2000
Caudal de Inyección (bbl/d)	Qinj	2500	1500–2500
Volumen poroso inyectado (fracción)	Vol_Poly	0,4	0,4–0,5

### 3.4. Simulación numérica del proceso CEOR

#### 3.4.1. Modelo conceptual

Se generó un modelo numérico conceptual, en donde se integraron las propiedades básicas del campo Chichimene, así como los parámetros operativos y experimentales presentados en la Tabla 2.

La Tabla 3, presenta las propiedades estáticas y dinámicas del modelo conceptual (Jiménez et al., 2017; Arenas et al., 2010, Solorzano et al., 2018; 2022; López Rojas & Uricoechea Narvaez, 2018). y la Figura 4 presenta el Grid de simulación y la distribución de porosidad en la malla establecida para modelar el medio poroso del patrón de inyección seleccionado, el cual representa la heterogeneidad de las arenas T2 de la formación San Fernando. Se pueden observar valores de porosidad baja (12 %), media (17 %) y alta (18 %).

**Tabla 3.** Propiedades del modelo conceptual y Grid de Simulación.

Propiedad	Valor
Longitud del Grid (ft)	2000
Ancho del Grid (ft)	400
Espesor de arena (ft)	100
Porosidad (%)	12–18
Volumen poroso (MBbl)	18,83
Dimensiones del Grid	100x100x50
Profundidad (ft)	6000
Presión (psi)	3100
Número de pozos	5
Saturación inicial de agua (%)	18
Temperatura de Yacimiento (°F)	188–204
Kv/Kh	0,1
Permeabilidad Horizontal (mD)	500-1600
Viscosidad de petróleo (cP)	500-1200

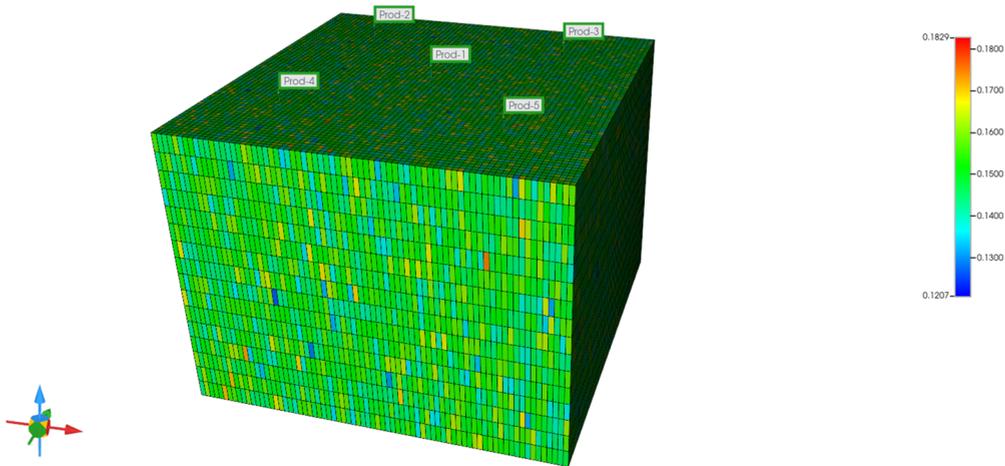


Figura 4. Modelo conceptual de simulación numérica.

### 3.4.2. Resultados determinísticos

Una vez construido el modelo conceptual se evaluó numéricamente el comportamiento primario y secundario mediante inyección de agua en el patrón invertido de cinco puntos (caso base). En ese sentido, el caso base se generó representando producción primaria por un periodo de 28 años y posteriormente un proceso de inyección de agua con un caudal de inyección de agua de 1000 bbl/d por un periodo de 4 años.

Posteriormente se evaluó el comportamiento de inyección de polímero e inyección de nanohíbridos de polímero para estimar el comportamiento de producción incremental de petróleo y por ende del incremento del factor de recobro. Tanto el proceso de inyección de polímero como el proceso de inyección de nanohíbridos de polímero se realizaron a 2500 bbl/d hasta alcanzar un bache de 0,4 volúmenes porosos inyectados (equivalente a 8,2 años debido al alto espaciamiento actual de 40 acres). Posteriormente se inyecta agua hasta el año 2050.

La Figura 5, presenta la producción acumulada de petróleo obtenida. El resultado determinístico presenta que la inyección de la solución de polímero sulfonado incrementa la producción de petróleo en 2,16 millones de barriles (línea verde punteada) y la inyección de nanohíbridos incrementa la producción de petróleo 3,46 millones de barriles (línea naranja) sobre el caso base (línea verde continua). Esto representa un factor de recuperación incremental del 1,8 % para el polímero y del 2,9 % de la solución de nanohíbridos de polímero.

La inyección de nanohíbridos genera un mayor factor de recobro incremental, sin embargo, el incremento de producción es más tardío que la inyección de polímero sulfonado debido a que los nanohíbridos exhiben mayor RRF en el medio poroso, lo que genera un mejor barrido volumétrico.

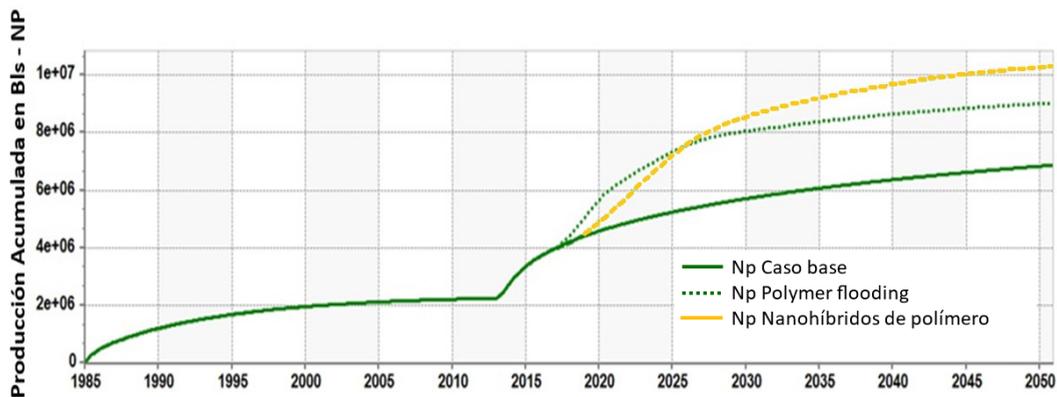


Figura 5. Producción acumulada de petróleo.

### 3.4.3. Resultados estocásticos

Debido a la buena respuesta obtenida en la simulación determinística, se realizó simulación probabilística de diferentes escenarios de inyección de nanohíbridos de polímero, tomando como referencia metodologías reportadas en la literatura (Castro-García et al., 2023; Miranda Jaimes & Molina Agon, 2017; Pastrana et al., 2014; Poveda et al., 2023), donde se incluyeron rangos en los parámetros experimentales y operativos (Tabla 2), con el fin de realizar un análisis de sensibilidad y visualizar

los parámetros que más impactan el factor de recobro incremental obtenido para el campo Chichimene.

La Figura 6, presenta la producción acumulada de petróleo obtenida en el caso base (línea negra) y el resultado probabilístico de la producción acumulada de petróleo obtenida por la inyección de los nanohíbridos de polímero (líneas azules). Se resalta que en algunas predicciones probabilísticas se obtiene una menor producción acumulada que la obtenida con inyección de polímero sulfonado.

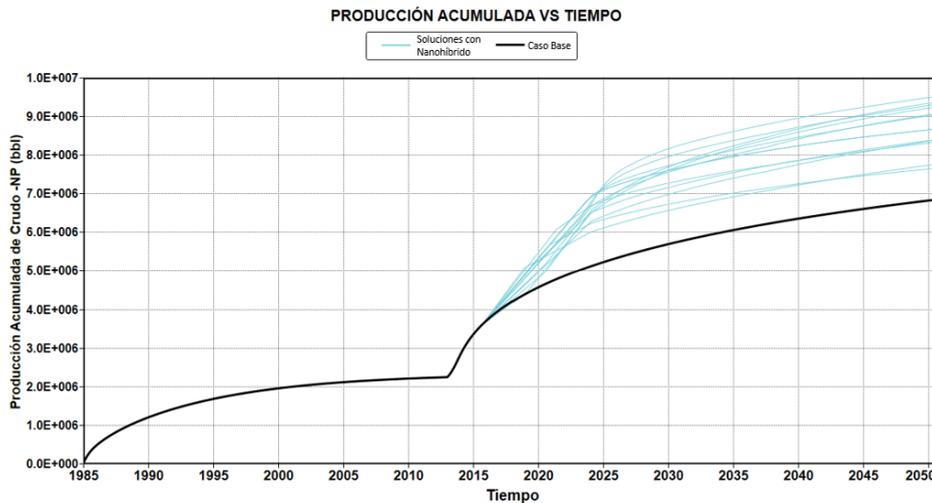


Figura 6. Sensibilidad de la producción acumulada de petróleo.

La Figura 7 presenta el histograma y el comportamiento de la frecuencia acumulada de la producción acumulada de petróleo, el cual no tiene una distribución definida.

De acuerdo al análisis, la densidad probabilística de la producción acumulada de petróleo tiene una mayor agrupación hacia el P-90.

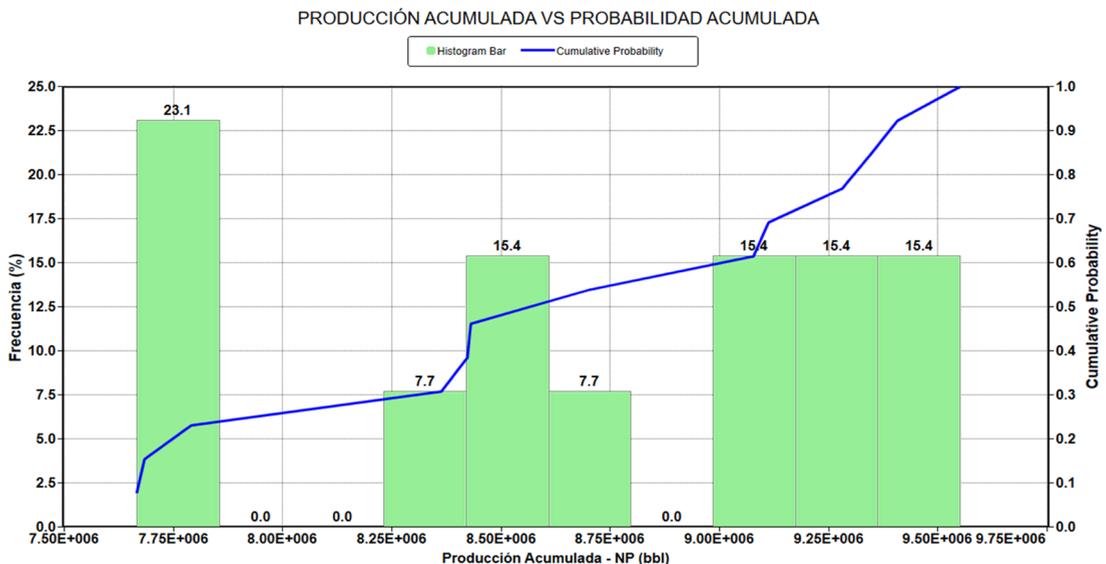


Figura 7. Histograma de la producción acumulada de petróleo.

Finalmente, el modelo probabilístico se utilizó para analizar los parámetros que influyen el factor de recuperación de petróleo incremental, representando

la sensibilidad de los parámetros mediante el gráfico de tornado presentado en la Figura 8.

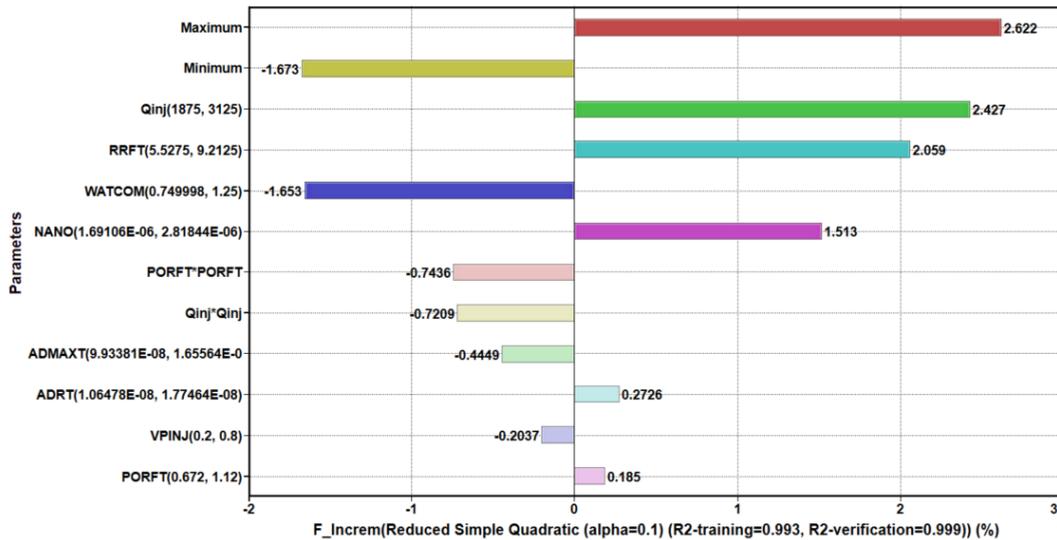


Figura 8. Gráfico de tornado asociado al factor de recobro incremental de la inyección de los nanohíbridos de polímero.

De acuerdo con el análisis el caudal de inyección (Qinj), el factor de resistencia residual (RRFT), y la concentración (NANO) de los nanohíbridos de polímero son las variables que tienen un impacto relevante en la producción de petróleo, y, por ende, en el factor de recobro incremental. Se determinó que la variable operativa del caudal de inyección tiene mayor incidencia que la concentración del nanohíbrido; sin embargo, el incremento del factor de recobro no dependerá solamente de la tasa de inyección sino de la sinergia con las características reológicas del nanohíbrido de polímero estudiado (Corredor et al., 2024a; 2024b; Corredor et al., 2021; Ruiz-Cañas et al., 2020a; 2020b) y nuevos nanohíbridos sintetizados (Castro Garcia, 2024).

#### 4. Conclusiones

El presente estudio reporta los resultados de un estudio de simulación numérica conceptual del proceso de inyección de polímero sulfonado y nanohíbridos de polímero en un sector de las arenas T2 de la formación San Fernando del campo Chichimene.

De acuerdo a los resultados se visualiza la aplicabilidad técnica de la tecnología disruptiva de nanohíbridos de polímero, como una alternativa al proceso polymer flooding. Los resultados de la simulación numérica exhibieron que el nanohíbrido de polímero presenta un mejor comportamiento que la solución de polímero

sulfonado a una menor concentración. El factor de recobro incremental fue de 1,8 % para la solución de polímero sulfonado y del 2,9 % para la solución de nanohíbridos de polímero.

Se realizó un análisis de sensibilidad de las diferentes variables asociadas a la tecnología de los nanohíbridos de polímero, encontrando que los parámetros más influyentes en el factor de recobro incremental, son el caudal de inyección, el RRF y la concentración de los nanohíbridos.

En conclusión, bajo las condiciones evaluadas la inyección de nanohíbridos de polímero presentan un mejor desempeño que la inyección de polímero sulfonado. Sin embargo, es necesario realizar más estudios experimentales, de simulación numérica y técnico-económicos para mejorar el entendimiento de los nanohíbridos de polímero, estos estudios podrían evaluar el desempeño de inyección de baches alternados de polímero convencional y nanohíbrido de polímero.

#### 5. Contribuciones de los Autores

Conceptualización, J.A.F., M.R., A.R.; Metodología, A.R., R.H.C.; Validación, A.R., R.H.C.; Análisis Formal, J.A.F., M.R.; R.H.C.; Investigación; J.A.F., M.R., R.H.C., Redacción del borrador original, J.A.F., M.R.; Revisión y edición, R.H.C.; Visualización, J.A.F., M.R.; R.H.C.; Supervisión, A.R., R.H.C.

## 6. Agradecimientos

Los Autores agradecen a la Universidad de América y a la Revista Fuentes por permitirnos publicar este artículo como requisito de opción de grado de Maestría en Ingeniería de Yacimientos. Adicionalmente, queremos agradecer a nuestros directores M.Sc. Adriangela Romero y Ph.D. Rubén H. Castro por brindarnos el conocimiento, las herramientas y la asesoría para desarrollar nuestra tesis de maestría plasmada en esta publicación.

## Referencias

- Abril, J. K. C., & Camacho, M. C. G. (2018). *Estado del arte de las aplicaciones de la nanotecnología en el recobro mejorado*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s/f). *Módulo de Gestión de Reservas*. Recuperado el 22 de noviembre de 2024, de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/m%C3%B3dulo-de-gesti%C3%B3n-de-reservas/>
- American Petroleum Institute. (1990). *Recommended practices for evaluation of polymers used in enhanced oil recovery operations* (1st ed., June 1, 1990). American Petroleum Institute
- Arenas, F. G., Garcia, C. A., Prada, C. A., Leon, E. C., & Santos, N. (2010, December). A new inflow model for extra-heavy crude oils: case study chichimene field, Colombia. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-138934). <https://doi.org/10.2118/138934-MS>
- Badiri, S., Mahmoodi, O., Zakavi, M., & Anousha, A. (2022). Oil recovery improvement in heterogeneous layered reservoirs using polymer nanohybrids: a numerical approach. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 47(9), 11481-11503. <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06185-3>
- Benavides Figueroa, A. M. (2018). *Evaluación experimental del efecto del ion hierro (Fe<sup>2+</sup>) en soluciones poliméricas (hpam) de bajo peso molecular funcionalizadas con nanopartículas de sílice* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia.
- Bohórquez González, L. C., & Insignares Mantilla, J. J. (2021). Aplicación de la nanotecnología para la reducción de la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados: una revisión (Tesis de grado). Fundación Universidad de América.
- Castro-García, R. H., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A., & Villar, A. (2014). Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-169459). <https://doi.org/10.2118/169459-SP>
- Castro-García, R. H., Maya-Toro, G. A., Jimenez-Diaz, R., Quintero-Perez, H. I., Díaz-Guardia, V. M., Colmenares-Vargas, K. M., Palma-Bustamante, J. M., Delgadillo, C. L., & Pérez-Romero, R. A. (2016). Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 6(3), 71-90. <https://doi.org/10.29047/01225383.10>
- Castro-García, R. H., Llanos-Gallo, S., Rodríguez-Ardila, J. L., Quintero-Perez, H. I., Zapata, J. F., & Manrique, E. (2020a). Heavy oil and high-temperature polymer EOR applications. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 73-83. <https://doi.org/10.29047/01225383.258>
- Castro-García, R. H., Llanos-Gallo, S., Rodríguez-Ardila, J., Quintero, H. I., & Manrique, E. (2020b). Polymers for EOR application in high temperature and high viscosity oils: Rock-fluid behavior. *Energies*, 13(22), 5944. <https://doi.org/10.3390/en13225944>
- Castro-García, R.H., & Daza, J.A. (2022). Tecnologías de inyección de polímero HPAM: Review Colombia. *Oilproduction Net*.
- Castro-García, R. H., Espinosa, C., Gutiérrez, M., Rojas, D., García, J., Quintero, H., Corredor, L.M., Amado, J., Guerrero, C., Poveda, I., & Kazempour, M. (2023). Diseño de tratamientos de conformance profundo mediante simulación numérica de Polímeros de Activación Térmica (TAP). *Acipet, Cartagena, Colombia*.
- Castro-García, R. H. (2024). *Evaluación de las interacciones Biopolímero Escleroglucano (grado EOR), entrecruzador y nanopartícula basado en el comportamiento de las propiedades reológicas y desempeño en recobro mejorado* (Doctoral dissertation). Universidad Nacional de Colombia.
- Corredor, L. M., Husein, M. M., & Maini, B. B. (2019). A review of polymer nanohybrids for oil recovery. *Advances in colloid and interface science*, 272, 102018. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102018>

- Corredor, L. M., Ruiz-Canas, M. C., Rojas, J. A., Llanos, S., Castro-García, R. H., Quintero, H. I., Manrique, E., & Romero Bohórquez, A. R. (2021). Oil displacement efficiency of a silica/HPAM nanohybrid. *Energy & Fuels*, 35(16), 13077-13085. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c01489>
- Corredor, L. M., Escobar, S., Cifuentes, J., Llanos, S., Quintero, H. I., Colmenares, K., Espinosa, C., Delgadillo, C. L., Romero Bohórquez, A. R., & Manrique, E. (2024a). Effect of a SILICA/HPAM Nanohybrid on Heavy Oil Recovery and Treatment: Experimental and Simulation Study. *ACS omega*, 9(37), 38532-38547. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c03772>
- Corredor, L. M., Espinosa, C., Delgadillo, C. L., Llanos, S., Castro, R. H., Quintero, H. I., Castro, R. H., Quintero, H. I., Ruiz Cañas, M. C., Romero Bohórquez, A. R., & Manrique, E. (2024b). Flow Behavior through Porous Media and Displacement Performance of a SILICA/PAM Nanohybrid: Experimental and Numerical Simulation Study. *ACS omega*, 9(7), 7923-7936. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07476>
- Dorado, R., Jaimes, M., Cárdenas, J., Rodríguez, E., Rojas, J., Prada, A., Garnica, C., Corredor, A. F., Murcia, C., Villar, A., & Patiño, J. (2023). *Evaluación experimental y resultados de implementación de un Nanofluido alterador de mojabilidad en un campo de crudo pesado colombiano*. XX Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía, Cartagena, Colombia.
- El-Hoshoudy, A. N., Desouky, S. E. M., Betiha, M. A., & Alsabagh, A. M. (2016). Use of 1-vinyl imidazole based surfmers for preparation of polyacrylamide-SiO<sub>2</sub> nanocomposite through aza-Michael addition copolymerization reaction for rock wettability alteration. *Fuel*, 170, 161-175. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.036>
- Franco, C. A., Franco, C. A., Zabala, R. D., Bahamón, I., Forero, A., & Cortés, F. B. (2021). Field Applications of nanotechnology in the oil and gas industry: Recent advances and perspectives. *Energy & Fuels*, 35(23), 19266-19287. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02614>
- Gutiérrez, M., Castro, R. H., Corredor, L. M., Rojas, D. M., Jimenez, R., García, J. S., Reyes, J. D., Dueñas, D. E., Londoño, F. W., Llanos, S., Barbosa, C., Quintero, H. I., & Romero, J. (2024a). Channeling Control and Deep Chemical Conformance Technologies: Colombian and Global Treatments Review. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, D021S006R002. <https://doi.org/10.2118/218184-MS>
- Gutiérrez, M., Castro, R. H., Corredor, L. M., Fernández, F. R., Zapata, J., Jimenez, J. A., Reyes, J. D., Rojas, D. M., Jimenez, R., T. Acosta, T., Dueñas, D. E., Solorzano, P. L., Mayorga, H., Llanos, S., Quintero, H.I., & Garcia, H. A. (2024b). Chemical Enhanced Oil Recovery Experiences in Colombia: Field Pilots Review. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, p. D031S019R003. <https://doi.org/10.2118/218173-MS>
- Jiménez, R., Castro, R., Maya, G., Pérez, R., Delgadillo, C., García, H., León, F., & Cárdenas, F. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. *Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET* (pp. 18-20).
- Ju, B., Fan, T., & Ma, M. (2006). Enhanced oil recovery by flooding with hydrophilic nanoparticles. *China particulology*, 4(1), 41-46. [https://doi.org/10.1016/S1672-2515\(07\)60232-2](https://doi.org/10.1016/S1672-2515(07)60232-2)
- Kang, W. L., Zhou, B. B., Issakhov, M., & Gabdullin, M. (2022). Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs. *Petroleum Science*, 19(4), 1622-1640. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.010>
- Llanos Gallo, S. (2018). *Evaluación de un nanofluido base polímero de bajo peso molecular con nanopartículas modificadas con un surfactante para aplicaciones en recobro químico mejorado* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia.
- Liu, Z. X., Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y. J., Gao, M., Wang, Z. B., & Liu, W. L. (2020). Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107449. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107449>

- López Patiño, E. A. (2020). *Desarrollo de un modelo probabilístico de flujo de materia y transporte de escalares en yacimientos de hidrocarburos sometidos a inyección de nanofluidos* (Tesis de doctorado). Universidad Nacional de Colombia.
- López Rojas, A. D., & Uricoechea Narvaez, N. A. (2019). *Diseño de una metodología para la evaluación de la inyección de agua por pulsos para el campo Chichimene* (Tesis de grado). Fundación Universidad de América.
- Maghzi, A., Mohebbi, A., Kharrat, R., & Ghazanfari, M. H. (2011). Pore-scale monitoring of wettability alteration by silica nanoparticles during polymer flooding to heavy oil in a five-spot glass micromodel. *Transport in porous media*, 87, 653-664. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9696-3>
- Minenergía, Bogotá. *Hidrocarburos en tiempos de transición* (20 de Junio de 2023). Ministerio de Minas y Energía. Recuperado el 22 de noviembre de 2024. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/hidrocarburos-en-tiempos-de-transici%C3%B3n/>
- Miranda Jaimes, J. S., & Molina Agon, D. F. (2017). *Evaluación técnico-financiera de la inyección continua solvente-polímero mediante simulación numérica para un área piloto del Campo Chichimene* (Tesis de grado). Fundación Universidad de América.
- Miranda Olmedo, N. A. (2017). *Efecto de las nanopartículas en la inyección de agua con baja salinidad como un método novedoso de recuperación mejorada: Alteración de la humectabilidad* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia.
- Oh, M. H., So, J. H., & Yang, S. M. (1999). Rheological evidence for the silica-mediated gelation of xanthan gum. *Journal of colloid and interface science*, 216(2), 320-328. <https://doi.org/10.1006/jcis.1999.6325>
- Ospina Gómez, N. A. (2015). *Evaluación de la aplicación de nanofluidos para mejoramiento in-situ del crudo pesado* (Doctoral dissertation). Universidad Nacional de Colombia.
- Otalvaro Duque, J. G. (2015). *Síntesis y evaluación de un novedoso nanofluido basado en bio-surfactante para procesos de recobro mejorado de crudo pesado* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia.
- Pastrana, R., & Benavides, M. (2014). *Simulación de inyección de modificadores de humectabilidad en yacimientos de petróleo pesado* (Tesis de grado). Escuela Politécnica Nacional.
- Paucar Rojana, M. A. (2017). *Estudio sobre la aplicación de nanopartículas para mejorar la recuperación de hidrocarburos* (Tesis de grado). Escuela Politécnica Nacional
- Pizarro, A. D. (2018). *Nanofluidos para la recuperación mejorada de petróleo* (Tesis de grado). Universidad Nacional del Comahue.
- Poveda, I. D. , Guerrero-Martin, C. A., Espinosa, C., & Castro, R. H. (2023). Simulación numérica estocástica de tratamientos de conformance profundo usando polímero de activación térmica. *Fuentes, El reventón energético*, 21(1), 49-63. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n1-2023004>
- Rojas, D. M., Gutierrez, M., Dueñas, D. E., Martinez, M. A., Valovis, S., Londoño, F. W., Valencia, C. J., Salamanca, A. F., Vargas, J. C., Visbal, A., Salazar, S. S., Celis, S. A., Leon, D. F., Isaza, C. N., Alvarez, L. L., Amado, F. J., & Castro, R. H. (2023). Metodología de selección de pozos candidatos para tratamientos de conformance químico. *Fuentes, El reventón energético*, 21(2), 61-83. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n2-2023005>
- Rezk, M. Y., & Allam, N. K. (2019). Impact of nanotechnology on enhanced oil recovery: A mini-review. *Industrial & engineering chemistry research*, 58(36), 16287-16295. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b03693>
- Ruiz-Cañas, M. C., Quintero, H. I., Corredor, L. M., Manrique, E., & Romero Bohorquez, A. R. (2020a). Newnanohybridbased onhydrolyzedpolyacrylamide and silica nanoparticles: Morphological, structural and thermal properties. *Polymers*, 12(5), 1152. <https://doi.org/10.3390/polym12051152>
- Ruiz-Cañas, M. C., Quintero-Perez, H. I., Castro-García, R. H., & Romero-Bohorquez, A. R. (2020b). Use of nanoparticles to improve thermochemical resistance of synthetic polymer to enhanced oil recovery applications: A review. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 85-97. <https://doi.org/10.29047/01225383.259>

- Santamaria Torres, O. (2020). *Nanomaterial for the control of rheological properties of hydrolyzed polyacrylamide based polymeric solutions* (Tesis de doctorado). Universidad Nacional de Colombia.
- Sedaghat, M. H., Mohammadi, H., & Razmi, R. (2016). Application of SiO<sub>2</sub> and TiO<sub>2</sub> nano particles to enhance the efficiency of polymer-surfactant floods. *Energy sources, part a: recovery, utilization, and environmental effects*, 38(1), 22-28. <https://doi.org/10.1080/15567036.2012.740552>
- Solórzano, P., Ahmedt, D., Jaimes, C., Henao, W., Vega, S., Guerrero, C., Meza, E., & Dueñas, D. (2018). Selectivizing a Singled Bed Reservoir, A Successfully Application to Increase the Vertical Displacement Efficiency in a Heavy Oil Waterflooding Project. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*. D011S004R002. <https://doi.org/10.2118/191170-MS>
- Solorzano, P., Giosa, C., Rojas, C., Satizabal, M., Castañeda, L., Guerrero, C., Quintero, H., Zapata, J., Villar, A., & Feriz, E. (2022). Chichimene Field: A Successful Polymer Flooding Pilot in an Extra Heavy Oil Deep Reservoir with High Temperature. In *Fourth HGS/EAGE Conference on Latin America, 1*, 1-6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202282001>
- Suárez Pulido, M. (2016). *Caracterización de las variables críticas que afectan la retención de nanopartículas en medios porosos* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia.
- Sun, Y., Yang, D., Shi, L., Wu, H., Cao, Y., He, Y., & Xie, T. (2020). Properties of nanofluids and their applications in enhanced oil recovery: a comprehensive review. *Energy & Fuels*, 34(2), 1202-1218. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b03501>
- Taborda Acevedo, E. A. (2017). *Viscosity reduction of heavy crude oil through the addition of nanofluids on the non-thermal process* (Tesis de doctorado). Universidad Nacional de Colombia.
- Yousefvand, H. A., & Jafari, A. (2018). Stability and flooding analysis of nanosilica/NaCl/HPAM/SDS solution for enhanced heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 283-291. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.078>
- Zhang, G., & Seright, R. S. (2014). Effect of concentration on HPAM retention in porous media. *Spe Journal*, 19(03), 373-380. <https://doi.org/10.2118/166265-PA>