

Nanotechnology-based treatments for the inhibition and remediation of formation damage associated with water injection processes in Mature Fields

Autor(es): Walter Núñez (SIERRACOL ENERGY), Carlos Franco (ECOPETROL S.A.), Yaqueline Jaimes (SIERRACOL ENERGY), Frank Viveros A (UNALMED), Lady J. Giraldo (UNALMED), Jhon Gallego (UNALMED), Camilo A. Franco (UNALMED), Farid B. Cortés (UNALMED).

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Abstract

Nowadays, in the majority of mature fields, oil production is produced by waterflooding. Usually, the water injected can contain different suspended solids (SS), including the content of traces of greases and oil (GyA) for the case of use of produced water treated. The presence of SS and GyA in the injected water can lead to pore throat blockage in the near-wellbore causing lost injectivity with time and in some critical cases loss of productivity. Therefore, this study evaluates commercial nanofluids A, B, and C to restore and/or inhibit formation damage associated with water injection. The treatment's performance was evaluated through Zeta potential, organic dissolution tests, and water quality tests assessed for inhibition and remediation sceneries. The solid fraction obtained from the water quality test were analyzed by scanning electron microscopy (SEM-EDS) to identify the compounds. Coreflooding tests of injectivity (remediation of formation damage) and oil recovery were carried out at reservoir conditions in a representative core. Results showed that nanofluids A, B, and C present in the injection water increased the total volumes of water injected by 1.00, 3.12, and 3.88 times in comparison with the injection water in absence of the nanofluids; for the inhibition scenario and the remediation scenario, a complete restoration was obtained for all the nanofluids assessed after the damage stage. Nanofluids' effectivity was mainly attributed to their capacity for altering surface charges of solids and the dissolution of the organics fraction. Treatment B presents the best performance under an initial concentration of 1000 mg.L⁻¹ which achieves restoration of the injectivity up to 64% followed by a reinforcement injection at 500, 200, 100, and 60 mg.L⁻¹ where it maintains the injectivity. Also, an increase of 8% in oil recovery was obtained, being innovative since it's the first time that nanofluids are evaluated to improve injectivity and also obtain an incremental recovery at same time.

Introducción

Los procesos EOR representan la segunda etapa de producción de un campo petrolero. Uno de los procedimientos más comunes es la inyección de agua "Waterflooding", con el cual se logra un recobro entre 20-40 % de las reservas totales disponibles (Yuan & Wood, 2018). Sin embargo, la inyección de agua trae consigo potenciales mecanismos de daño como lo son: i) Daño mecánico inducido ii) interacciones entre la roca y el agua de inyección. iii) Efectos de permeabilidad relativa. iv) daño biológico inducido. v) interacciones fluido-fluido entre el agua de inyección y los fluidos de yacimiento (Bennion et al., 1994). En el presente estudio el caso de interés será el de daño mecánico inducido por inyección de sólidos, en el que el agua de inyección puede provocar daños en la formación como el bloqueo de los canales de flujo, precipitación de material inorgánico, agregación de material particulado y esto como consecuencia finalmente un aumento en la presión de inyección, la cual puede exceder la presión de fractura creando canales preferenciales y por ende una baja distribución del fluido evitando las zonas de contacto de interés (Bennion et al., 1994; Khatib, 1994).

Este escenario daño mecánico inducido por inyección de sólidos puede ser aún más crítico si además de sólidos inorgánicos se presentan orgánicos, es decir grasas y aceites en el agua de inyección. Esto principalmente debido a la interacción de cargas superficiales en los sólidos presentes en el agua de inyección los cuales a medida que las partículas de grasa recubren los sólidos aumenta la cohesión con otras partículas de la misma naturaleza provocando el aumento del tamaño y con ello disminuyendo el flujo en el medio poroso que

a su vez provoca su acumulación en la cara del pozo y las gargantas porales al interior del medio reduciendo la permeabilidad del medio poroso hasta en un 50%. Este efecto puede evidenciarse principalmente en los cambios de la presión de inyección y en el flujo a través del medio poroso (Davarpanah & Mirshekari, 2019; Khatib, 1994; Pang et al., 1997). Con esto en mente, uno de los objetivos en la mejora de la calidad del agua es disolver completa o parcialmente las grasas y aceites presentes en el agua de inyección mitigando la formación de aglomerados en la cara del pozo y en el medio poroso. Dentro de este panorama determinar las propiedades físicas y químicas del agua de inyección (composición, distribución de tamaño de sólidos) y del cake (tipo de sólidos, composición, estructura) son requeridas para predecir posibles problemas en estos procesos de waterflooding. Este comportamiento de los sólidos suspendidos está relacionado con las propiedades físicas del medio poroso y sus características representativas (porosidad, tamaño de garganta, permeabilidad). Así, a condiciones de flujo de alta velocidad, se puede obtener dos comportamientos distintos de los sólidos en el proceso de inyección, 1) la formación de una retorta externa provocada por sólidos de un tamaño superior al 33% del tamaño de la garganta del poro en la cara del pozo y 2) una retorta interna con sólidos de tamaño entre el 33 – 14 % del tamaño de la garganta poral (Bennion et al., 1994; Dambani et al., 2014; Pang et al., 1997), donde a su vez se pueden presentar dos escenarios: a) cuando el tamaño del sólido que invade se aloja en las cavidades del poro y provoca la depositación/adhesión de otras partículas hasta rellenar completamente el poro y b) cuando la partícula se aloja en la garganta poral interna provocando una pérdida del flujo más acelerada. Como caso adicional, material particulado con un tamaño inferior al 14% del tamaño de la garganta del poro no presenta problemas (Bennion et al., 1994).

En vista de los problemas asociados a la inyección de sólidos en el agua, las soluciones convencionales se remontan desde el uso de diferentes filtros en línea que suelen ser más costosos entre más fino sea el mallado de este (Shumbera et al., 2003); hasta adicionar tratamientos químicos como biocidas, clarificador, inhibidor de incrustaciones y corrosión, clarificantes, entre otros, lo que genera una carga adicional al fluido de inyección. Disminuir las cantidades iniciales potencializando la química inicial siempre ha sido un gran reto para la industria. Diferentes autores presentan un estudio focalizado en la estabilidad de finos en yacimiento (Madadzadeh et al., 2022), logrando excelentes resultados mediante una modificación de las cargas superficiales de estos disminuyendo su movilización y aglomeración a través del medio poroso. Incluso el uso de nanotecnología se ha visto en procesos de recobro mejorado (EOR) para mejorar tratamientos en cuanto al efecto en tensión interfacial y humectabilidad (Cheraghian & Hendraningrat, 2016; G. Cheraghian, 2015; Negin et al., 2016). Así, el uso de nanopartículas en los procesos de inyección de agua se ha enfocado en único proceso, recobro o estabilidad de finos dentro del medio poroso, pero no se ha realizado un estudio de un tratamiento doble propósito para remediar/inhibir la pérdida de inyectividad y a su vez lograr un efecto en el recobro de crudo.

De esta forma, el objetivo de este estudio es el uso de tratamientos comerciales potencializados con nanopartículas logrando dos efectos simultáneamente: mitigar/remediar el daño de formación causado asociado a la calidad del agua de inyección y aumentar el recobro inicial de crudo, esto, mediante la estabilización de los finos y/o disolviendo las grasas y aceites presentes en el fluido de inyección mitigando/remediando el daño en la formación; y a su vez reduciendo la tensión Interfacial (IFT) y alterando la humectabilidad del medio poroso respectivamente. Curvas de calidad del agua se realizarán para confirmar el efecto en remoción e inhibición de daño de los tratamientos potenciados con nanopartículas, medidas de potencial Zeta y pruebas de disolución de sólidos orgánicos también se realizaron con el objetivo de mirar entender los mecanismos de acción de estos tratamientos. Por otro lado, medidas de tensión interfacial, ángulos de contacto se llevaron a cabo con el fin de evaluar el número capilar y por tanto, su efecto adicional en recobro. Finalmente, se realizaron pruebas dinámicas de remoción de daño y de recobro con el tratamiento para confirmar el doble propósito que se podría alcanzar con el tratamiento finalmente elegido y sintonizado. La aplicación de este proyecto se enfocará en el Campo Cira-Infanta, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, y está sujeto a inyección de agua como sistema de recobro. Históricamente se ha identificado pérdidas de inyectividad en pozos inyectoros debido al taponamiento por depositación de compuestos orgánicos e inorgánicos. Por lo anterior existe, surge la necesidad de iniciar una estrategia de identificación, limpieza y mitigación de este tipo de depósitos que incentiva el uso de estrategias novedosas basadas en nanotecnología.

Materiales y Metodología

Materiales. El agua de inyección en el medio poroso fue suministrada por dos empresas de la industria petrolera, la cual fue tomada directamente de los campos colombianos. Tres tratamientos comerciales de base nanotecnológica suministrados por una compañía prestadora de servicio fueron usados para determinar el efecto de mitigación/remediación y recobro del agua de inyección. Para recrear el medio poroso a condiciones de baja presión y baja temperatura (LP/LT) a condiciones estáticas se usó un Papel Filtro, diámetro 3-1/2 (9.0 cm) BX/100, grado 50, mientras que para las condiciones de alta presión y temperatura (HP/HT) un filtro de Cerámica con tamaño de garganta de poro de 10 micrones fue usado. Una muestra de un crudo intermedio colombiano con 27°API fue usada para la prueba, el cual se midió empleando el procedimiento descrito en la norma ASTM-1250. El análisis SARA correspondiente a Saturados,

Aromáticos, Resinas y Asfáltenos se realizó empleando el procedimiento estándar IP 469 usando un TLC-FID latroscan MK6 (Latron labs Inc, Tokyo, Japón) revelando una composición de 47.82%, 30.18%, 20.80%, y 1.20% respectivamente. Finalmente, el núcleo representativo del yacimiento usado en las pruebas dinámicas se replicó a partir de una mezcla de arenas.

Métodos.

Caracterización de fluidos. La tensión superficial se midió usando la técnica del anillo de du Nouy la cual tiene en cuenta la fuerza necesaria para que el anillo atraviese de la fase líquida a la gaseosa y la densidad fue medida usando una sonda de densidad acoplada al tensiómetro Attension Sigma 702 (Biolin Scientific). Los grupos funcionales fueron identificados empleando la técnica de espectroscopia infrarroja de la Transformada de Fourier (FTIR) usando el equipo IRAffinity-1s (Shimadzu, Japan). El pH se midió usando un pH metro (Horiba Navih, United States) y para determinar el tamaño y distribución de los sólidos presentes en el agua de inyección se empleó un Hydro 2000MU (A) y el software Mastersizer 2000 Versión. 5.60 respectivamente, el análisis químico completo se realizó mediante métodos estandarizados.

Caracterización de sólidos. Los sólidos presentes en las muestras de agua suministradas se extrajeron mediante procesos de filtrado los cuales fueron secados a temperatura ambiente. Una vez las muestras estuvieron secas se determinó la morfología de los sólidos y la presencia de elementos químicos mediante espectroscopia electrónica de barrido (SEM) y espectroscopia de energía dispersa (EDS) empleando el equipo Phenom XL G2 Desktop SEM (ThermoFisher Scientific, Unite States).

Interacción roca – fluido. Las interacciones roca – fluido se analizaron evaluando el potencial Z mediante la redistribución de las cargas superficiales de los sólidos al aditivar el agua de inyección a diferentes concentraciones (50, 100, 150 y 200) del tratamiento seleccionado usando un NanoPlus - 3 (Micromeritics, United States). Finalmente, la evaluación de los cambios en la humectabilidad se midió usando el método de la gota de sessile antes y después de la influencia de los tratamientos a diferentes concentraciones (20, 100, 150, 200, 1000 $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$) a condiciones de superficie con un Tensiómetro óptico Attension Theta (Biolin Scientific, Finland). Para el proceso de restauración, los núcleos fueron inmersos en una solución tratamiento salmuera – tratamiento por 12 H a temperatura de yacimiento (150 F).

Estimación Número capilar. La definición de número capilar (Ca) está fuertemente relacionada con la capacidad de recobro en procesos EOR. Teniendo en cuenta la influencia de las fuerzas viscosas y capilares la cantidad de aceite residual recobrado aumenta con un número capilar de mayor magnitud, donde mediante la variación de diferentes parámetros puede conseguirse un mejor escenario, así, el Na puede expresarse como un número adimensional usando la siguiente expresión matemática $N_c = v\mu / \sigma\cos\theta$ donde v ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$) es la velocidad media del fluido en el medio poroso, μ ($\text{Pa}\cdot\text{s}$) es la viscosidad del fluido de desplazamiento, σ ($\text{N}\cdot\text{m}^{-1}$) es la tensión interfacial (IFT) y θ corresponde al ángulo de contacto que hace referencia a la humectabilidad de la roca. Dentro de las capacidades experimentales dispuestas, parámetros como cambios en la humectabilidad y tensión interfacial pueden ser modificados.

Pruebas de inyección estática a condiciones de LP/LT y HP/HT. Para determinar el efecto de los tratamientos en la capacidad de inhibición y/o remediación del daño se agrega el tratamiento al agua de inyección a una concentración de $150 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, posterior a esto, la mezcla es agitada a 400 rpm por 40 minutos. El proceso consta de la inyección del agua empleando una prensa de baja presión y baja temperatura (LP/LT) (Fann, Texas, USA) planteando dos escenarios posibles de acción: A) la inyección del agua aditivada a una única concentración de los diferentes tratamientos suministrados y B) la generación del daño para ser sometido a un tiempo de remojo de 30 minutos con el tratamiento puro y una posterior inyección con el agua aditivada (Daño – Remojo – Restauración). Finalmente, una filtro prensa de alta presión y alta temperatura (HP/HT) (Fann, Texas, USA) fue usada para replicar el mejor escenario del Sistema Daño – Remojo – Restauración a condiciones de 400 psi y 110 °F variando el tiempo de remojo de 0.5 y 2 horas.

Pruebas dinámicas. Las pruebas dinámicas se realizaron con la selección del mejor tratamiento en las pruebas estáticas usando el agua de inyección suministrada y con núcleos representativos del yacimiento estudiado (**Ver tabla 1**). La evaluación del efecto de tratamiento a condiciones relevantes se realizó en dos secciones: A) Para determinar el efecto de la remediación/inhibición del daño causado por el agua de inyección se inyecta salmuera hasta alcanzar la condición de daño, seguido de esto se inyecta 5, 3, 3, 10 volúmenes porosos (V_p) a una concentración del tratamiento de 1000, 500, 200, 100 y 60 $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ respectivamente, finalmente se inyecta la salmuera sin aditiva para determinar el efecto de perdurabilidad del tratamiento. B) La segunda sección determina el efecto del tratamiento en un proceso EOR donde se determinó inicialmente la K_{abs} y K_o llegando a condición de S_o , seguido de esto se inyectó la salmuera sin aditivar con el objetivo de obtener el recorvo inicial hasta alcanzar una condición de S_{oi} y replicar el daño de formación. Posterior a esto se inyectaron 2, 2, 5 volúmenes porosos a una concentración del tratamiento de 500, 750, 1000 $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ respectivamente del fluido de inyección aditivado. Finalmente se procedió con la inyección de salmuera sin aditivar para determinar el recobro incremental.

Tabla 1. Propiedades del medio poroso usado para las pruebas dinámicas y las condiciones de prueba.

Propiedades del núcleo			
L (cm)	D (cm)	ϕ (%)	Kabs (mD)
7	3,8	23	679
Condiciones de prueba			
P_Sobrecarga (psi)	P_Poro (psi)	T (°F)	Q (mL/min)
900	700	107	1.5

Resultados y discusión.

Caracterización de fluidos

Agua de inyección. Las propiedades más relevantes para analizar la calidad del agua de inyección se muestran en la **Tabla 2**. Propiedades como la alcalinidad y acidez total presentan valores estándar que no podrían afectar en gran medida a los procesos de recobro, a su vez, estos parámetros influyen fuertemente a las medidas de pH donde se favorece un ambiente alcalino, ya que como se muestran en estudios pasados (Abdi et al., 2022; Kumar et al.1989) la inyección de agua de baja salinidad permite aumentar el recobro de crudo. Por otro lado, el agua de inyección presenta una elevada salinidad que a su vez se ve reflejado en la conductividad de esta lo que puede favorecer la interacción entre los sólidos presentes en el fluido, estimulando su aglomeración o dispersión dependiendo de las cargas superficiales de estos mismos. Finalmente, la concentración de sólidos es medida clasificándolos en tres grupos diferentes, sólidos disueltos, sólidos volátiles y los sólidos totales obteniendo una media de turbidez de 74.4 N.T.U la cual corresponde a color turbio con alto contenido de material particulado. Dentro de la caracterización del agua de inyección se determina la distribución del tamaño de los sólidos suspendidos (**Ver figura 1**), presentando una distribución normal donde el tamaño predominante en las muestras suministradas es de 15 μm , al comparar el tamaño de los sólidos con el tamaño de poro de los materiales usados en las pruebas de calidad del agua (2.4 μm) permite generar el daño con mayor rapidez, obteniendo una recreación a escala del daño inducido por procesos de inyección. Este parámetro es uno de los más relevantes ya que mediante esta distribución se puede estimar el tiempo de vida que puede tener un proceso de inyección, relacionando parámetros como la velocidad de saturación de la cara del pozo y la pérdida de inyectividad.

Tabla 2. Propiedades físicas y químicas del agua suministrada.

Parámetro	Resultado
Alcalinidad Total (mg CaCO ₃ /L)	105.42
Acidez Total (mg CaCO ₃ /L)	199.72
Cloruros (mg Cl-/L)	12271.23
Conductividad ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	31900
Nitratos (mg/L N-NO ₃ -)	31.12
pH (U pH)	6.482
Sólidos disueltos totales (mg SDT/L)	20127.14
Sólidos totales (mg ST/L)	23466.5
Sólidos totales Volátiles (mg/L)	4726
Turbiedad (N.T.U.)	74.4

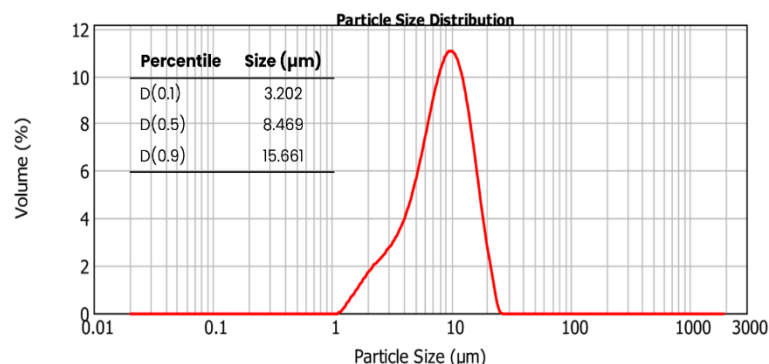


Figura 1. Distribución del tamaño de sólidos dispersos en el agua de inyección.

Caracterización de Tratamientos. La caracterización de los tratamientos empleados consiste en densidad, tensión superficial (ST) y pH. De acuerdo con los resultados obtenidos y teniendo en cuenta que los tratamientos tienen el mismo fluido base con diferente concentración de nanopartículas, variando desde 1000, 5000 y 10000 mg*L⁻¹ para A, B y C respectivamente, los resultados pueden ser resumidos en un componente, ya que la adición de las nanopartículas no afecta estos parámetros base (Betancur, et al., 2019). Los tratamientos presentan un pH cercano a un valor neutro, este parámetro es completado con los cambios en el potencial Z donde dependiendo de la inclinación de las cargas superficiales estos pueden estabilizarse en el medio acuoso sin generar aglomeración entre ellos. En cuanto a la ST se observa que una gran capacidad de disminuir la tensión interfacial entre el fluido de inyección y el crudo en el yacimiento debido a que son valores inferiores al del agua.

Tabla 3. Propiedades generales del tratamiento.

	Densidad (g/cc)	ST (Dyna/cm)	pH
A, B y C	0.9649	25.97	7.86

En la **Figura 2** se puede observar bandas características principalmente de grupos CH, OH y COC, lo cual se puede asociar a la presencia de componentes orgánicos y alcoholes dentro de la formulación de los tratamientos proporcionados. A partir de la magnitud de la banda observada para el grupo funcional OH se puede inferir un mayor contenido de compuestos con grupos hidroxilo para los tratamientos. Como se mencionó anteriormente, debido a la similitud del componente base los tratamientos se tiende a inferirse que su comportamiento en la estabilidad de sólidos es variado debido a que la diferencia entre los tratamientos es la cantidad de nanomateriales de la misma naturaleza los cuales no afectan las señales principales en el espectro FTIR (Betancur, et al., 2019), sin embargo, la intensidad con la que las diferentes bandas se presentan en la gráfica puede variar el comportamiento del tratamiento una vez esté en contacto con el agua de inyección.

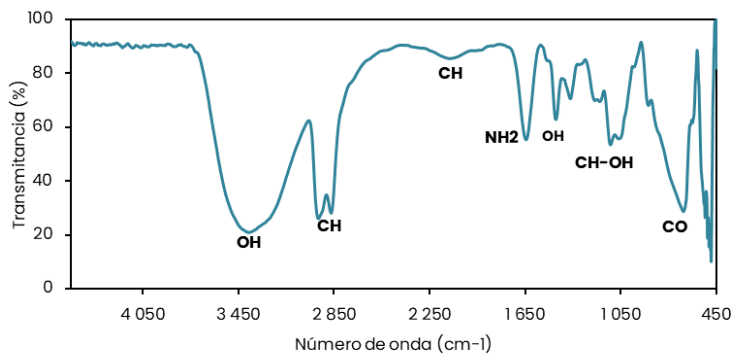


Figura 2. FTIR para los tratamientos suministrado A.

Caracterización de sólidos. La recolección de sólidos se realizó mediante un proceso de filtrado manteniendo un flujo constante de 8 mL/h registrando una presión de 45 psi. Este proceso se llevó a cabo hasta alcanzar la presión máxima del sistema (110 psi) con el fin de mantener el flujo inicial equivalente, lo que equivale a una presión de 255% más alta que la presión inicial. Una vez se obtiene una concentración de sólidos considerable en el papel filtro son secados a temperatura ambiente y son sometidos a los respectivos análisis.

Microestructura y análisis elemental de los sólidos. La **Figura 3** muestra imágenes de la microscopía electrónica de barrido (SEM) de los sólidos obtenidos en el papel filtro después del proceso de secado. En la **Figura 3 A-C** se aprecia una acumulación de sólidos homogéneas, lo que genera una rápida obstrucción del medio poroso disminuyendo la capacidad de flujo. Adicional a esto, este comportamiento concuerda con el aumento de la presión mencionado anteriormente. La similitud en el proceso de llenado se debe a una semejanza en los tamaños de los sólidos presentes en el agua de inyección, lo que se corrobora con la mínima amplitud de la campana en la distribución de tamaño presentado en la caracterización del fluido (**Ver sección agua de inyección**). Por otra parte, la presencia de grietas en las muestras se debe al proceso de secado del material particulado, lo que no influye en la capacidad de flujo en el momento de la prueba ya que es un comportamiento diferente. Seguido de esto, en la **Figura 3D** hace referencia a la espectroscopia de energía dispersa (EDS) presentando los tipos de elementos químicos que se pueden encontrar en los sólidos acumulados de acuerdo con su coloración. A pesar de que la muestra fue analizada directamente desde el papel filtro, el cual es a base de celulosa, los resultados no presentan rastros de compuestos de carbono (coloración verde) indicando una completa y homogénea saturación de medio poroso. La predominancia de hierro y oxígeno (Coloración roja y amarilla, respectivamente) esclarece la composición del material obtenido y concuerda con la coloración obtenida en una escala macroscópica de la retorta. La alta presencia de oxígeno es asociada con un proceso

de oxidación durante el proceso de secado, pero también se puede relacionar con procesos posteriores a este, donde los átomos de hierro reaccionan con las moléculas de agua para dar paso a un proceso de oxidación.

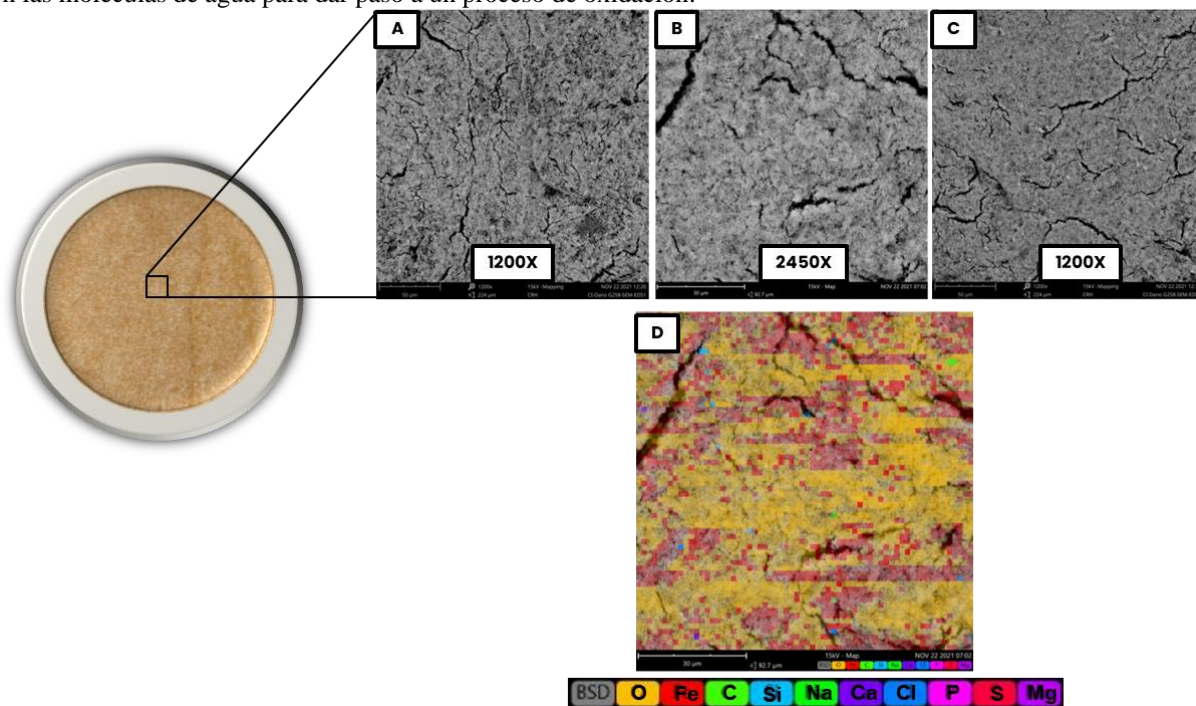


Figura 3. Micrografías SEM A), B) y C) tomadas del medio poroso después de llegar a la condición de daño. Análisis SEM-EDS D) de los sólidos obtenidos de las pruebas de filtrado.

Finalmente, para confirmar la presencia de materiales de hierro y óxidos de hierro en los sólidos del agua de inyección el análisis EDS fue tomado a diferentes áreas de la retorta donde los correspondientes picos se presentan en la **Figura 4**. En el espectro la cantidad de O y Fe son de 69.8% y 8.81% respectivamente con respecto a la concentración atómica del área de la muestra empleada para el análisis. Adicionalmente, el análisis presenta un 8.2% de C, lo que se asocia a la composición del material filtro, que en este caso es celulosa y no a la composición de los sólidos en el agua de inyección, descartando la presencia de material orgánico.

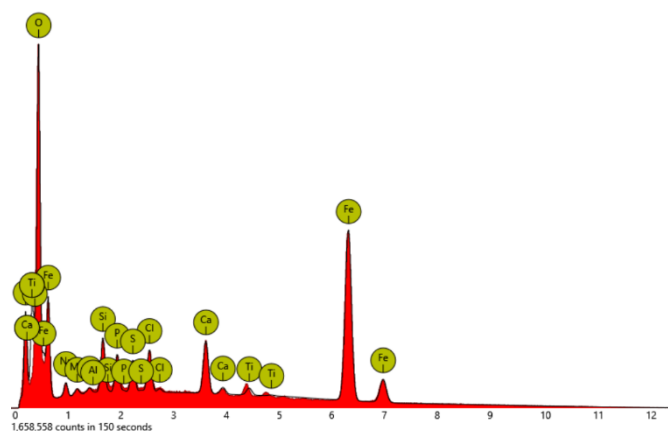


Figura 4. Resultado de la composición en los sólidos obtenidos de las pruebas de filtrado mediante análisis EDS.

Interacción roca – fluido.

Potencial Z. El potencial Z de los sólidos en las aguas de inyección es crucial al momento de definir su estabilidad para disminuir procesos de aglomeración entre partículas de la misma naturaleza teniendo en cuenta que valores alejados del punto isoeléctrico o

superiores a ± 40 mV presentan una mayor estabilidad. La siguiente figura presenta el potencial Z para los sólidos suspendidos en el agua de inyección a diferentes concentraciones del tratamiento, tomando como base el valor de -3 mV para el agua sin ninguna modificación. El tratamiento B tiene un impacto más significativo al momento de alcanzar la estabilidad de sólidos ya bajas dosificaciones logra el mismo efecto en la distribución de cargas. La superficie aniónica de los sólidos en el agua de inyección promueve la interacción entre la parte catiónica tratamiento provocando que estos se adhieran con más facilidad lo que a su vez genera un cambio en la distribución de cargas superficiales desencadenando una repulsión con los demás sólidos (González et al., 2011). Adicional a esto, otro fenómeno que pueda explicar este comportamiento es la unión de la parte aniónica a la superficie del sólidos crea un ambiente hidrofóbico sobre la partícula y en casos donde la concentración del tratamiento en el agua de inyección esté cercana a la concentración micelar crítica (CMC), esta provocaría la unión continua del tratamiento sobre el sólido (Sadowski, 2000).

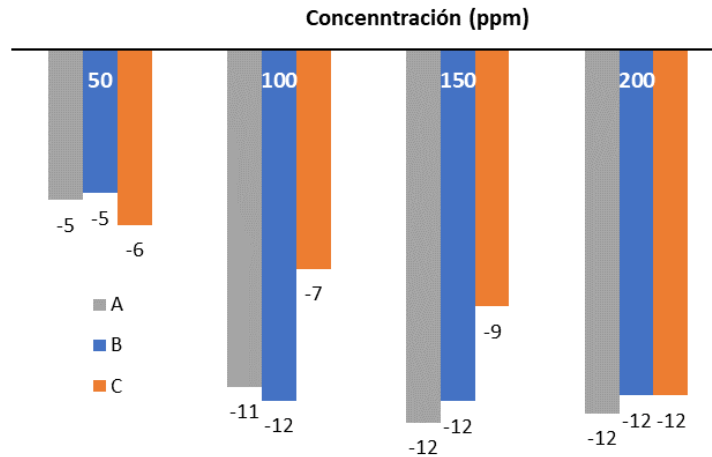


Figura 5. Potencial Zeta del fluido de inyección a diferentes concentraciones de los tres tratamientos suministrados.

Cambios en la humectabilidad. En esta sección se determina el efecto de los tratamientos en la humectabilidad de acuerdo con la medida del ángulo de contacto en un sistema Roca – Salmuera - Aire. Debido al proceso de añejamiento empleado en los núcleos representativos del medio poroso estudiado la superficie de la roca exhibe una alta humectabilidad inicial al crudo (**Figura 6**) lo que se confirma con los valores de ángulo de contacto al agua obtenidos. Posterior al proceso de restauración, el efecto que tiene la inyección del fluido aditivado en la humectabilidad de la roca desde el pozo inyector hasta el pozo productor es evaluada (Ver sección Estimación número capilar).

Los resultados obtenidos muestran una disminución del ángulo de contacto a medida que aumenta el tratamiento, en este punto se asume que actúan las propiedades de disolución mencionadas anteriormente, logrando una remoción del crudo presente en la roca y por ende permitiendo que la roca está expuesta a otras interacciones de tipo hidrofílicas. La disminución del ángulo de contacto para el tratamiento A no presenta cambios significativos comparados con los tratamientos B y C. El efecto de los tratamientos B y C a bajas concentraciones puede estar relacionado con la disminución de la presencia de las fracciones orgánicas sobre la roca asociado a un proceso de desorción y una posterior absorción del tratamiento sobre la roca (Alammari et al., 2020; Shi et al., 2022).

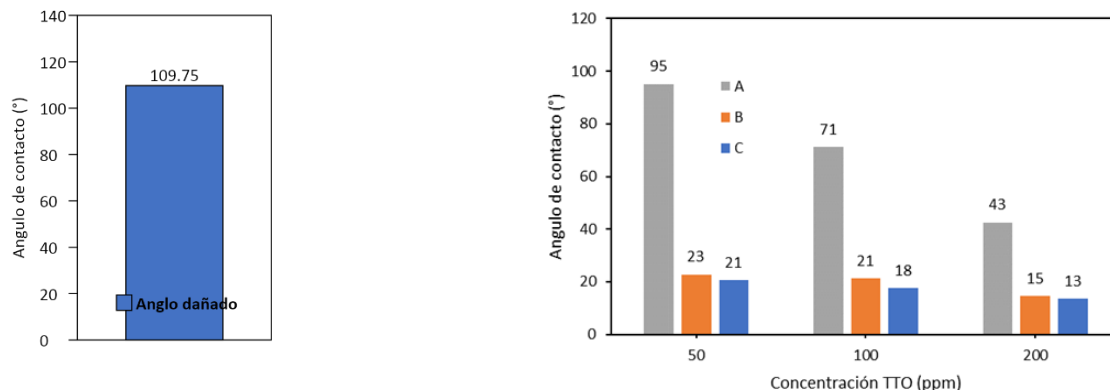


Figura 6. Efecto del tratamiento en la humectabilidad de la roca a diferentes concentraciones de los tratamientos.

En este orden de ideas, si se tiene en consideración la cantidad necesaria para lograr un mayor cambio en la humectabilidad es recomendable el uso de los tratamientos B y C, ya que para llegar a obtener una reducción significativa las cantidades son mínimas, del orden de $50 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$

Estimación Número capilar (N_c). Teniendo en cuenta que el sistema que se lleva a cabo sobre la inyección de agua se encuentra ligado a la cantidad de crudo que puede ser desplazado, una forma apropiada de relacionar esta tendencia es el número capilar entre un sistema agua y aceite, de esta forma los anteriores datos como tensiones interfaciales, ángulos de contacto y otros son usados para definir la eficiencia de barrido que podría lograrse al momento de reestablecer las condiciones de inyección de agua iniciales. En cuanto al efecto del tratamiento mejora en el número capilar se logra desarrollar un escenario idóneo, donde el número capilar asciende a un orden de cuatro ($E-04$), esto teniendo en cuenta lo que se mencionó anteriormente. Dicho escenario se logra a una concentración de 200 ppm con el tratamiento C. De forma general, al realizar una comparación entre los resultados obtenidos entre el tratamiento base (A) y los tratamientos mejorados (B y C), los nuevos tratamientos mejoran las condiciones de recobro que se pueden obtener al usar el nuevo tratamiento.

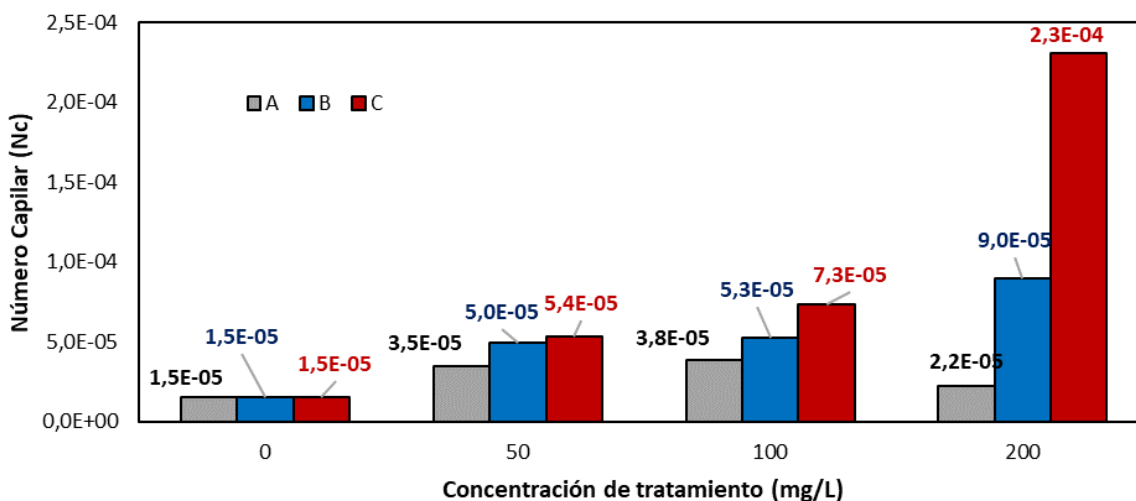


Figura 7. Número Capilar en función de la concentración de los tratamientos A, B y C.

Pruebas de inyección estática a condiciones de LP/LT y HP/HT.

Pruebas de calidad del agua LP-LT. Para las pruebas de calidad del agua se tomó como referencia la norma NACE TM0173-2005 donde se tiene en cuenta el tasa de flujo vs el caudal acumulado en una escala de tiempo fija. Para este caso, todas las pruebas se realizaron a una única concentración de $150 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$ a presión constante de 20 psi. Los resultados son reportados de acuerdo con los cambios de flujo con respecto al volumen inyectado en un tiempo de 30 minutos. En la **Figura 8** se muestran los cambios en la capacidad del flujo del agua a través del medio poroso tomando como base el agua de inyección sin aditivar (Base).

La presencia de sólidos en las aguas de inyección está estrechamente relacionada con la calidad del fluido, así, una disminución en el flujo puede darse debido a la baja calidad de ésta. En la curva que corresponde a la base se puede observar que este sistema tiende a disminuir su inyectividad al poco tiempo de iniciar la prueba debido a la presencia del material particulado provocando un declive de los espacios porosos y obstruyendo las gargantas porales. Una vez el sistema tiene adiciones del tratamiento la inyectividad mejora considerablemente. Uno de los mejores escenarios se da al usar el tratamiento B en el agua de inyección, donde se logra una prolongación en la inyectividad por encima de los 4.0 L permitiendo aumentar la capacidad de inyección 3.88 veces más en comparación a la base, adicional a esto, el aumento de la capacidad de flujo inicial aumenta un 17% por lo que el flujo se mantiene con mínimas pérdidas en la capacidad de inyección, dicho de otra manera, el tratamiento permite prolongar la estabilidad del material particulado presente en la muestra de agua usada, lo que concuerda con la medida de potencial zeta reportado anteriormente, ya que aumenta la densidad de las cargas aniónicas provocando una mayor repulsión de las partículas en el medio acuoso y por ende disminuyendo su interacción. Por otro lado, el escenario usando el tratamiento C presenta una mejora de 3.12 con respecto a la cantidad de agua inyectada, a pesar de no tener un cambio en las condiciones iniciales de inyección, presenta una pendiente menos pronunciada que la de la base o el tratamiento.

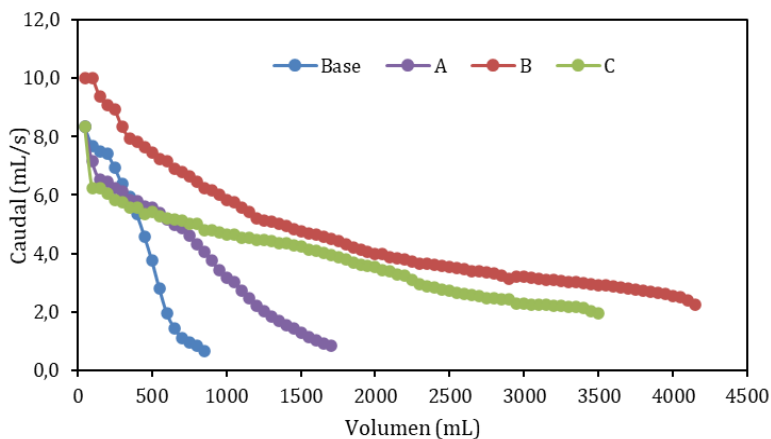


Figura 8. Curvas de calidad del agua en presencia y ausencia de los tratamientos a $150 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$.

Teniendo en cuenta el desempeño de los tratamientos en las pruebas de calidad del agua se someten los tratamientos B y C a un escenario de Daño – Remojo – Restauración con la inyección del agua aditivada a diferentes concentraciones (50 , 100 y $200 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$) teniendo como objetivo evaluar la capacidad de remoción del daño formado por una inyección previa sin tratamiento y la perdurabilidad de este mismo. La **Figura 9** señala una restauración del 100% de la capacidad de inyección para ambos tratamientos, mientras que la cantidad de agua inyectada posterior al proceso de remojo es de 0.38 y 0.27 veces más para los tratamientos B y C respectivamente. La influencia de la dosis de refuerzo después del tiempo de remojo es evidente, ya que todas las curvas aditivada posterior al remojo se encuentran sobre la curva que corresponde a la inyección del agua sin aditivar.

Por otro lado, las curvas obtenidas usando el tratamiento B demuestran que a cantidades superiores a 50 ppm no hay un cambio favorable, ya que la pendiente de la curva aumenta y por ende la cantidad de agua inyectada en el tiempo establecido es menor, mientras que para el tratamiento C, el cambio en las curvas de inyección no es significativo a diferentes concentraciones. Teniendo en cuenta los resultados anteriores se concluye que el tratamiento B presenta un mejor desempeño debido a las bajas concentraciones que requiere para lograr una mejora en la capacidad de inyección en un escenario de restauración y de inhibición.

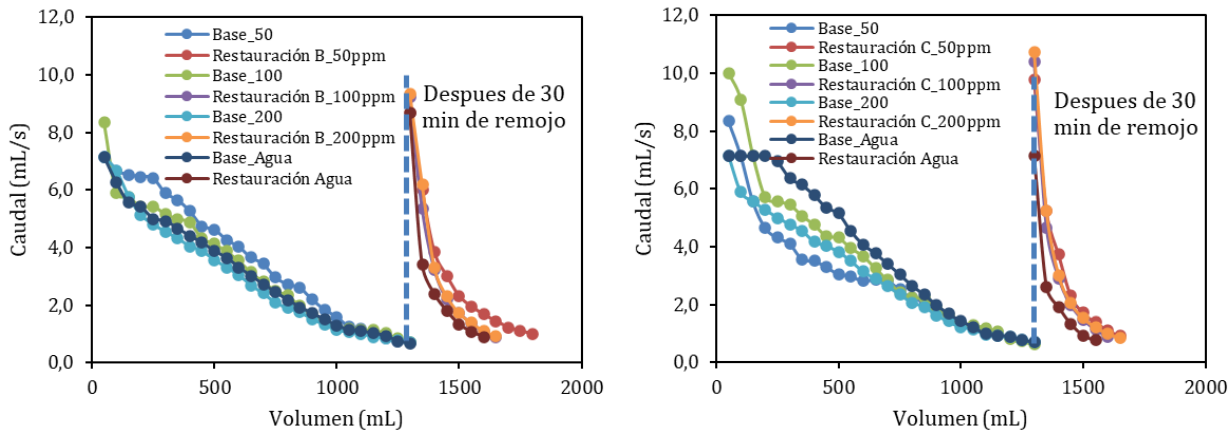


Figura 9. Curvas de calidad de agua con un escenario Daño – Remojo – Restauración.

Pruebas de filtrado HP/HT. El escenario Daño – Remojo – Restauración es probado usando un núcleo cerámico con un espesor de 1 cm y un tamaño de poro promedio de 10 μm a una temperatura de 110 $^{\circ}\text{F}$ y presión fija de 400 psi variando el tiempo de remojo (1/2 H y 2H) usando el tratamiento A a 100 $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$; de esta forma la **Figura 10** presenta los resultados obtenidos a las condiciones mencionadas. Teniendo esto en cuenta, se resaltan dos efectos significativos de esta prueba, la perdurabilidad del tratamiento y la mejora en el caudal de inyección al aumentar el tiempo de remojo. Los resultados presentados en la siguiente figura logran una restauración parcial en el caudal de inyección, a comparación de los escenarios con el papel filtro, pero a diferencia de las pruebas LP/LT el caudal se mantiene por todo el tiempo de la prueba, incluso sin llegar a las condiciones iniciales de daño.

De esta forma, en el momento en que se presentan las restauraciones correspondientes al Daño 1 con 1/2 H de remojo se logra una restauración inicial del 54% donde posterior a este disminuye al 36% del caudal inicial logrando una estabilidad durante el resto de la prueba. Por otro lado, el daño dos con un tiempo de remojo de 2 H presenta una mejora del 61% con respecto a caudal de inyección inicial, siguiendo el mismo comportamiento que el escenario con un tiempo de remojo de 1/2 H. De esta forma, se logra observar el efecto que tiene el tiempo de remojo en un escenario post-daño, logrando mejores resultados al mantener un tiempo de remojo de 2 H.

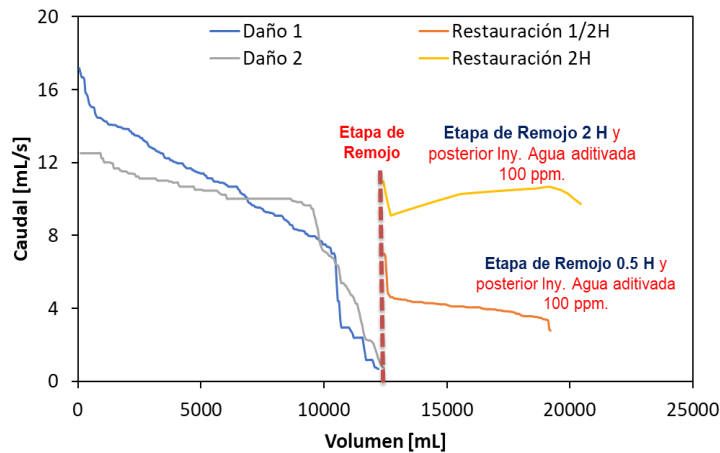


Figura 10. Curvas de calidad de agua con un escenario Daño – Remojo – Restauración a condiciones HP/HT.

Pruebas dinámicas.

Las pruebas dinámicas se realizaron a condiciones representativas de yacimiento permitiendo obtener datos que puedan ser usados para futuros trabajos de simulación. Así, las pruebas dinámicas consisten en dos componentes principales: a) determinar el efecto del tratamiento en la inyectividad a diferentes concentraciones y b) definir la capacidad de recobro.

La **Figura 11** presenta los diferentes procesos de inyección que se llevaron a cabo para determinar el efecto del tratamiento. Se inicia con la inyección del agua sin aditivar hasta generar la condición de daño deseada, llegando a perder hasta el 77 % de su capacidad total. A continuación, se inyecta el agua aditivada con una concentración del tratamiento a 1000 mg*L⁻¹ logrando una restauración del 64 % de la capacidad de inyección inicial, seguido de esto, tres baches de refuerzo a diferentes concentraciones son inyectados alcanzando una máxima restauración del 80 %. Adicional a esto, el total de agua inyectada desde el uso del tratamiento aumenta 2.18 veces el total de agua inyectada en el ciclo de la prueba.

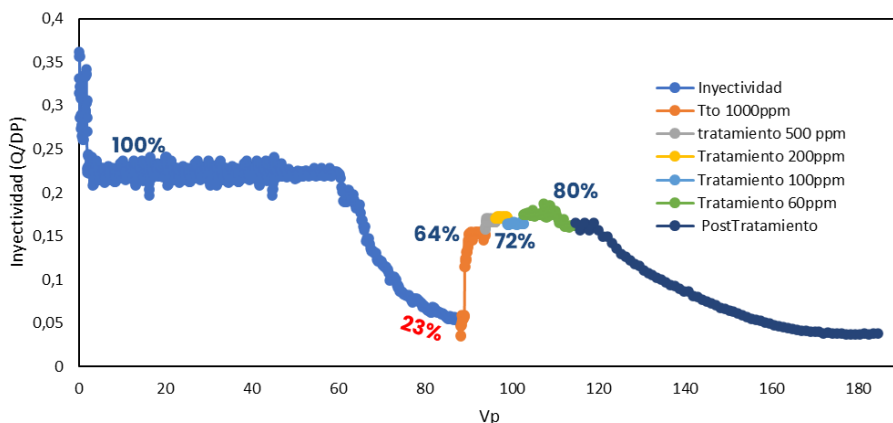


Figura 11. Comportamiento de la inyectividad mediante la formación de daño y posterior restauración usando el tratamiento C.

Finalmente, el efecto del tratamiento en la capacidad de recobro es evidenciado con un adicional del 8% en porcentaje de recobro más que en su base. Este fenómeno se puede dar debido a la disminución de los procesos de obstrucción presentados, ya que al no tener la obstrucción en los canales de flujo el fluido de inyección realiza un barrido más uniforme por el medio poroso desplazando el crudo residual atrapado en los poros de menor tamaño.

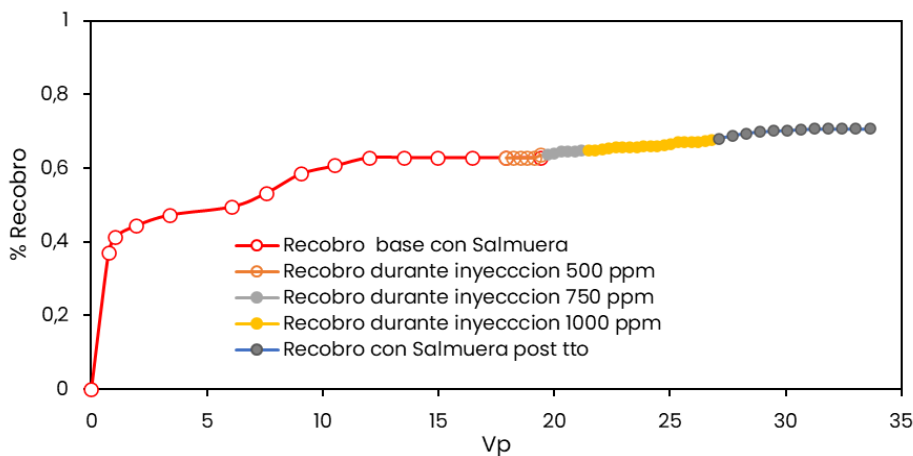


Figura 12. Curva de recobro obtenida mediante la inyección del tratamiento para el daño en la formación asociado a procesos de inyección.

Conclusiones

La presencia de grasas y sólidos en el agua de inyección provoca una disminución en la capacidad de inyección debido a las interacciones entre estos mismos los cuales se atribuyen a la distribución de cargas superficiales. El uso de tratamientos de base nanotecnológica permite la dispersión de los sólidos alterando las cargas presentes en este y provocando una separación entre grasas y sólidos en el medio acuoso. Este proceso permite mejorar las condiciones de inyección mediante un sistema de remediación e inhibición donde se obtienen mejoras de hasta el 80% y un aumento en la cantidad de fluido inyectado de 2.18 veces mayor que su base. Adicional a esto el uso de estos tratamientos permite aumentar la capacidad de recobro en 8% permitiendo obtener un tratamiento de doble propósito.

Finalmente, de acuerdo con el desarrollo experimental a nivel de laboratorio y los promisorios resultados encontrados, se espera

realizar una implementación de un piloto campo Cira-Infantas para validar la información obtenida en este estudio, y hacer extensiva su aplicación en campo.

Referencias

- Abdi, A., Bahmani, Z., Ranjbar, B., & Riazi, M. (2022). Smart water injection. *Chemical Methods*, 313–356. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821931-7.00008-0>
- Alammari, F. G., Miller, C. S., & Mohanty, K. K. (2020). Wettability altering surfactants for high temperature tight carbonate reservoirs. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2020-Augus*. <https://doi.org/10.2118/200348-ms>
- Amedu, J., & Nwokolo, C. (2013). Improved well and reservoir production performance in waterflood reservoirs-revolutionizing the hall plot. *Society of Petroleum Engineers - 37th Nigeria Annual Int. Conf. and Exhibition, NAICE 2013 - To Grow Africa's Oil and Gas Production: Required Policy, Funding, Technol., Techniques and Capabilities*, 2, 1195–1204. <https://doi.org/10.2118/167602-ms>
- Bennion, D. B., Bennion, D. W., Thomas, F. B., & Bietz, R. F. (1994). Injection water quality - A key factor to successful waterflooding. *Annual Technical Meeting 1994*. <https://doi.org/10.2118/94-60>
- Cheraghian, G., & Hendraningrat, L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension. *International Nano Letters*, 6(2), 129–138. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0173-4>
- Stefania Betancur, Lady J. Giraldo, Francisco Carrasco-Marín, Masoud Riazi, Eduardo J. Manrique, Henderson Quintero, Hugo A. García, Camilo A. Franco-Ariza, and Farid B. Cortés *ACS Omega* **2019** 4 (14), 16171-16180. <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b02372>
- Dambani, S. L., Blunt, M. J., Tendo, F., & Lawal, K. A. (2014). Analysis of injectivity decline in some offshore water injectors. *38th Nigeria Annual International Conference and Exhibition, NAICE 2014 - Africa's Energy Corridor: Opportunities for Oil and Gas Value Maximization Through Integration and Global Approach*, 2, 1417–1437. <https://doi.org/10.2118/172469-ms>
- Davarpanah, A., & Mirshekari, B. (2019). Mathematical modeling of injectivity damage with oil droplets in the waste produced water re-injection of the linear flow. *European Physical Journal Plus*, 134(4). <https://doi.org/10.1140/epjp/i2019-12546-9>
- G. Cheraghian. (2015). *Effects of nanoparticles on wettability: A review on applications of nanotechnology in the enhanced Oil recovery*. 7(2), 107–115. <https://doi.org/10.7508/ijnd.2015.05.001>
- Gao, N., & Yan, Y. (2012). Characterisation of surface wettability based on nanoparticles. *Nanoscale*, 4(7), 2202–2218. <https://doi.org/10.1039/c2nr11736c>
- González, J. M., Quintero, F., Arellano, J. E., Márquez, R. L., Sánchez, C., & Pernía, D. (2011). Effects of interactions between solids and surfactants on the tribological properties of water-based drilling fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 391(1–3), 216–223. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.04.034>
- Hogshead, C. G., Manias, E., Williams, P., Lupinsky, A., & Painter, P. (2011). Studies of bitumen-silica and oil-silica interactions in ionic liquids. *Energy and Fuels*, 25(1), 293–299. <https://doi.org/10.1021/ef101404k>
- Jia, Z., Niu, Z., Yang, Z., Li, X., Wang, J., He, X., Sui, H., & He, L. (2020). Interfacial Behaviors of Ionic Liquid Cations and Asphaltenes at Oil-Water Interface: Dynamic Diffusion and Interfacially Competitive Adsorption [Research-article]. *Energy and Fuels*, 34(2), 1259–1267. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02679>
- Khatib, Z. I. (1994). *Prediction of Formation Damage Due to Suspended Solids: Modeling Approach of Filter Cake Buildup in Injectors*. 263–273. <https://doi.org/10.2118/28488-ms>
- Kumar, S., Yen, T. F., Chilingarian, G. V., & Donaldson, E. C. (1989). Chapter 9 Alkaline Flooding. *Developments in Petroleum Science*, 17(PB), 219–254. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70461-8](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70461-8)
- López, D., Jaramillo, J. E., Lucas, E. F., Riazi, M., Lopera, S. H., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2020). Cardanol /SiO₂nanocomposites for inhibition of formation damage by asphaltene precipitation/deposition in light crude oil reservoirs. Part II: Nanocomposite evaluation

and coreflooding test. *ACS Omega*, 5(43), 27800–27810. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c02722>

Madadzadeh, A., Sadeghein, A., & Riahi, S. (2022). The use of nanotechnology to prevent and mitigate fine migration: A comprehensive review. *Reviews in Chemical Engineering*, 38(1), 1–16. <https://doi.org/10.1515/revce-2019-0055>

Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2016). Application of nanotechnology for enhancing oil recovery – A review. *Petroleum*, 2(4), 324–333. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.002>

Pang, S., Sharma, M. M., & Texas, U. (1997). *A Model for Predicting Injectivity Decline in Water Injection Wells*. September.

Ratnaningsih, D. R., & Danny, I. L. (2018). Waterflooding surveillance: Real time injector performance analysis using Hall plot method & derivative. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 212(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/212/1/012074>

Sadowski, Z. (2000). The role of surfactant salts on the spherical agglomeration of hematite suspension. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 173(1–3), 211–217. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(00\)00544-6](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(00)00544-6)

Sakthivel, S., Velusamy, S., Gardas, R. L., & Sangwai, J. S. (2014). Eco-efficient and green method for the enhanced dissolution of aromatic crude oil sludge using ionic liquids. *RSC Advances*, 4(59), 31007–31018. <https://doi.org/10.1039/c4ra03425b>

Shi, Y., Mohanty, K., & Panda, M. (2022). Coreflood Tests to Evaluate Enhanced Oil Recovery Potential of Wettability-Altering Surfactants for Oil-Wet Heterogeneous Carbonate Reservoirs. *SPE Journal*, 1–13. <https://doi.org/10.2118/206151-PA>

Shumbera, D. A., Ritter, D. W., Ellis, R. C., Jannise, R. C., & Lochte, G. (2003). Improved Water Injector Performance in a Gulf of Mexico Deepwater Development Using an Openhole Frac Pack Completion and Downhole Filter System: Case History. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3171–3181. <https://doi.org/10.2118/84416-ms>

Yuan, B., & Wood, D. A. (2018). A comprehensive review of formation damage during enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 167(April), 287–299. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.04.018>