

Aplicación de un quelante en el tratamiento de agua de inyección como alternativa al sistema de pretratamiento en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena colombiano.

Diego Andrés Uribe Serrano

Trabajo de Grado para Optar el Título de Maestría en Ingeniería de petróleo y gas

Director

Dr. Adan Yovani León Bermúdez

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de petróleos  
Maestría en Ingeniería de petróleo y gas  
Bucaramanga

2025

**Dedicatoria**

A mi familia, por ser mi cimiento y motivación, por su amor incondicional y por apoyarme en cada paso; a mi pareja, por ser mi refugio y compañía, por su paciencia y aliento en los momentos más difíciles; y a mis amigos, por llenar este camino de risas, comprensión y energía cuando más lo necesitaba. Este logro no sería posible sin cada uno de ustedes, quienes, con su presencia, ya sea en silencio o con palabras, convirtieron este sueño en realidad. ¡Gracias por ser parte fundamental de mi historia!

### **Agradecimientos**

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que, de una u otra forma, contribuyeron a que este sueño se hiciera realidad.

A mi familia, especialmente a mis padres, por ser mi base y mi mayor motivación. Gracias por su amor incondicional, por sus sacrificios y por creer en mí incluso en los momentos de mayor incertidumbre. Sus palabras de aliento y su apoyo constante fueron mi impulso para no rendirme.

A mi pareja, por ser mi compañera de vida, mi soporte emocional y mi motivación diaria. Gracias por tu paciencia infinita, por escucharme en los momentos de estrés y por celebrar conmigo cada pequeño avance.

A mis compañeros de trabajo, por su apoyo, flexibilidad y comprensión durante este proceso. Agradezco especialmente a aquellos que me brindaron consejos, ajustaron horarios o simplemente me escucharon cuando necesitaba hablar de mis avances. Su solidaridad hizo más llevadora esta etapa.

Finalmente, a todos los que, de manera directa o indirecta, formaron parte de este recorrido: ¡Gracias! Este título es también el resultado de su acompañamiento, y lo llevo con orgullo y gratitud en mi corazón.

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	13
1. OBJETIVOS.....	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. MARCO DE REFERENCIA: FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y ESTADO DEL ARTE.....	16
2.1 Marco teórico.....	16
2.1.1 Recobro de Petróleo.....	16
2.1.2 Recuperación primaria.....	16
2.1.3 Recuperación secundaria.....	17
2.1.4 Recuperación terciaria o mejorada.....	17
2.1.5 Técnicas de inyección para recuperación secundaria.....	18
2.1.6 Importancia de la calidad del agua en la prevención de problemas operativos.....	24
2.1.7 Estrategias para la gestión de la calidad del agua.....	26
2.1.8 Tratamiento del agua de inyección.....	27
2.1.9 Agentes Quelantes.....	38
2.2 Marco Normativo de la Calidad del Agua en el Sector Petrolero.....	43
2.2.1 Resolución 0631 de 2015: Regulación de Vertimientos Industriales.....	44
2.2.2 Parámetros Críticos y Límites Máximos Permitidos.....	44
2.2.3. Plantas de Tratamiento de Agua en la Industria Petrolera.....	47
2.2.4 Implicaciones del Cumplimiento Normativo.....	48

2.3 Comparación entre plantas de tratamiento convencionales y tratamiento con quelantes en la industria petrolera.....	50
2.3.1 Plantas de tratamiento convencionales. ....	50
2.3.2 Tratamiento con quelantes .....	55
2.3.3 Comparación entre plantas convencionales y tratamiento con quelantes .....	59
2.4 Metodología .....	62
2.4.1 Configuraciones de la planta de tratamiento de agua de inyección .....	64
2.4.2 Obtención de datos.....	69
2.4.3 Consideraciones sobre la validez de los datos de concentración de hierro .....	72
2.4.4 Evaluación de la concentración del quelante .....	73
2.4.5 Evaluación del comportamiento del agua en yacimiento. ....	74
2.5 ANALISIS DE RESULTADOS .....	76
2.5.2. Análisis del comportamiento operativo y calidad del agua en los pozos inyectoros.     89	
2.5.3 Interpretación técnica de los resultados en pozos inyectoros y su implicación operacional.....	100
2.6 Análisis costos operativos .....	102
2.7 Discusión.....	104
3. CONCLUSIONES .....	106
4. RECOMENDACIONES .....	108
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1</b> Ventajas y desventajas de los dos tipos de inyección de agua.....	21
<b>Tabla 2</b> Ventajas y desventajas de la inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.....	24
<b>Tabla 3</b> Parámetros de vertimientos de agua provenientes de la industria petrolera. ....	45
<b>Tabla 4</b> Parámetros de calidad de agua de inyección para disposición. ....	46
<b>Tabla 5</b> Parámetros de calidad del agua de inyección para Recobro. ....	47
<b>Tabla 6</b> Comparación parámetros operativos entre alternativas de tratamiento. ....	59
<b>Tabla 7</b> Comparación costos operativos entre alternativas de tratamiento.....	59
<b>Tabla 8</b> Comparación en eficiencia de tratamiento entre alternativas. ....	60
<b>Tabla 9</b> Concentración de hierro en el tiempo a condiciones de yacimiento.....	75
<b>Tabla 10</b> Resultados estudio contenido de Hierro total. ....	78
<b>Tabla 11</b> Comparativo resultados en pozos por método de tratamiento.....	101
<b>Tabla 12</b> Costos del pretratamiento mensual. ....	102
<b>Tabla 13</b> Costos del quelante mensual.....	103

**Lista de Figuras**

<b>Figura 1</b> Arreglos para piloto de inyección de agua, pozos y sus funciones. ....	63
<b>Figura 2</b> Esquema general de la planta de inyección de agua. ....	64
<b>Figura 3</b> Planta básica para el piloto de inyección. ....	66
<b>Figura 4</b> Planta de tratamiento de agua con unidad de pretratamiento. ....	67
<b>Figura 5</b> Planta de tratamiento con inyección de quelante. ....	68
<b>Figura 6</b> Línea de tiempo etapas de tratamiento. ....	69
<b>Figura 7</b> Hierro disuelto en la entrada y salida de la planta de tratamiento. ....	77
<b>Figura 8</b> Coloración muestra a la salida de la planta. ....	77
<b>Figura 9</b> Espuma con hierro y suciedad en tanque de pretratamiento. ....	78
<b>Figura 10</b> Grasas y aceites en entrada y salida de planta de tratamiento. ....	81
<b>Figura 11</b> Sólidos suspendidos totales en entrada y salida de planta de tratamiento. ....	83
<b>Figura 12</b> Turbidez a la entrada y salida de la planta de tratamiento. ....	86
<b>Figura 13</b> Tamaño de partícula salida de planta de tratamiento. ....	88
<b>Figura 14</b> Comportamiento de grasas y aceites en pozos inyectoros. ....	90
<b>Figura 15</b> Comportamiento de los sólidos suspendidos totales en los pozos inyectoros. ....	91
<b>Figura 16</b> Turbidez en los pozos inyectoros. ....	92
<b>Figura 17</b> Muestras de agua desde pozo durante etapa inicial, pretratamiento e inyección de quelante respectivamente. ....	93
<b>Figura 18</b> Contenido de hierro disuelto en pozos. ....	94
<b>Figura 19</b> Tamaño de partícula pozo inyector P-451. ....	96
<b>Figura 20</b> Tamaño de partícula pozo inyector P-298. ....	97
<b>Figura 21</b> Tamaño de partícula pozo inyector P-270. ....	97

**Figura 22** Tamaño de partícula pozo inyector P-269..... 98

**Glosario (Opcional)**

**Agente quelante:** compuesto químico que forma complejos estables con iones metálicos, previniendo su precipitación.

**Agua de inyección:** agua tratada e inyectada a en un yacimiento petrolero para mantener la presión y mejorar la obtención de petróleo.

**Compatibilidad del agua:** las características químicas del agua que determinan su interacción con los fluidos y minerales del yacimiento petrolero.

**Corrosión:** el deterioro de materiales, principalmente metales, causado por reacciones químicas o electroquímicas con el medio ambiente.

**Costos operativos:** gastos asociados con la operación y el mantenimiento de los sistemas o tecnologías, tales como las plantas de tratamiento de agua.

**Eficiencia operativa:** Grado en que un proceso o tecnología logra sus objetivos con el menor uso de recursos.

**Formación geológica:** estructuras rocosas subterráneas que contienen hidrocarburos. La calidad del agua de inyección es esencial para evitar daños en estas formaciones.

**Hierro total:** concentración total de hierro en agua, incluyendo sus formas solubles (ferroso) e insolubles (férico).

**Incrustaciones:** depósitos sólidos formados en tuberías y equipos debido a la precipitación de minerales, como carbonatos y sulfatos.

**Planta de pretratamiento:** facilidades diseñadas para separar y remover contaminantes en el agua antes de su uso en procesos industriales o en la inyección a pozo.

**Precipitación:** formación de sólidos provenientes de sustancias disueltas en agua debido a cambios de pH, temperatura, u otros factores.

**Turbidez:** medida de la opacidad o claridad del agua debido a partículas suspendidas en ella.

**Recobro mejorado:** conjunto de técnicas diseñadas para maximizar la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento, más allá de los métodos primarios y secundarios.

**Tratamiento de agua:** procesos físicos, químicos o biológicos diseñados para mejorar la calidad del agua para aplicaciones industriales.

**Sólidos suspendidos totales (SST):** partículas sólidas presentes en el agua que no se disuelven y pueden obstruir equipos o formaciones en los pozos.

### Resumen

**Título:** Aplicación de un quelante en el tratamiento de agua de inyección como alternativa al sistema de pretratamiento en un campo maduro del Magdalena medio colombiano.\*

**Autor:** Diego Andres Uribe Serrano\*\*

**Palabras Clave:** Inyección de agua, quelante, tratamiento de agua, hierro, calidad del agua, costos operativos.

**Descripción:** El tratamiento adecuado del agua de inyección desempeña un papel fundamental para garantizar la eficiencia y sostenibilidad de los proyectos de recobro secundario, una estrategia clave para maximizar la recuperación de hidrocarburos. La calidad del agua de inyección influye sobre la productividad del yacimiento y en la protección de las formaciones geológicas. Los quelantes son compuestos químicos que estabilizan iones metálicos, evitando su precipitación y contribuyendo a mantener la calidad del agua inyectada. La metodología adoptada tuvo un enfoque cuantitativo, analizando comparativamente los resultados de calidad del agua y los costos asociados con ambas tecnologías. Los resultados indicaron que el uso del quelante no solo mejoró parámetros críticos del agua, sino que también redujo significativamente los gastos operativos, brindando una opción económica, eficiente y sostenible. Estos resultados respaldan la viabilidad del quelante como una alternativa replicable a nivel industrial, contribuyendo a optimizar los procesos de recobro mejorado y fomentando la innovación en el tratamiento de agua en la industria energética.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Dr. Adan Yovani León Bermúdez. Doctor en Ingeniería Química.

**Abstract**

**Title:** Application Of a Chelating Agent in Injection Water Treatment as An Alternative to The Pre-Treatment System in A Mature Field of The Middle Magdalena Valley in Colombia\*

**Author:** Diego Andres Uribe Serrano\*\*

**Key Words:** water injection, chelating agent, water treatment, iron, water quality, operational costs.

**Description:** in the oil industry, the proper treatment of injection water plays a fundamental role in ensuring the efficiency and sustainability of secondary oil recovery projects, a key strategy for maximizing hydrocarbon recovery. The quality of injection water influences reservoir productivity and the protection of geological formations. Chelating agents are chemical compounds that stabilize metal ions, preventing their precipitation and helping maintain the quality of the injected water. The adopted methodology followed a quantitative approach, comparatively analyzing water quality results and the cost associated with both technologies. The results indicated that the use of the chelating agent not only improved critical water parameters, such as turbidity and total iron, but also significantly reduced operating costs, providing an economical, efficient, and sustainable option. These findings support the feasibility of chelating agents as a scalable industrial alternative, contributing to the optimization of enhanced oil recovery processes and fostering innovation in water treatment within the energy industry.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum engineering school. Director: Dr. Adan Yovani León Bermúdez. Doctor in Chemical Engineering.

## Introducción

En la industria petrolera, el tratamiento del agua de inyección es un proceso crítico para garantizar la eficiencia y sostenibilidad de proyectos de recobro secundario, estrategia clave para maximizar la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros. Sin embargo, en campos como el Valle Medio del Magdalena colombiano, caracterizado por su producción de crudo pesado y alta heterogeneidad operativa, los sistemas convencionales de pretratamiento enfrentan desafíos significativos. Estos sistemas, basados en infraestructura compleja y costos elevados, no siempre logran mantener los parámetros de calidad del agua requeridos, lo que deriva en problemas operativos como corrosión, incrustaciones y obstrucciones en equipos y formaciones geológicas.

Estudios previos, como los de Igunnu y Chen (2014) y Zhou et al. (2015), destacan la importancia de optimizar la calidad del agua inyectada para preservar la integridad del yacimiento. No obstante, las soluciones existentes suelen priorizar métodos físicos y químicos tradicionales, con altos consumos energéticos y generación de residuos. En este contexto, los agentes quelantes emergen como una alternativa innovadora. Estos compuestos, capaces de formar complejos estables con iones metálicos como el hierro, evitan su precipitación y reducen riesgos operativos (Kumar et al., 2020; Fortune Business Insights, 2025).

El propósito de este trabajo es evaluar la viabilidad técnica y económica de aplicar un agente quelante como sustituto o agente complementario del sistema de pretratamiento convencional en un campo petrolero maduro. Para ello, se caracteriza el agua de producción bajo tres configuraciones: sin tratamiento, con pretratamiento fisicoquímico y con adición de

quelante, analizando parámetros críticos como sólidos suspendidos, turbidez, concentración de hierro y tamaño de partícula. Además, se comparan costos operativos para determinar la opción más viable.

La fundamentación de esta investigación se basa en la capacidad de los quelantes para mantener iones metálicos en solución, optimizando la calidad del agua sin requerir infraestructura compleja. Este enfoque se alinea con normativas como la Resolución 0631 de 2015, que regula los vertimientos industriales en Colombia, y promueve prácticas sostenibles al reducir el uso de químicos y energía.

La justificación radica en el impacto dual de la propuesta: técnicamente, mejora la eficiencia del recobro secundario al prevenir daños en el yacimiento; económicamente, reduce costos operativos hasta en un 81.7%, según los resultados del estudio. Además, contribuye a la innovación en la industria energética, ofreciendo una solución replicable en campos con desafíos similares.

Mediante un enfoque cuantitativo, este trabajo no solo valida la efectividad del quelante, sino que también establece un precedente para la adopción de tecnologías alternativas en la gestión del agua de inyección, reforzando la necesidad de estrategias económicas, eficientes y ambientalmente responsables en la industria petrolera.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Analizar la eficiencia de la aplicación de un quelante en el tratamiento de agua de inyección como alternativa al sistema de pretratamiento instalado en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena colombiano.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Caracterizar el agua de producción que se usa para la inyección en el tanque de entrega, sin pretratamiento, después del pretratamiento y con quelante a diferentes concentraciones, con el fin de determinar la calidad de agua resultante.

Analizar el efecto del quelante sobre el comportamiento de los parámetros de calidad del agua (sólidos suspendidos totales, turbidez, concentración de hierro y tamaño de partícula) antes y después de la etapa de pretratamiento.

Comparar los costos operativos del tratamiento de agua de inyección con la adición de quelante respecto al sistema de pretratamiento utilizado en el piloto de inyección de agua determinando la opción más viable para el campo maduro del Valle Medio del Magdalena colombiano.

## **2. Marco de Referencia: Fundamentos Teóricos y Estado del Arte.**

### **2.1 Marco teórico**

#### ***2.1.1 Recobro de Petróleo***

El proceso de extracción de petróleo involucra diversas técnicas diseñadas para recuperar hidrocarburos desde un yacimiento hasta la superficie. Una vez alcanzada la profundidad de las formaciones productoras mediante perforación, se realizan estudios que analizan sus características, tales como las propiedades de los fluidos, la continuidad geológica y la mecánica de las rocas. Con base en estos estudios, se elige el método de recuperación más adecuado. Existen tres tipos de recuperación: primaria, secundaria y terciaria. Los métodos primarios y secundarios son ampliamente utilizados en la industria petrolera, mientras que la recuperación terciaria, también denominada recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés), incorpora técnicas avanzadas para maximizar la producción.

#### ***2.1.2 Recuperación primaria***

La recuperación primaria de petróleo o gas aprovecha la presión natural del yacimiento para impulsar los hidrocarburos hacia la superficie. Este método, sin la aplicación de tecnologías adicionales, generalmente alcanza un factor de recobro entre el 5% y el 15% del volumen total de hidrocarburos en el yacimiento (Faster Capital, 2024). A medida que la energía del reservorio disminuye y el petróleo no puede fluir de manera natural, se implementan técnicas de extracción artificiales, tales como bombeo mecánico, bombas electro-sumergibles y bombas de cavidades progresivas. Cuando la producción primaria resulta insuficiente, se recurre a métodos de recuperación secundaria, en los cuales se inyectan fluidos para mantener la presión y mejorar la extracción.

### ***2.1.3 Recuperación secundaria***

La recuperación secundaria emplea la inyección de agua o gas para desplazar el petróleo hacia pozos productores, asegurando la estabilidad de la presión del yacimiento. Estas técnicas pueden incrementar el factor de recobro hasta un rango del 30% o 50%. En este análisis, se enfatiza el uso de la inyección de agua como estrategia de recuperación.

### ***2.1.4 Recuperación terciaria o mejorada***

El recobro mejorado, también conocido como recuperación mejorada de petróleo (EOR), es definido por la Sociedad de Ingenieros del Petróleo (SPE) como un conjunto de técnicas más avanzadas, como la inyección de químicos, gas o recuperación térmica (Schlumberger Limited, 2025), destinadas a mejorar la extracción de petróleo remanente en un yacimiento después de la producción primaria. Estas técnicas permiten incrementar el factor de recobro, maximizando la recuperación de hidrocarburos de yacimientos existentes y, en consecuencia, aumentando las reservas recuperables (Ortiz, 2022).

El empleo de técnicas avanzadas, como el uso de plantas modulares móviles para la inyección distribuida de polímeros, ha demostrado ser una estrategia eficaz para optimizar la recuperación mejorada de petróleo. Estas plantas permiten aprovechar la heterogeneidad de los yacimientos, reduciendo los costos asociados al consumo excesivo de químicos y a la mano de obra. Como resultado, han logrado incrementar la producción de petróleo en un 23% en menos de dos años, con una proyección de aumento de hasta el 60% en la producción total acumulada (Juri et al., 2022).

Asimismo, la recuperación de hidrocarburos remanentes en yacimientos que han superado su pico de producción, mediante métodos de recobro avanzados como la inyección de químicos, representa una alternativa eficiente, siempre que se consideren sus implicaciones ambientales. En este contexto, el uso de bio-surfactantes ha cobrado importancia en la industria petrolera. Según el estudio de (Bohórquez Rodríguez & Castiblanco Urrego, 2021), su aplicación logró un recobro incremental cercano al 20% en ensayos de laboratorio, mostrando una efectividad comparable a la de los surfactantes sintéticos.

La mayor parte de las reservas mundiales de petróleo corresponde a crudo pesado y extrapesado, clasificado según su alta viscosidad, lo que dificulta su extracción. En estos casos, la recuperación terciaria juega un papel importante, ya que métodos como la inyección de gas o térmica permiten alcanzar factores de recobro superiores al 50%.

Por otra parte, la aplicación del drenaje gravitacional asistido de vapor (SAGD), es una técnica que utiliza la gravedad para facilitar el flujo del petróleo hacia el pozo productor. Mediante la inyección de calor caliente, se reduce la viscosidad del crudo, mejorando significativamente su movilidad y optimizando la recuperación (Murillo Ospino & Viasus Peña, 2023).

### ***2.1.5 Técnicas de inyección para recuperación secundaria***

#### **2.1.5.1 Inyección de agua**

La inyección de agua es un procedimiento ampliamente utilizado en la recuperación de petróleo, ya que optimiza la extracción mediante el desplazamiento del hidrocarburo dentro de la formación rocosa. En este proceso, el agua inyectada reemplaza el volumen previamente

ocupado por el petróleo, ayudando a mantener la presión en el yacimiento y mejorando la eficiencia de recuperación (Sánchez Toapanta et al., 2022). Diversos factores hacen de la inyección de agua una de las técnicas de recuperación de petróleo más utilizadas. Entre ellas se destacan: 1) la amplia disponibilidad del recurso hídrico; 2) la facilidad con la que puede ser inyectada gracias a la carga hidrostática generada en el pozo de inyección; 3) su capacidad para expandirse dentro de la formación petrolífera; y 4) su eficacia en el desplazamiento del crudo (Lake, 1989).

Antes de implementar un proyecto de inyección de agua en un pozo, es fundamental una colaboración estrecha entre la ingeniería de yacimientos y la ingeniería de producción. En el área de ingeniería de yacimientos, los especialistas analizan el reservorio para obtener información clave sobre las propiedades de los fluidos y las características del pozo productor (Belén et al., 2023; Castiñeira et al., 2013). Por su parte, la ingeniería de producción complementa este trabajo al encargarse de la selección y evaluación de las fuentes de suministro de agua, el diseño y dimensionamiento del equipo de tratamiento, la especificación de las instalaciones de medición y prueba, así como el análisis de fenómenos como la corrosión y la formación de incrustaciones (Guo et al., 2007).

En un estudio piloto conducido por (Mercedes et al., 2022), se implementó la inyección de agua de baja salinidad como técnica secundaria en un yacimiento que, durante aproximadamente cinco décadas, había dependido exclusivamente de métodos primarios. Los resultados mostraron un incremento en el factor de recobro del 16,3%, lo que evidenció su viabilidad económica como alternativa para optimizar la producción.

De manera similar, en el estudio de (Mena-Villacís et al., 2022), se aplicó la teoría de Buckley-Leverett para evaluar el impacto de la inyección de agua en la recuperación de hidrocarburos. Sin la aplicación de esta técnica, el factor de recobro estimado habría sido del 9,27%. No obstante, con la inyección de agua, el recobro se incrementó en un 14%, lo que demuestra una mejora sustancial en la eficiencia de producción.

#### ***2.1.5.1.1 Tipos de inyección de agua***

La inyección de agua puede implementarse de diferentes maneras, dependiendo de la ubicación de los pozos inyectoros y productores (Pérez Roa, 2021).

#### ***2.1.5.1.2 Inyección periférica o externa***

En este método, los pozos de inyección se ubican en la periferia del yacimiento, fuera de la zona de acumulación de petróleo. Esta disposición permite que el agua inyectada actúe en las cercanías del contacto agua-petróleo, facilitando un desplazamiento más eficiente del hidrocarburo. Este tipo de inyección es comúnmente referido como el método tradicional en la industria petrolera.

#### ***2.1.5.1.3 Inyección en arreglos o dispersa***

Conocida también como inyección interna de agua, esta estrategia consiste en la introducción de agua dentro de la zona productora, lo que genera el desplazamiento de los hidrocarburos debido a la invasión del volumen que estos ocupaban. La configuración de los pozos inyectoros y productores responde a un diseño geométrico específico, determinado por

factores como la estructura del yacimiento, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y la distribución de los pozos existentes. Las ventajas y desventajas de ambos tipos de inyección se presentan a continuación en la Tabla 1.

**Tabla 1**

*Ventajas y desventajas de los dos tipos de inyección de agua.*

<b>Inyección periférica o externa</b>	<b>Inyección en arreglos o dispersa</b>
<b>Ventajas</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Se requiere un número reducido de pozos.</i></li> <li>• <i>No demanda la perforación de pozos adicionales.</i></li> <li>• <i>Permite obtener un alto factor de recobro con mínima producción de agua.</i></li> <li>• <i>Favorece una rápida invasión en yacimientos homogéneos con bajo ángulo de inclinación.</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Ofrece alta eficiencia en la distribución del barrido areal.</i></li> <li>• <i>Responde de manera rápida en el yacimiento.</i></li> <li>• <i>Minimiza los efectos adversos de la heterogeneidad en la recuperación.</i></li> <li>• <i>Facilita el control del frente de invasión y del factor de reemplazo.</i></li> <li>• <i>Permite alcanzar un alto volumen de petróleo recuperado en un corto periodo.</i></li> </ul>
<b>Desventajas</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>No permite un monitoreo detallado del avance del frente de invasión.</i></li> <li>• <i>Puede ser ineficaz si no hay buena conectividad entre la periferia y el yacimiento.</i></li> <li>• <i>Parte del agua inyectada no contribuye directamente al desplazamiento del petróleo.</i></li> <li>• <i>En algunos yacimientos, no logra mantener la presión en la zona central.</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Representa un mayor nivel de riesgo.</i></li> <li>• <i>Requiere una inversión más elevada.</i></li> <li>• <i>Exige monitoreo y control exhaustivos.</i></li> <li>• <i>Demanda una mayor cantidad de recursos humanos.</i></li> </ul>

*Fuente: El autor.*

#### **2.1.5.1.4 Reinyección de agua**

La reinyección de agua es un proceso que permite reutilizar tanto las aguas de producción como fuentes externas, tras someterlas a un tratamiento adecuado para su inyección en los pozos productores. Su propósito principal es el mismo que el de la inyección de agua convencional:

mantener la presión interna del yacimiento y facilitar el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción (Naranjo Suárez et al., 2010).

Uno de los principales beneficios de esta técnica es que el agua utilizada no se considera un residuo del proceso de extracción, sino un recurso reutilizable. Esto contribuye a la preservación de fuentes hídricas, como aguas superficiales u subterráneas, ya que reduce la necesidad de recurrir a ellas y evita que las aguas de producción sean vertidas en el medio ambiente. Debido a sus ventajas operativas y ambientales, la reinyección de agua es una de las estrategias de recobro secundario más utilizadas y preferidas en la industria petrolera (Adebambo & Hinton, 2011).

#### **2.1.5.2 Inyección de gas**

La inyección de gas fue el primer método implementado en la recuperación secundaria y se ha utilizado desde inicios del siglo XX. Su principio consiste en introducir gas en los yacimientos petrolíferos para conservar la presión del reservorio, incrementando su energía y facilitando el desplazamiento del hidrocarburo hacia los pozos de producción. Un rasgo distintivo de esta técnica es la posibilidad de lograr un recobro adicional mediante la despresurización acelerada del yacimiento, lo cual está influenciado por factores como las características de los fluidos en la formación productora, el tipo de mecanismo de empuje, la estructura del yacimiento, la continuidad geológica, las propiedades de la roca, así como la temperatura y presión presentes en la formación (Paris de Ferrer, 2001).

El gas inyectado se mezcla con el petróleo, reduciendo su viscosidad y favoreciendo la conservación de una presión elevada en el yacimiento. Como resultado, se mantiene una tasa de producción alta a lo largo de la vida útil del campo petrolero.

En el estudio de (Castillo Olvera & Sánchez Rodríguez, 2022; Pérez Roa, 2021) realizó un análisis predictivo sobre la mejora en la recuperación de petróleo a través de la inyección de gas en una formación con un factor de recobro del 9%. Los resultados indicaron que la implementación de esta estrategia permitió incrementar el recobro en un 8,2%.

#### ***2.1.5.2.1 Tipos de inyección de gas***

Esta operación se clasifica en dos tipos: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

##### ***2.1.5.2.1.1 Inyección de gas interna o dispersa***

Esta técnica se aplica principalmente en yacimientos donde no se ha generado una capa secundaria de gas ni existe una acumulación inicial de gas. Se caracteriza por una respuesta rápida, ya que el hidrocarburo emerge junto con el gas poco después de su inyección. Para la distribución eficiente del gas en la zona productiva, la inyección interna o dispersa requiere una cantidad considerable de puntos de inyección.

##### ***2.1.5.2.1.2 Inyección de gas externa***

Este método inyecta gas a la cresta de la estructura, donde existe una capa de gas ya sea primaria o secundaria, permitiendo que la capa de gas desplace el petróleo. Las ventajas y desventajas de ambos tipos de inyección se presentan a continuación en la Tabla 2.

**Tabla 2**

*Ventajas y desventajas de la inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.*

<b>Inyección de gas interna o dispersa</b>	<b>Inyección de gas externa</b>
<b>Ventajas</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Permite dirigir el gas hacia las zonas con mayor potencial de producción.</i></li> <li>• <i>La cantidad de gas inyectado puede ajustarse mediante el control de producción e inyección.</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Presenta una mayor eficiencia de barrido areal.</i></li> <li>• <i>Maximiza los beneficios del drenaje gravitacional.</i></li> <li>• <i>Generalmente, el factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es superior.</i></li> </ul>
<b>Desventajas</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Generalmente, la mejora en la eficiencia de recobro es limitada.</i></li> <li>• <i>La eficiencia de barrido areal es inferior en comparación con la inyección externa.</i></li> <li>• <i>La formación de canales de gas por alta velocidad de flujo reduce la eficiencia del recobro.</i></li> <li>• <i>Requiere una mayor cantidad de pozos de inyección, lo que incrementa los costos operativos.</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Requiere que el yacimiento tenga una buena permeabilidad vertical.</i></li> <li>• <i>Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona productora.</i></li> </ul>

Fuente: El autor.

En este análisis se tendrá en cuenta como método de recuperación secundaria la reinyección de agua de producción, en patrones determinados.

**2.1.6 Importancia de la calidad del agua en la prevención de problemas operativos**

El adecuado control de la calidad del agua es un factor clave en la eficiencia y durabilidad de los sistemas industriales y petroleros. La presencia de impurezas y contaminantes en el agua utilizada en procesos de inyección y extracción puede generar efectos adversos como corrosión, formación de incrustaciones y obstrucciones en tuberías y equipos. Estos problemas no solo elevan los costos de mantenimiento y reparación, sino que también pueden afectar la continuidad operativa y reducir la vida útil de la infraestructura (Moncayo Mena & Guaña Quilumba, 2015).

### **2.1.6.1 Corrosión en equipos y tuberías**

Entre los problemas más frecuentes se encuentra la corrosión de equipos y tuberías, causada por variaciones abruptas en el pH y la temperatura del agua, así como por la presencia inesperada de gases como oxígeno ( $O_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) o sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) (Luis Izquierdo et al., 2013). La corrosión es un fenómeno electroquímico que provoca el deterioro de los materiales metálicos debido a su interacción con componentes del agua, como oxígeno disuelto, cloruros y sulfatos. Este proceso puede comprometer la integridad estructural de tuberías y equipos, favoreciendo la aparición de fugas, fallos mecánicos e incluso accidentes industriales.

Para mitigar la corrosión, es fundamental monitorear parámetros del agua como el pH, la concentración de iones agresivos y la presencia de gases disueltos. Además, el uso de inhibidores de corrosión ayuda a formar una barrera protectora sobre las superficies metálicas, prologando la vida útil de los sistemas (Cristina De Sousa, 2010; Rodríguez Peñarreta & Paredes Rodríguez, 2022).

### **2.1.6.2 Formación de incrustaciones**

Las incrustaciones se generan cuando los minerales disueltos en el agua, como carbonato de calcio y sulfato de magnesio, precipitan y se adhieren a las superficies internas de tuberías y equipos. Esta acumulación reduce la eficiencia del flujo de agua, disminuye la transferencia y aumenta el consumo energético, lo que puede ocasionar bloqueos en los sistemas.

Para prevenir la formación de incrustaciones. Es recomendable implementar tratamientos de agua que reduzcan la concentración de estos minerales y que los mantengan en solución.

Métodos como el ablandamiento del agua, el uso de agentes quelantes y la aplicación de inhibidores de incrustaciones son estrategias efectivas para minimizar este problema.

### **2.1.6.3 Obstrucciones en los sistemas**

Las obstrucciones en los sistemas industriales pueden originarse por la acumulación de sedimentos, productos de corrosión o crecimiento biológico, como la formación de biopelículas. Estas obstrucciones afectan la distribución del agua, pueden provocar sobrepresiones y reducir la eficiencia operativa de los equipos.

El control de estos problemas requiere la aplicación de medidas como la filtración para eliminar partículas suspendidas, el monitoreo de la actividad microbiana y la limpieza periódica de las tuberías y equipos.

### ***2.1.7 Estrategias para la gestión de la calidad del agua***

Para garantizar una gestión eficiente de la calidad del agua y evitar problemas asociados como la corrosión, la formación de incrustaciones y la obstrucción de los sistemas, es fundamental adoptar un enfoque integral que combine diversas estrategias.

Uno de los pilares de esta gestión es el monitoreo continuo, el cual implica la evaluación periódica de parámetros clave como el pH, la conductividad, la concentración de iones y la presencia de microorganismos. Este seguimiento permite identificar alteraciones en la calidad del agua a tiempo y aplicar medidas correctivas antes de que los problemas se agraven.

Otra estrategia esencial es el tratamiento del agua, que comprende la aplicación de procesos físicos, químicos o biológicos con el propósito de optimizar sus propiedades según las

necesidades del sistema en el que se utilizará. Algunas de las tecnologías más empleadas en este ámbito incluyen la ósmosis inversa, la deionización y la incorporación de inhibidores de corrosión y agentes dispersantes, los cuales contribuyen a mejorar la calidad del agua y prevenir daños en la infraestructura.

El mantenimiento preventivo también desempeña un papel crucial en la conservación de los sistemas de tratamiento y distribución del agua. Implementar protocolos de inspección y limpieza permite evitar la acumulación de residuos y detectar posibles fallos antes de que ocasionen inconvenientes mayores. Esto no solo optimiza el funcionamiento de los equipos, sino que también prolonga su vida útil.

Por último, la capacitación del personal es un factor determinante para el éxito de cualquier estrategia de gestión del agua. Garantizar que los operadores estén familiarizados con las mejores prácticas en el manejo del recurso hídrico y en el mantenimiento de los equipos reduce riesgos, mejora la eficiencia operativa y contribuye a la sostenibilidad de los sistemas.

En conjunto, estas estrategias permiten preservar la calidad del agua, minimizar el impacto de factores adversos y asegurar un funcionamiento eficiente y seguro de los sistemas de tratamiento y distribución.

### ***2.1.8 Tratamiento del agua de inyección***

El agua utilizada en la inyección debe someterse a un tratamiento previo para evitar efectos adversos tanto en el yacimiento como en las tuberías y equipos involucrados en el

proceso. Su composición y propiedades pueden influir significativamente en la eficiencia y seguridad de la operación.

El tratamiento del agua de inyección es un paso esencial en el proceso, ya que el agua utilizada puede provenir de diversas fuentes y presentar características que afecten la integridad del yacimiento y los equipos.

El agua superficial, al contener una alta concentración de oxígeno, actúa como un agente corrosivo que puede deteriorar tuberías y otros componentes del sistema. Además, su elevado contenido de sólidos suspendidos y disueltos favorece la formación de incrustaciones en el fondo del pozo productor, lo que puede obstruir las líneas de flujo y afectar la eficiencia de la inyección. Otra consideración importante es la incompatibilidad química entre el agua captada y el agua de formación del yacimiento, lo que puede generar reacciones indeseadas que comprometan la estabilidad del sistema. Finalmente, este tipo de agua suele contener una alta carga de bacterias aerobias y sulfato-reductoras, cuya actividad biológica puede provocar corrosión microbiana y la formación de depósitos indeseados en la infraestructura del yacimiento. Las aguas de producción suelen contener concentraciones elevadas de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), compuestos que pueden acelerar los procesos de corrosión en tuberías y equipos. Además, su alto contenido de sólidos favorece la formación de incrustaciones, lo que puede obstruir los sistemas de inyección y afectar la eficiencia operativa. Dado que estas aguas provienen directamente del yacimiento, presentan incompatibilidades químicas con otros tipos de agua utilizadas en la inyección. Asimismo, debido a su contacto continuo con el petróleo en la formación, contienen una cantidad

significativa de grasas y aceites, lo que puede influir en su manejo y tratamiento antes de su reutilización en operaciones de recuperación. Finalmente, las aguas subterráneas, como su nombre lo indica, provienen de fuentes ubicadas bajo la superficie terrestre, lo que les confiere características distintivas en comparación con otros tipos de agua utilizadas en la inyección. Su baja concentración de oxígeno reduce su potencial corrosivo en los sistemas de inyección. Sin embargo, estas aguas pueden contener bacterias sulfato-reductoras, lo que podría generar problemas de corrosión microbiológica. Además, su composición mineral puede propiciar la formación de incrustaciones, afectando la eficiencia de los equipos y la operatividad del proceso de inyección (Gómez Sánchez, 2020).

#### **2.1.8.1 Planta de Tratamiento de Agua**

Las plantas de tratamiento de agua desempeñan un papel crucial en la preparación del agua utilizada en la inyección, considerando sus diversas características según su origen y composición. Su función principal es preservar la integridad de los sistemas involucrados en la inyección de agua y la extracción de petróleo, garantizando al mismo tiempo la eficiencia operativa y el cumplimiento de los estándares requeridos (Rodríguez Peñarreta & Paredes Rodríguez, 2022). El diseño y los procesos de tratamiento implementados en estas plantas dependen tanto de la naturaleza del agua empleada, su potencial corrosivo o su tendencia a generar incrustaciones, como de la calidad final del agua requerida para la inyección. Además, la composición y propiedades del yacimiento petrolero también influyen en la selección de los métodos de tratamiento más adecuados para optimizar la producción y minimizar riesgos operativos. El monitoreo continuo de la calidad del agua y el correcto funcionamiento de los equipos es primordial, especialmente en las áreas más susceptibles a problemas operativos, como

tuberías, tanques y separadores. Para garantizar la eficiencia del sistema y prevenir fallas, es necesario realizar inspecciones y ajustes de manera regular, preferiblemente a diario, asegurando así condiciones óptimas en el proceso de inyección y producción (Salirrosas Cueva, 1988).

Por esta razón, es esencial realizar análisis de laboratorio previos al tratamiento del agua, con el fin de determinar sus propiedades y asegurar su compatibilidad con el proceso de inyección (Santiago Atilano et al., 2016). Estos estudios deben incluir la evaluación de parámetros como la alcalinidad, conductividad, dureza, concentración de hierro, presencia de sólidos suspendidos y sulfatos, turbidez, contenido de oxígeno disuelto, control microbiológico y nivel de pH. Esta información es clave para seleccionar los métodos de tratamiento adecuados y optimizar el rendimiento de la planta de tratamiento de agua (Izquierdo Lucero et al., 2012).

#### **2.1.8.2 Tecnologías en el pretratamiento de agua de inyección**

La calidad del agua utilizada en los procesos de inyección y extracción influye directamente en la eficiencia operativa, lo que hace necesario el uso de diversas tecnologías convencionales para su acondicionamiento. Entre las técnicas empleadas en el pretratamiento del agua de inyección, destacan los métodos físicos, químicos y biológicos (Igunnu & Chen, 2014).

#### **2.1.8.3 Remoción de grasas y aceites**

Este proceso constituye una de las primeras etapas en el tratamiento del agua, ya que permite eliminar el aceite libre, disperso y emulsionado presente, especialmente en el agua de producción. La separación se basa en la diferencia de densidades entre el agua y el aceite, lo que facilita su flotación y posterior remoción (Stewart, 2014).

Además de la acción gravitacional, se emplean tratamientos químicos mediante la inyección de demulsificantes, los cuales contribuyen a romper la emulsión agua-aceite y mejorar la eficiencia del proceso (Robinson, 2013). Para la eliminación de grasas y aceites, se han desarrollado diversas tecnologías, entre las cuales se incluyen:

- Separadores API
- Separador de placas corrugadas
- Flotación por gas inducido
- Placas coalescedoras
- Interceptor de placas paralelas
- Lecho filtrante
- Centrifuga
- Separadores de flujo cruzado
- Membrana filtrante

#### **2.1.8.4 Filtración**

La filtración es un proceso clave en el pretratamiento del agua de inyección, generalmente implementado después de la flotación, y se encarga de eliminar aceites, grasas y otras partículas dispersas en el agua. Para lograr una mayor eficiencia en la remoción de contaminantes, se emplean diferentes medios filtrantes, entre los cuales se encuentran:

- Arena
- Grava
- Antracita
- Cascara de nuez

- Talco
- Arcilla tierras de diatomeas
- Carbón activado

Cada uno de estos materiales posee características específicas que permiten optimizar la calidad del agua antes de su inyección, asegurando así una operación eficiente y prolongada del sistema (Leal Ascencio, 2005).

#### **2.1.8.5 Tecnologías de tratamiento de microorganismos**

Estas tecnologías están diseñadas para la eliminación de microorganismos que pueden contribuir a la formación de incrustaciones, contaminar cuerpos de agua o proliferar durante el tratamiento. Dichos microorganismos pueden originarse de manera natural en el entorno o introducirse en el agua en distintas etapas del proceso. Su control es fundamental para garantizar la calidad del agua y evitar problemas operativos en los sistemas de inyección y producción (Daniel Arthur et al., 2005).

Dentro de las tecnologías de desinfección del agua se encuentran:

- Filtración avanzada
- Radiación ultravioleta (UV)
- Cloración
- Yodación
- Tratamiento con ozono
- Activación electroquímica (ECA)

### **2.1.8.6 Tecnologías de separación con membranas**

Las tecnologías de separación con membranas representan una alternativa avanzada y eficiente frente a los métodos convencionales de tratamiento de agua. Su principio de funcionamiento se basa en el uso de membranas especializadas que, mediante la aplicación de presión, permiten la retención y eliminación de diversas impurezas, desde partículas en suspensión hasta contaminantes disueltos y microorganismos. Gracias a su alta eficacia en la purificación del agua, estas tecnologías se han convertido en herramientas esenciales en múltiples sectores, incluyendo el abastecimiento de agua potable, la industria y la agricultura.

Entre las principales tecnologías utilizadas en este campo se encuentra la microfiltración, la cual emplea membranas con poros de tamaño microscópico para retener partículas y microorganismos de mayor tamaño. La ultrafiltración, por su parte, opera de manera similar, aunque con poros de menor diámetro que permiten la eliminación de macromoléculas y microorganismos de menor tamaño que aquellos retenidos en la microfiltración.

Otra tecnología relevante es la nanofiltración, cuya capacidad de separación es aún más avanzada, ya que logra remover solutos de bajo peso molecular, ciertos iones multivalentes y microorganismos, mejorando significativamente la calidad del agua tratada. Finalmente, la ósmosis inversa se destaca por ser una de las opciones más eficientes en la purificación del agua, dado que emplea membranas semipermeables combinadas con alta presión para eliminar una amplia variedad de contaminantes disueltos, incluyendo sales, metales pesados y agentes patógenos.

Si bien estas tecnologías han demostrado ser altamente efectivas, uno de los principales desafíos en su implementación es el costo asociado a las membranas, lo que puede representar una limitación en ciertos contextos. Para mitigar este problema, se han desarrollado innovaciones en los materiales y diseños de las membranas con el objetivo de optimizar su rendimiento y prolongar su vida útil sin aumentar significativamente los costos operativos. Gracias a estos avances, las tecnologías de membranas continúan consolidándose como soluciones sostenibles y de alto impacto en la gestión y tratamiento del agua, contribuyendo a garantizar su disponibilidad y calidad en distintos ámbitos (Coday & Cath, 2014).

#### **2.1.8.7 Remoción química**

La remoción química es una técnica de tratamiento utilizada para eliminar depósitos minerales que se forman en áreas de difícil acceso. La elección del agente químico depende del tipo de incrustaciones presente.

Uno de los factores claves en la eliminación de incrustaciones es la relación entre su superficie, volumen y la velocidad de reacción del agente químico utilizado. Las incrustaciones porosas presentan una mayor área de contacto, lo que facilita la acción inmediata de los reactivos al permitir su penetración y dispersión de manera más eficiente. Por otro lado, las incrustaciones más compactas y de baja porosidad limitan la interacción con los productos químicos, reduciendo su efectividad y ralentizando el proceso de eliminación. Esto hace necesario el uso de estrategias específicas para mejorar la acción de los reactivos en este tipo de depósitos (León Vanegas, 2012).

Por ejemplo, los depósitos de carbonatos se eliminan comúnmente con ácidos, mientras que las incrustaciones de sulfatos, que presentan mayor resistencia debido a su dureza y baja solubilidad en ácidos, requieren el uso de productos alcalinos. Además, los surfactantes y solventes orgánicos también se emplean en la disolución y eliminación de incrustaciones, proporcionando una alternativa eficaz para mantener la eficiencia operativa en los sistemas afectados (Avaro, 2024).

La presencia de incrustaciones en la industria petrolera representa una preocupación significativa, ya que puede generar pérdidas en la producción, un aumento considerable en la frecuencia de mantenimiento de los equipos y la posible contaminación del hidrocarburo extraído, entre otros inconvenientes.

Estos efectos adversos resaltan la importancia de implementar estrategias efectivas de prevención en los procesos de inyección y producción de petróleo, con el objetivo de minimizar los impactos operativos y económicos asociados a la formación de depósitos no deseados.

Dentro de las estrategias más eficaces para prevenir la formación de incrustaciones se encuentra el uso de inhibidores, que son aditivos químicos diseñados para evitar la acumulación de depósitos en equipos y tuberías. Estos compuestos actúan a través de tres mecanismos principales (Pochteca Perú, 2025):

La formación de incrustaciones en los sistemas de tratamiento y distribución de agua es un problema que puede afectar el rendimiento y la vida útil de los equipos. Para mitigar este

fenómeno, se emplean distintos mecanismos de control, entre los cuales se encuentran la dispersión, el secuestro y la cristalización. La dispersión evita que las partículas sólidas presentes en el agua se unan y se adhieran a las superficies internas de los equipos, manteniéndolas en suspensión y reduciendo la formación de depósitos. El secuestro, por su parte, impide la fijación de iones de calcio y magnesio mediante la formación de complejos químicos con los inhibidores, evitando así su precipitación. La cristalización actúa promoviendo la formación de cristales de calcio y magnesio en estructuras menos adherentes, lo que dificulta su acumulación en las superficies y facilita su eliminación.

Estos mecanismos resultan fundamentales para optimizar el rendimiento de los sistemas de inyección y producción de agua, ya que contribuyen a prolongar la vida útil de los equipos y a minimizar la necesidad de mantenimientos correctivos. Dentro de este contexto, los inhibidores de incrustaciones juegan un papel esencial, ya que son compuestos químicos diseñados específicamente para prevenir la acumulación de depósitos minerales en tuberías e infraestructuras de tratamiento. Dependiendo de su composición y modo de acción, estos inhibidores se pueden clasificar en diferentes tipos.

Los polifosfatos, por ejemplo, están compuestos por cadenas de fosfatos enlazados y se caracterizan por sus propiedades emulsionantes, quelantes y reguladoras del pH. Su uso es particularmente eficaz en la prevención de incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de bario, dos de los principales compuestos responsables de la obstrucción de tuberías y equipos. Los fosfatos, en cambio, están formados por combinaciones de fósforo y oxígeno y funcionan

reduciendo la concentración de calcio en el agua, lo que impide su precipitación y acumulación en las superficies de contacto. (Contreras-Ramirez et Al, 2023)

Otra categoría de inhibidores corresponde a los polímeros, cuya acción se basa en la dispersión de partículas sólidas dentro del agua y en la formación de una barrera protectora sobre las superficies, lo que evita la adhesión de minerales y reduce significativamente la formación de incrustaciones. Los polisulfonatos, por su parte, destacan por su capacidad para inhibir la formación de depósitos de carbonatos y sulfatos. Su principal ventaja radica en su estabilidad en un amplio rango de pH, lo que les permite mantener su efectividad en diversas condiciones operativas. Además, su compatibilidad con otros aditivos los convierte en una opción versátil y eficaz para la protección de equipos en múltiples industrias, incluida la petrolera. (Gutierrez, 2024).

Finalmente, los quelantes, también conocidos como secuestrantes, son inhibidores altamente eficientes cuya acción se basa en la captura de iones como calcio, magnesio y hierro, manteniéndolos en estado soluble y evitando que se formen depósitos minerales en las superficies. Debido a su elevada eficacia, estos compuestos son ampliamente utilizados en sistemas donde la acumulación de sales representa un riesgo operativo, ya que garantizan una mayor eficiencia en el funcionamiento de los equipos y contribuyen a reducir los costos de mantenimiento asociados a la limpieza y reparación de tuberías y dispositivos de tratamiento de agua.

### ***2.1.9 Agentes Quelantes***

Los agentes quelantes, también conocidos como secuestrantes de hierro, son compuestos químicos diseñados para formar complejos estables y solubles con iones metálicos, evitando que estos participen en reacciones no deseadas. Este mecanismo es esencial en diversas industrias, especialmente en el tratamiento de agua y en el sector petrolero, donde el control de los metales disueltos es clave para prevenir la formación de incrustaciones, la corrosión y la acumulación de residuos en los equipos (Fortune Business Insights, 2025).

#### **2.1.9.1 Mecanismo de acción de los quelantes**

El término “quelato” proviene de la palabra griega *chela*, que significa garra, en referencia a la manera en que estos compuestos “atrapan” los iones metálicos. Debido a su estructura química, los agentes quelantes poseen múltiples sitios de unión que les permiten fijarse a los metales, formando estructuras anulares estables. Este proceso inactiva los iones metálicos, evitando que reaccionen y formen depósitos sólidos o incrustaciones en superficies metálicas y sistemas de conducción de fluidos.

#### **2.1.9.2 Aplicación en el tratamiento de agua**

En los sistemas de tratamiento de agua, los quelantes desempeñan un papel fundamental en la reducción de la dureza y la prevención de incrustaciones. El agua dura contiene altas concentraciones de iones como calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ), hierro ( $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$ ) y manganeso ( $\text{Mn}^{2+}$ ), los cuales pueden precipitarse en forma de sales insolubles y generar acumulaciones en tuberías, calderas y otros equipos. Esto afecta la eficiencia operativa y aumenta los costos de mantenimiento.

La incorporación de agentes quelantes en los sistemas de tratamiento permite mantener estos iones en solución, impidiendo la formación de depósitos sólidos y mejorando la calidad del agua. Entre los quelantes más utilizados en este ámbito se encuentran:

El ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) es un agente quelante ampliamente utilizado en diversas aplicaciones industriales debido a su alta capacidad para formar complejos estables como se explicó en la sección de mecanismo de acción de agentes quelantes. Su versatilidad lo convierte en una opción efectiva en el tratamiento de aguas, la industria farmacéutica y los procesos de limpieza de equipos. En sistemas de purificación de agua, el EDTA es empleado para secuestrar metales pesados como plomo, mercurio y cadmio, evitando su precipitación y facilitando su eliminación. Su estabilidad química y eficacia en un amplio rango de pH permiten su uso en entornos donde la presencia de metales podría comprometer el funcionamiento de los equipos o afectar la calidad del agua.

Otro agente quelante de gran importancia es el ácido nitrilotriacético (NTA), el cual se encuentra presente en detergentes y en procesos de tratamiento de aguas residuales. Su principal función es la eliminación de metales pesados mediante la formación de complejos solubles que impiden su acumulación en tuberías y superficies. En la industria de los detergentes, su acción quelante contribuye a mejorar la efectividad de los agentes de limpieza, optimizando la eliminación de residuos minerales y evitando la formación de incrustaciones. En el tratamiento de aguas residuales, el NTA cumple un papel clave en la reducción de la toxicidad del agua antes de su descarga en el medio ambiente, ayudando a mitigar los riesgos asociados a la contaminación por metales pesados.

Por otro lado, el ácido cítrico es un quelante natural con aplicaciones destacadas en la industria alimentaria y en el tratamiento de agua. Su mecanismo, como se mencionó en la sección de mecanismo de acción de los agentes quelantes, es fundamental en la estabilización de productos alimenticios, ya que previene reacciones no deseadas que pudieran comprometer su calidad y conservación. En el tratamiento del agua, el ácido cítrico se utiliza para prevenir la formación de incrustaciones y mejorar la eficiencia de los procesos de purificación. Su mecanismo de acción permite mantener los metales en estado soluble, evitando su deposición en equipos y tuberías. A diferencia de otros agentes quelantes sintéticos, el ácido cítrico es biodegradable, lo que lo convierte en una alternativa más ecológica y sostenible para diversas aplicaciones industriales.

### **2.1.9.3 Importancia de los quelantes en la industria petrolera.**

En la industria petrolera, la presencia de iones metálicos en el agua utilizada en los procesos de extracción y refinación puede generar complicaciones operativas significativas. Uno de los problemas más comunes es la formación de incrustaciones, fenómeno que ocurre cuando estos iones reaccionan con aniones disueltos en el agua, dando lugar a la precipitación de sales insolubles como carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), sulfato de estroncio ( $\text{SrSO}_4$ ), hidróxidos y óxidos de hierro ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) y carbonato de magnesio ( $\text{MgCO}_3$ ). Estos depósitos sólidos se adhieren a las paredes de tuberías y equipos, reduciendo el flujo de fluidos, afectando la transferencia de calor y disminuyendo la eficiencia de los sistemas. Con el tiempo, esta acumulación de incrustaciones puede generar obstrucciones severas que requieren intervenciones costosas para su eliminación. (Abdulraheem, 2018)

Otro desafío crítico es la corrosión, un proceso en el cual ciertos metales presentes en el agua aceleran reacciones químicas que degradan la infraestructura utilizada en la producción y transporte de hidrocarburos. La corrosión no solo afecta la integridad estructural de tuberías y equipos, sino que también puede ocasionar fugas, fallas mecánicas y contaminaciones ambientales. Su impacto en la industria petrolera es considerable, ya que incrementa los costos de mantenimiento y reparación, además de comprometer la seguridad de las operaciones.

Para mitigar estos efectos adversos, se emplean agentes quelantes en diversas aplicaciones dentro del sector. Su principal función es la prevención de incrustaciones, ya que estos compuestos tienen la capacidad de capturar iones metálicos antes de que reaccionen con aniones y formen depósitos sólidos. Al mantener los metales en solución, los quelantes evitan la acumulación de residuos en las superficies internas de los equipos, lo que favorece un funcionamiento más eficiente y prolonga la vida útil de la infraestructura.

Además de su papel en el control de incrustaciones, los agentes quelantes contribuyen a la optimización de la recuperación de petróleo. En ciertos procedimientos, estos compuestos se utilizan para disolver depósitos minerales en las formaciones rocosas, mejorando la permeabilidad de los yacimientos y facilitando la extracción de hidrocarburos. Este mecanismo permite aumentar la eficiencia del proceso de recuperación sin la necesidad de recurrir a métodos invasivos o económicamente más costosos.

Otra aplicación relevante de los quelantes en la industria petrolera es su capacidad para reducir la corrosión. Al unirse a los iones metálicos que actúan como catalizadores de procesos

corrosivos, estos compuestos minimizan el deterioro de tuberías y equipos, disminuyendo la frecuencia de los mantenimientos y reduciendo el riesgo de fallas estructurales. Gracias a sus múltiples beneficios, los agentes quelantes representan una solución fundamental para mejorar la eficiencia operativa, prolongar la vida útil de los sistemas y garantizar la sostenibilidad de las actividades en el sector petrolero.

#### **2.1.9.4 Consideraciones ambientales y de seguridad**

Aunque los agentes quelantes desempeñan un papel esencial en diversas aplicaciones industriales, su uso debe estar regulado y controlado para evitar impactos negativos en el medio ambiente. Uno de los principales factores a considerar es su biodegradabilidad, ya que algunos quelantes, como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), presentan una alta persistencia en el entorno y pueden acumularse en los ecosistemas acuáticos. Debido a su estabilidad química, estos compuestos no se degradan fácilmente, lo que aumenta el riesgo de bioacumulación y potenciales efectos adversos sobre la flora y fauna. Para mitigar este problema, se han desarrollado alternativas biodegradables que ofrecen un desempeño eficiente con un menor impacto ambiental. Estos nuevos compuestos buscan mantener la eficacia de los agentes quelantes tradicionales mientras reducen su permanencia en el medio ambiente, favoreciendo así una gestión más sostenible de los recursos hídricos. (Bucheli-Witschel & Egli, 2001)

Además de la biodegradabilidad, es fundamental que el uso de los agentes quelantes cumpla con las normativas y regulaciones ambientales vigentes. Debido a su capacidad para modificar la solubilidad y movilidad de metales pesados, estos compuestos pueden afectar la calidad del agua si no se controlan adecuadamente. Por esta razón, diversas entidades

reguladoras han establecido límites estrictos para su descarga en cuerpos de agua, con el fin de prevenir la contaminación y la alteración de los ecosistemas acuáticos. En respuesta a estas regulaciones, las industrias han implementado sistemas de monitoreo y tecnologías de tratamiento para minimizar la presencia de quelantes en sus efluentes. La adopción de estas medidas no solo contribuye a la protección del medio ambiente, sino que también garantiza el cumplimiento de las normativas, evitando sanciones y promoviendo prácticas industriales más sostenibles.

## **2.2 Marco Normativo de la Calidad del Agua en el Sector Petrolero**

El tratamiento y la gestión del agua en la industria petrolera son aspectos fundamentales para garantizar la sostenibilidad ambiental y el cumplimiento de la normativa vigente. En Colombia, el marco regulatorio establece lineamientos estrictos para el control de los vertimientos industriales, con el fin de minimizar el impacto en los cuerpos de agua y prevenir la degradación de los ecosistemas acuáticos. Una de las normativas más relevantes en este contexto es la Resolución 0631 de 2015, expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la cual fija los límites máximos permisibles para los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y sistemas de alcantarillado público.

La aplicación de esta normativa en el sector petrolero es crucial, dado que las operaciones extractivas y de procesamiento generan aguas residuales con alta carga de contaminantes, tales como hidrocarburos, metales pesados y compuestos orgánicos persistentes. En este apartado, se analizarán los principales parámetros de calidad del agua exigidos por la regulación colombiana y su impacto en las prácticas de tratamiento y disposición de efluentes en la industria petrolera.

### ***2.2.1 Resolución 0631 de 2015: Regulación de Vertimientos Industriales***

La Resolución 0631 de 2015 establece los valores límites máximos permisibles de contaminantes presentes en los vertimientos industriales, incluyendo aquellos provenientes del sector de hidrocarburos. Su principal objetivo es reducir la contaminación de los cuerpos de agua y mejorar la calidad ambiental mediante la aplicación de estándares rigurosos.

Esta resolución aplica a todas las actividades industriales que descargan sus efluentes en cuerpos de agua superficiales o sistemas de alcantarillado. En el caso del sector petrolero, se incluyen actividades como exploración, producción, refinación y transporte de hidrocarburos, debido a que generan vertimientos con alto contenido de sustancias tóxicas y compuestos orgánicos persistentes.

### ***2.2.2 Parámetros Críticos y Límites Máximos Permitidos***

Dentro de los requisitos establecidos por la Resolución 0631 de 2015, los parámetros que deben monitorearse en los vertimientos generados por la industria petrolera incluyen, como lo muestra la Tabla 3:

**Tabla 3***Parámetros de vertimientos de agua provenientes de la industria petrolera.*

Parámetro	Valor Límite Máximo	
	Permisible	Definición
<b>Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO<sub>5,20</sub>)</b>	50mg/L	Cantidad de oxígeno requerida por microorganismos para descomponer materia orgánica en 5 días.
<b>Demanda Química de Oxígeno (DQO)</b>	200 mg/L	Medida de la cantidad total de sustancias químicas oxidables en el agua.
<b>Sólidos Suspendidos Totales (SST)</b>	50 mg/L	Partículas sólidas en el agua que no se disuelven y pueden causar turbidez.
<b>Aceites y Grasas</b>	10 mg/L	Compuestos orgánicos insolubles en agua, incluyendo aceites minerales y vegetales.
<b>Hidrocarburos Totales del Petróleo (HTP)</b>	5 mg/L	Cantidad total de compuestos derivados del petróleo presentes en el agua.
<b>pH</b>	Entre 6 y 9	Indicador del nivel de acidez o alcalinidad del agua.
<b>Temperatura</b>	No debe exceder 3°C sobre la temperatura del cuerpo receptor	Diferencia térmica permitida para evitar daños a ecosistemas acuáticos.

Fuente: El autor.

Estos límites tienen como finalidad mitigar los efectos negativos de los vertimientos sobre la calidad del agua y la biodiversidad acuática. El cumplimiento de estos valores es obligatorio para las empresas del sector petrolero y que su monitoreo sea supervisado por las autoridades ambientales competentes.

El monitoreo constante de estos parámetros permite determinar la calidad del agua antes y después de su tratamiento, asegurando que los procesos aplicados sean eficaces en la remoción de contaminantes y, aptos para su disposición en cuerpos de agua naturales o su reutilización en procesos industriales.

Además, los estándares específicos para el agua utilizada en **inyección para disposición** y **recobro mejorado** están definidos de la siguiente manera en las tablas 4 y 5, respectivamente:

**Tabla 4**

*Parámetros de calidad de agua de inyección para disposición.*

Parámetro	Unidades	Límite Exigido	Definición
Sólidos Suspendidos	mg/L	$\leq 10$	Partículas sólidas flotantes en el agua.
Grasas y Aceites	mg/L	$\leq 6$	Materiales insolubles en agua provenientes de hidrocarburos.
Turbidez	NTU	$\leq 9.2$	Medida de la opacidad del agua por sólidos suspendidos.
Oxígeno Disuelto	mg/L	$\leq 0.005$	Cantidad de oxígeno disponible en el agua.
Hierro Disuelto	mg/L	$\leq 5$	Presencia de hierro en forma soluble en el agua.
pH	pH	6.5 – 8.5	Nivel de acidez o alcalinidad.
Residual Amina	mg/L	$\geq 3$	Concentración de aminas residuales utilizadas en procesos industriales.
Residual Fosfatos	mg/L	$\geq 3$	Contenido de fosfatos en el agua.

*Fuente: El autor.*

**Tabla 5**  
*Parámetros de calidad del agua de inyección para Recobro.*

Parámetro	Unidades	Límite Exigido	Definición
Sólidos Suspensos	mg/L	≤ 5	Partículas sólidas flotantes en el agua.
Grasas y Aceites	mg/L	≤ 6	Materiales insolubles en agua provenientes de hidrocarburos.
Turbidez	NTU	≤ 2	Medida de la opacidad del agua por sólidos suspendidos.
Oxígeno Disuelto	mg/L	≤ 00.2 – 0.05	Cantidad de oxígeno disponible en el agua.
Contenido de Hierro Disuelto	mg/L	≤ 5	Cantidad de hierro soluble.
pH	pH	6.5 – 8.5	Nivel de acidez o alcalinidad.
Ácido Sulfhídrico Disuelto	mg/L	0	Presencia del H <sub>2</sub> S en el agua.
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) Disuelto	mg/L	≤ 10	Contenido de CO <sub>2</sub> en el agua.
Alcalinidad	mg/L	60	Capacidad de neutralización del agua.
Residual Amina	mg/L	≥ 3	Concentración de aminas residuales utilizadas en procesos industriales.
Residual Fosfatos	mg/L	≥ 1	Contenido de fosfatos en el agua.
Tamaño de partícula	Micrómetros	≤ 5	Diámetro máximo permitido de partículas sólidas presentes en el agua de inyección.
Fe	mg/L	≤ 5	Hierro total
Mn	mg/L	≤ 0.1	Manganeso
Ba	mg/L	≤ 1	Bario
Sr	mg/L	-	Estroncio
Cu,Zn	mg/L	Cu ≤ 1, Zn ≤ 3	Cobre
Cr+6	mg/L	≤ 0.05	Zinc
Ni	mg/L	-	Niquel

Fuente: El autor.

### 2.2.3. Plantas de Tratamiento de Agua en la Industria Petrolera

En el sector petrolero, las plantas de tratamiento de agua juegan un rol esencial en la eliminación de contaminantes y la recuperación de recursos. Entre los procesos más utilizados en estas instalaciones se encuentran:

**Tratamiento Primario:** Remoción de sólidos gruesos y separación de aceites y grasas mediante métodos físicos como sedimentación y flotación.

**Tratamiento Secundario:** Uso de procesos químicos y biológicos para la eliminación de materia orgánica y compuestos disueltos. Se emplean tecnologías como coagulación-floculación y tratamiento biológico aeróbico.

**Tratamiento Terciario:** Refinamiento final del agua mediante filtración avanzada, intercambio iónico y adsorción con carbón activado, asegurando la eliminación de trazas de contaminantes y ajuste de parámetros fisicoquímicos.

El diseño y operación de estas plantas deben ajustarse a las condiciones específicas del campo de estudio, considerando la calidad del agua de entrada, la capacidad de tratamiento y las regulaciones ambientales vigentes. Un manejo eficiente del agua tratada permite reducir el impacto ambiental y optimizar los costos operativos de la industria petrolera.

## ***2.2.4 Implicaciones del Cumplimiento Normativo***

### **2.2.4.1 Monitoreo y Reporte de Calidad del Agua**

Las empresas petroleras están en la obligación de implementar programas de monitoreo continuo de sus vertimientos, asegurando que los parámetros establecidos en la Resolución 0631 de 2015 sean respetados. Esto implica la toma de muestras periódicas y el análisis de los principales contaminantes, así como la presentación de informes regulares a las autoridades ambientales.

### **2.2.4.2 Tratamiento y Tecnologías Aplicadas**

Para garantizar el cumplimiento de la normativa, las empresas del sector han implementado diversas tecnologías de tratamiento de agua, entre las cuales se incluyen:

**Procesos Físicos:** Filtración, decantación y separación de fases para la remoción de sólidos y aceites.

**Tratamientos Químicos:** Uso de coagulantes, floculantes y agentes neutralizantes para ajustar el pH y eliminar contaminantes específicos.

**Métodos Biológicos:** Aplicación de microorganismos para degradar materia orgánica y compuestos tóxicos.

El adecuado diseño e implementación de estos sistemas es clave para evitar sanciones regulatorias y minimizar el impacto ambiental de la actividad petrolera.

#### **2.2.4.3 Sanciones por Incumplimiento**

El incumplimiento de los límites establecidos en la Resolución 0631 de 2015 puede derivar en sanciones significativas, que incluyen multas, suspensión temporal de operaciones y, en casos graves, cierre definitivo de las instalaciones. Además, el vertimiento de aguas contaminadas sin tratamiento adecuado puede derivar en daños irreparables a ecosistemas acuáticos y afectar la disponibilidad de agua para comunidades cercanas.

La regulación de los vertimientos industriales en el sector petrolero es una herramienta fundamental para garantizar la protección de los recursos hídricos en Colombia. La **Resolución 0631 de 2015** establece parámetros claros y exigentes para la calidad del agua residual generada por las operaciones petroleras, obligando a las empresas a adoptar tecnologías de tratamiento eficientes y estrategias de monitoreo riguroso.

El cumplimiento de estas disposiciones no solo responde a un mandato legal, sino que también es un compromiso con la sostenibilidad ambiental y la responsabilidad social. Las empresas del sector deben continuar innovando en sus procesos de tratamiento de agua para garantizar que sus operaciones sean compatibles con la protección del medio ambiente y el desarrollo sostenible del país.

### **2.3 Comparación entre plantas de tratamiento convencionales y tratamiento con quelantes en la industria petrolera.**

El tratamiento del agua en la industria petrolera es un proceso fundamental para garantizar la eficiencia operativa y la durabilidad de los equipos utilizados en la inyección de agua. Este procedimiento se emplea para mantener la presión en los yacimientos y mejorar la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, la presencia de impurezas en el agua puede causar problemas como la corrosión, la formación de incrustaciones y la obstrucción de tuberías, lo que hace imprescindible su adecuado acondicionamiento.

Existen dos enfoques principales para tratar el agua de inyección: el uso de plantas de tratamiento convencionales y la aplicación de agentes quelantes. Este documento compara ambas metodologías, analizando sus ventajas, desventajas, costos y eficiencia, con el fin de identificar la alternativa más efectiva para la optimización de la inyección y la extracción.

#### ***2.3.1 Plantas de tratamiento convencionales.***

Las plantas de tratamiento convencionales utilizan diversos procedimientos para mejorar la calidad del agua antes de su inyección en los yacimientos. Entre estos procesos destacan (Rodríguez Miranda et al., 2010):

El tratamiento del agua en la industria requiere una serie de procesos diseñados para garantizar su calidad y adecuación a los sistemas donde será utilizada. El primer paso en este tratamiento es la filtración primaria, cuya función principal es la eliminación de sólidos suspendidos y sedimentos presentes en el agua. La acumulación de estas partículas puede ocasionar obstrucciones en tuberías y reducir la eficiencia de los sistemas de inyección y producción. Por ello, su remoción es esencial para mantener un flujo adecuado y evitar problemas operativos.

Un procedimiento igualmente relevante es la separación de aceites y grasas, destinada a eliminar los hidrocarburos que puedan estar presentes en el agua utilizada en procesos industriales. La presencia de estos compuestos puede interferir con los sistemas de tratamiento y representar un riesgo para el medio ambiente si no se controlan adecuadamente. A través de tecnologías específicas, como separadores gravitacionales o coalescentes, se logra reducir la concentración de hidrocarburos, mejorando la calidad del agua tratada y minimizando su impacto ambiental.

Además, la degasificación es un proceso clave para reducir la concentración de gases disueltos, como el oxígeno y el dióxido de carbono, los cuales pueden acelerar la corrosión de tuberías y equipos metálicos. La eliminación de estos gases permite mitigar los efectos corrosivos, disminuyendo la frecuencia de mantenimientos y prolongando la vida útil de la infraestructura. Al incorporar este procedimiento, se optimiza la eficiencia operativa de los sistemas y se reduce el deterioro causado por reacciones químicas no deseadas.

El control de la dureza del agua es otro aspecto fundamental en su tratamiento, el cual se logra mediante procesos de ablandamiento y desmineralización. La dureza del agua, determinada por la presencia de iones como calcio y magnesio, favorece la formación de incrustaciones en tuberías y equipos, lo que afecta su rendimiento y aumenta los costos de mantenimiento. A través de la eliminación de estos iones, se previene la acumulación de depósitos sólidos y se optimiza el funcionamiento de los sistemas industriales, asegurando un flujo constante y eficiente.

Finalmente, el ajuste químico es una etapa crucial en el acondicionamiento del agua, ya que implica la adición de inhibidores de incrustaciones y dispersantes con el propósito de mejorar su compatibilidad con los sistemas de inyección. Estos compuestos químicos evitan la formación de depósitos minerales y mantienen las partículas en suspensión, reduciendo así la posibilidad de sedimentación y obstrucción. La combinación de estos procesos garantiza un tratamiento integral del agua, protegiendo la eficiencia operativa y asegurando la sostenibilidad de las operaciones industriales.

#### **2.3.1.1 Costos operativos y de mantenimiento**

La gestión y operación de una planta convencional implican una inversión considerable debido a diversos factores que inciden en los costos tanto iniciales como a largo plazo. Uno de los principales aspectos que contribuyen a estos gastos es la infraestructura, ya que la instalación de equipos especializados requiere una planificación detallada y el uso de materiales adecuados para garantizar su eficiencia y durabilidad. Además, los costos asociados al mantenimiento de esta infraestructura pueden ser elevados, ya que es necesario realizar inspecciones periódicas y reemplazar componentes desgastados para evitar fallos que afecten el rendimiento del sistema.

El consumo energético representa otro desafío importante en la operación de una planta de tratamiento. Equipos como los sistemas de filtración, bombeo y desgasificación demandan un uso intensivo de energía para su funcionamiento, lo que incrementa los costos operativos y la huella ambiental de la instalación. Como resultado, se han desarrollado estrategias para optimizar el uso de la energía, incluyendo la implementación de tecnologías más eficientes y el aprovechamiento de fuentes alternativas que reduzcan el impacto económico y ambiental del proceso.

Otro factor relevante es la necesidad constante de productos químicos para el correcto funcionamiento de la planta. Sustancias como los inhibidores de incrustaciones y los dispersantes son esenciales para prevenir la acumulación de depósitos y garantizar la estabilidad de los sistemas de tratamiento. Sin embargo, la adquisición y reposición de estos compuestos representan un costo recurrente, ya que su aplicación debe ser continua para mantener la operatividad de la instalación.

El mantenimiento periódico es una actividad fundamental para asegurar el óptimo desempeño de la planta, ya que permite detectar a tiempo posibles fallos y evitar interrupciones en el proceso. Estas tareas incluyen inspecciones, limpiezas y ajustes en los equipos, lo que requiere personal especializado y recursos adicionales. Un mantenimiento deficiente puede derivar en averías imprevistas, generando costos aún mayores debido a reparaciones urgentes y posibles pérdidas en la eficiencia del sistema.

En conjunto, la operación de una planta convencional implica costos significativos debido a la infraestructura, el consumo de energía, el uso de productos químicos y la necesidad de mantenimiento continuo. Para mitigar estos gastos, es crucial implementar estrategias de optimización que incluyan tecnologías más eficientes, el uso de energías renovables y programas de mantenimiento preventivo que reduzcan la frecuencia de intervenciones correctivas.

### **2.3.1.2 Limitaciones y desafíos**

A pesar de su eficacia en la purificación del agua, las plantas de tratamiento convencionales presentan diversas limitaciones que pueden comprometer su eficiencia operativa y sostenibilidad (TeamB Alternativa Aplicada Ambiental S.A. de C.V., 2023). Uno de los principales desafíos es su dependencia de la calidad del agua cruda, ya que cualquier variación en su composición puede influir en el rendimiento del sistema. Factores como la concentración de sólidos suspendidos, la presencia de contaminantes específicos o los cambios en la dureza del agua pueden requerir ajustes constantes en los procesos de tratamiento, lo que incrementa la complejidad de su operación y puede afectar la estabilidad del sistema.

Asimismo, los costos asociados con la operación y el mantenimiento de estas plantas representan un obstáculo significativo. Su funcionamiento requiere mano de obra altamente capacitada para supervisar los procesos y garantizar el correcto desempeño de los equipos, lo que implica gastos constantes en salarios, formación y mantenimiento especializado. Además, el uso de productos químicos y otros insumos esenciales para el tratamiento del agua genera costos recurrentes que pueden ser elevados, especialmente en instalaciones de gran escala. Estas

inversiones son fundamentales para evitar fallos en el sistema y asegurar la calidad del agua tratada, pero también pueden representar una carga económica considerable.

Otro aspecto relevante es el impacto ambiental derivado del funcionamiento de estas plantas. La generación de residuos químicos como subproductos del proceso de purificación requiere una gestión adecuada para evitar la contaminación de suelos y cuerpos de agua. Adicionalmente, el consumo energético de estas instalaciones es elevado, ya que muchos de los equipos utilizados en la filtración, bombeo y otros procesos dependen de fuentes de energía convencionales, lo que contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero y al aumento de la huella de carbono.

Para enfrentar estas limitaciones, es esencial adoptar estrategias que optimicen el desempeño de las plantas de tratamiento sin comprometer la eficiencia del proceso. La implementación de tecnologías más avanzadas, la reducción del uso de productos químicos mediante alternativas más sostenibles y el desarrollo de sistemas energéticamente eficientes son algunas de las soluciones que pueden contribuir a minimizar los costos operativos y reducir el impacto ambiental, garantizando así un tratamiento del agua más responsable y eficiente.

### ***2.3.2 Tratamiento con quelantes***

#### **2.3.2.1 Definición y mecanismo de acción**

Los agentes quelantes son compuestos químicos diseñados para interactuar con iones metálicos, formando complejos solubles que impiden la precipitación de sales y, por ende, la acumulación de incrustaciones en tuberías y equipos industriales. Su aplicación es esencial en múltiples sectores, ya que ayuda a mantener la eficiencia operativa al prevenir la formación de

depósitos minerales que podrían obstruir el flujo de fluidos y afectar negativamente el desempeño de los sistemas.

El mecanismo de acción de los quelantes se fundamenta en varios procesos que permiten controlar la presencia de estos iones en solución. Uno de estos procesos es el secuestro de iones, mediante el cual los quelantes capturan y estabilizan los metales en su forma soluble, evitando su reacción con aniones presentes en el agua y reduciendo la probabilidad de formación de depósitos insolubles. De esta manera, se optimiza la estabilidad del sistema y se prolonga la vida útil de los equipos.

Otro mecanismo relevante es la alteración de la estructura cristalina de las sales que podrían generar incrustaciones. Al modificar el proceso de cristalización de compuestos como el carbonato de calcio y el sulfato de bario, los quelantes impiden la formación de depósitos adherentes en las superficies metálicas, lo que facilita su eliminación y evita daños en la infraestructura industrial.

Además, los quelantes contribuyen a la dispersión de partículas suspendidas en el agua, evitando su aglomeración y favoreciendo su eliminación mediante procesos de filtración o purga. Esta función es crucial para reducir la acumulación de sólidos en los sistemas de conducción y garantizar su óptimo funcionamiento.

Debido a estas propiedades, los agentes quelantes desempeñan un papel fundamental en industrias como la petrolera, el tratamiento de aguas y la generación de energía, donde la

acumulación de incrustaciones y la presencia de metales disueltos pueden afectar significativamente la eficiencia de los procesos. La investigación en este campo ha llevado al desarrollo de quelantes más eficaces y con menor impacto ambiental, permitiendo una mejor gestión de los sistemas industriales y una reducción de los costos operativos asociados al mantenimiento y limpieza de equipos.

### **2.3.2.2 Ventajas del uso de quelantes**

El uso de agentes quelantes en el tratamiento del agua proporciona múltiples beneficios, lo que los convierte en una alternativa eficiente y rentable en comparación con otros métodos tradicionales. Uno de sus principales atributos es la facilidad de aplicación, ya que pueden dosificarse directamente en el sistema sin necesidad de implementar infraestructura adicional o realizar modificaciones en los equipos existentes (Liu et al., 2021; Rattanawan, 2020). Esta característica permite su integración en diversos procesos industriales sin afectar la operatividad ni generar interrupciones en las actividades productivas.

Otro beneficio clave es la reducción de costos operativos, ya que el empleo de quelantes disminuye la dependencia de sistemas avanzados de filtración y reduce el consumo de energía asociado al tratamiento del agua. Al prevenir la formación de depósitos minerales, se minimiza la necesidad de realizar mantenimientos correctivos frecuentes, lo que repercute en una menor inversión en insumos y reparaciones (Waterline Publication, 2024; Frontiers in Chemistry, 2020). Al mantener limpias las superficies de transferencia térmica, también se optimiza la eficiencia energética del sistema. Esta optimización de recursos contribuye a mejorar la eficiencia económica de las operaciones industriales.

Además, los agentes quelantes han demostrado una alta efectividad en la prevención de incrustaciones, lo que permite evitar la obstrucción de tuberías y otros componentes del sistema. Su capacidad para mantener los iones metálicos en solución impide la formación de depósitos sólidos que puedan comprometer el flujo de fluidos o reducir la eficiencia térmica de los equipos. Gracias a esta acción, se prolonga la vida útil de la infraestructura, disminuyendo la frecuencia de reemplazo de piezas y garantizando un desempeño óptimo a largo plazo.

Por último, el uso de quelantes puede representar un menor impacto ambiental en comparación con otros tratamientos químicos. Al reducir la necesidad de productos adicionales para la eliminación de incrustaciones y optimizar el consumo de insumos, se minimiza la generación de residuos y la descarga de sustancias contaminantes en los cuerpos de agua. La investigación y el desarrollo de quelantes biodegradables han permitido mejorar aún más su perfil ambiental, promoviendo prácticas más sostenibles dentro de la industria.

### **2.3.2.3 Costos operativos y ahorro económico**

La aplicación de quelantes en el tratamiento del agua de inyección representa una estrategia efectiva para reducir los costos operativos en la industria. En primer lugar, su implementación disminuye la necesidad de una infraestructura costosa, ya que permite prescindir de equipos de pretratamiento avanzados, lo que se traduce en una inversión inicial más baja. Asimismo, el uso de quelantes optimiza el consumo de productos químicos, reduciendo la cantidad de reactivos necesarios para el acondicionamiento del agua y, en consecuencia, disminuyendo los costos asociados a su adquisición y manejo. Por otro lado, este método contribuye a una reducción significativa en los gastos de mantenimiento, dado que evita la formación de incrustaciones en tuberías y equipos, lo que minimiza la necesidad de

intervenciones correctivas y prolonga la vida útil de la infraestructura. En conjunto, estos factores hacen del tratamiento con quelantes una solución rentable y eficiente para la optimización de los procesos operativos.

### 2.3.3 Comparación entre plantas convencionales y tratamiento con quelantes

La Tabla 6 muestra la comparación entre los principales parámetros operativos a evaluar para las dos tecnologías.

**Tabla 6**

*Comparación parámetros operativos entre alternativas de tratamiento.*

Parámetro	Planta convencional	Tratamiento con quelantes
<b>Infraestructura</b>	Compleja, con múltiples sistemas de filtración y ajuste químico.	Sencilla, solo requiere dosificación de quelantes.
<b>Costos de instalación</b>	Elevados, por la construcción de equipos especializados.	Bajos, ya que no requiere de infraestructura adicional.
<b>Adaptabilidad</b>	Sensible a cambios en la calidad del agua	Alta, mantiene su eficacia en diversas condiciones.

Fuente: El autor.

#### 2.3.3.1 Costos operativos

La Tabla 7 ilustra las diferencias teóricas respecto al costo de implementación y operación de las diferentes tecnologías.

**Tabla 7**

*Comparación costos operativos entre alternativas de tratamiento.*

Factor	Planta convencional	Tratamiento con quelantes
<b>Inversión inicial</b>	Alta	Baja
<b>Mantenimiento</b>	Costoso y frecuente	Mínimo y esporádico
<b>Consumo energético</b>	Alto, requiere sistemas mecánicos	Bajo, no necesita bombeo ni filtración

Fuente: El autor.

#### 2.3.3.2 Eficiencia del tratamiento

La tabla 8 expone las diferentes ventajas respecto al tratamiento de las dos tecnologías.

**Tabla 8***Comparación en eficiencia de tratamiento entre alternativas.*

<b>Factor</b>	<b>Planta convencional</b>	<b>Tratamiento con quelantes</b>
<b>Prevención de incrustaciones</b>	Depende de múltiples procesos físicos y químicos.	Directa, actúa sobre los iones responsables.
<b>Flexibilidad operativa</b>	Limitada, requiere de ajustes constantes.	Alta, adaptable a diferentes condiciones del agua.

Fuente: El autor.

### 2.3.3.3 Impacto ambiental y sostenible

El tratamiento con quelantes se presenta como una alternativa ambientalmente más sostenible en comparación con las plantas de pretratamiento convencionales. Uno de sus principales beneficios es la reducción en el uso de productos químicos, ya que minimiza la necesidad de reactivos adicionales en el proceso de acondicionamiento del agua. Esta disminución no solo implica un menor impacto ambiental derivado del manejo y disposición de estos compuestos, sino que también contribuye a la optimización de los costos operativos asociados a su adquisición y aplicación.

Además, el uso de quelantes favorece una menor generación de residuos, lo que se traduce en una reducción significativa en la producción de lodos y otros subproductos del tratamiento. Al disminuir estos desechos, se facilita su gestión y se minimizan los efectos negativos sobre el medio ambiente, evitando la acumulación de materiales residuales que podrían afectar cuerpos de agua y suelos.

Otro aspecto clave es la eficiencia energética de este método en comparación con las tecnologías tradicionales. Dado que el tratamiento con quelantes no requiere bombeo constante ni procesos mecánicos de alta intensidad, el consumo de energía se reduce considerablemente. Esta optimización energética no solo representa un ahorro económico, sino que también

contribuye a la disminución de la huella de carbono del proceso, alineándose con estrategias de sostenibilidad y reducción de emisiones.

En conjunto, la implementación de quelantes en el tratamiento del agua no solo optimiza la eficiencia operativa, sino que también promueve un enfoque más responsable con el medio ambiente, al reducir el uso de químicos, minimizar la generación de residuos y disminuir el consumo energético. Estas características lo posicionan como una alternativa viable para avanzar hacia procesos industriales más sostenibles y con menor impacto ecológico.

#### **2.3.3.4 Consideraciones sobre el uso de quelantes**

El uso de agentes quelantes para el tratamiento del agua de inyección representa una alternativa eficiente y rentable en comparación con las plantas convencionales de pretratamiento. La facilidad de aplicación, la reducción de costos y la mayor eficacia en la prevención de incrustaciones hacen de esta tecnología una opción viable para optimizar los procesos en la industria petrolera.

Si bien las plantas convencionales siguen siendo una solución ampliamente utilizada, el tratamiento con quelantes ofrece una mayor flexibilidad operativa y un menor impacto ambiental, permitiendo una optimización en la calidad del agua de inyección y una reducción en los costos de mantenimiento. Implementar tecnologías innovadoras como los quelantes puede contribuir significativamente a la eficiencia y sostenibilidad de los procesos de inyección en yacimientos petroleros.

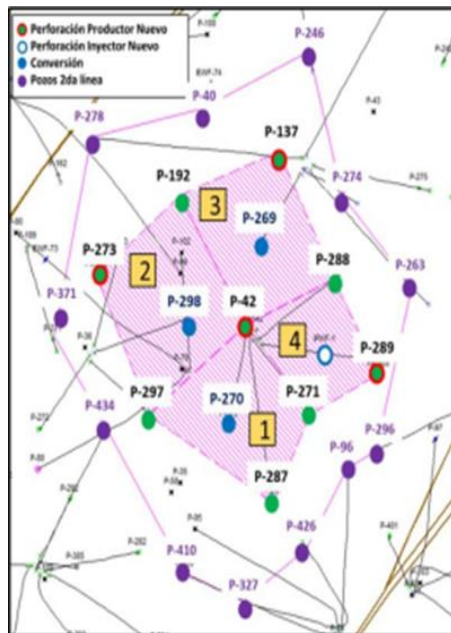
## 2.4 Metodología

La presente investigación se enmarca en un campo petrolero clasificado como maduro, ubicado en el Valle Medio del Magdalena colombiano. Este campo se caracteriza por una producción de crudo pesado con grados API que oscilan entre 10 y 22, lo cual implica retos técnicos significativos para su explotación. La infraestructura del campo incluye entre 350 y 400 pozos activos que operan mediante sistemas de bombeo mecánico, presentando cortes de agua altamente variables, desde valores prácticamente nulos hasta porcentajes cercanos al 99%. Esta heterogeneidad plantea desafíos en la operación diaria y en la planificación de estrategias de recobro.

Como parte de las iniciativas para incrementar la recuperación de petróleo, se ha implementado un piloto de inyección de agua en cuatro pozos inyectoros (figura 1), con el propósito de estimular la producción en nueve pozos adyacentes. Dentro de este proceso, el tratamiento del agua que se utilizará para la inyección resulta ser un aspecto crucial, ya que su calidad influye directamente en la eficiencia del método de recobro y en la preservación de las condiciones del yacimiento. La planta de tratamiento involucra distintos equipos y etapas, dentro de los cuales destacan los tanques TK-102 y TK-103, que funcionan como unidades de entrada al sistema de tratamiento. A través de estos tanques se recibe el agua que será sometida a los procesos correspondientes de acondicionamiento.

**Figura 1**

Arreglos para piloto de inyección de agua, pozos y sus funciones.



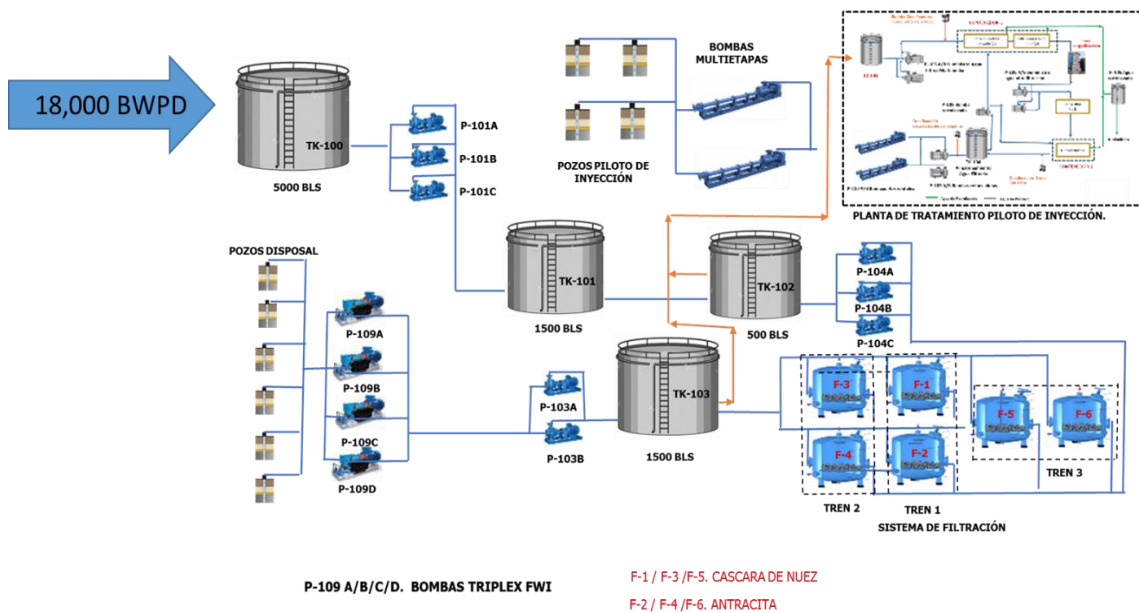
Fuente: El autor.

Posteriormente, una vez el agua ha sido tratada, se almacena en los tanques TK-104 y TK-106, desde donde es impulsada mediante bombas hacia los pozos inyector del piloto. Inicialmente, se utilizó una instalación básica para el manejo del fluido. Posteriormente, se integró una unidad de pretratamiento con el objetivo de mejorar los parámetros de calidad. En una etapa más reciente, se ha considerado la incorporación de un agente quelante como una posible alternativa al pretratamiento mecánico tradicional, con el fin de optimizar el proceso desde el punto de vista técnico y económico. Este enfoque innovador busca mejorar parámetros clave como la turbidez, la concentración de sólidos suspendidos, el contenido de hierro y el tamaño de partícula en el agua inyectada. Estos parámetros son clave para evaluar la efectividad del tratamiento del agua y detectar posibles fuentes de contaminación que puedan afectar el rendimiento del sistema de inyección.

**2.4.1 Configuraciones de la planta de tratamiento de agua de inyección**

Las configuraciones incluidas en el estudio aplican únicamente para la sección de la planta encargada del tratamiento de agua para el piloto de inyección, sin embargo, el agua llega a desnatadoras mecánicas donde se reúne lo proveniente de todo el campo, producto de la separación en tratadores térmicos y gun barrels en las estaciones. Posterior a la separación mecánica en las desnatadoras mecánicas se inyecta coagulante y floculante al agua y se bombea hacia un tanque TK-100 donde precipitan sedimentos y floculos. El agua resultante del TK-100 pasa por el tanque desnatador TK-101 que retira natas de crudo y el tanque de sedimentación TK-102. Para mejorar la calidad del agua resultante esta pasa por uno de los tres trenes de filtros de antracita y cascara de nuez que se encargan de retirar sedimentos y trazas de crudo para finalmente ser almacenada en el tanque de cabeza hidrostática TK-103 que es desde donde se alimentan las bombas para la disposición del agua y para la planta de inyección de agua. Lo anterior se esquematiza en la Figura 2.

**Figura 2**  
*Esquema general de la planta de inyección de agua.*



Fuente: El autor.

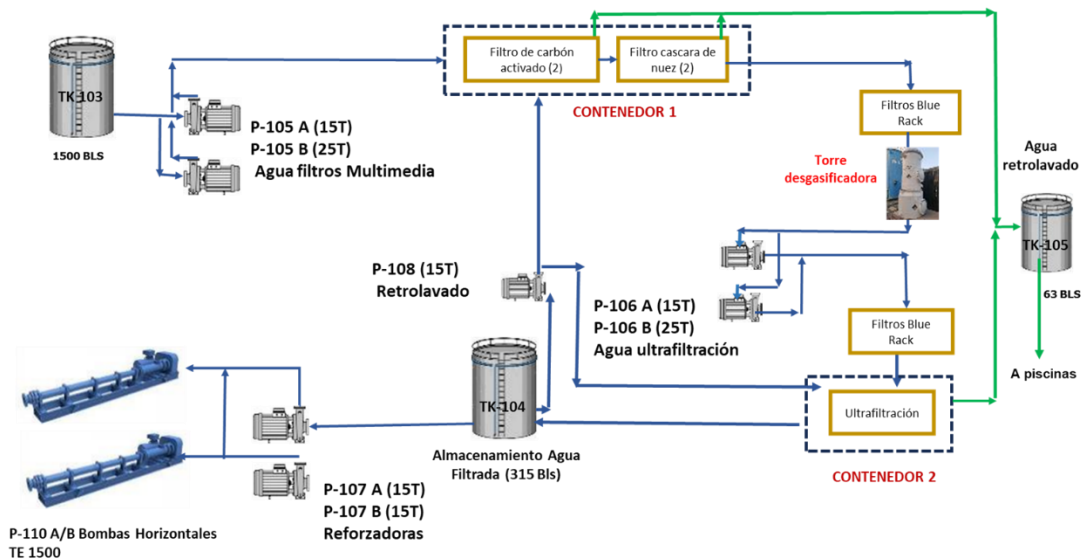
Durante el desarrollo de este estudio, se analizaron tres configuraciones operativas distintas en la planta de tratamiento de agua de inyección para el piloto, cada una con variaciones tecnológicas y químicas orientadas a mejorar la calidad del agua utilizada en los pozos inyectoros.

Estas configuraciones permitieron comparar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de operación, y se detallan a continuación:

#### **2.4.1.1 Unidad de ultrafiltración sin etapas adicionales de acondicionamiento**

Esta fue la configuración más básica del sistema. En este esquema, el agua producida, proveniente de los tanques de entrada TK-102 y TK-103, es bombeada a dos trenes de filtración de carbón activado y cascara de nuez para retirar metales pesados y crudos respectivamente. Posteriormente el agua pasa por una torre desgasificadora que retira dióxido de carbono y oxígeno disueltos. A continuación, el agua es procesada directamente a través de una unidad de ultrafiltración constituida por cuatro filtros de tres (3) micrómetros. Finalmente es almacenada en los tanques TK-104 o TK-106 que sirven de tanques de cabeza hidrostática que alimentan las bombas que llevan el fluido a los pozos inyectoros. Esta etapa se basaba exclusivamente en la separación física de sólidos mediante membranas, permitiendo la remoción de partículas con un tamaño mayor al umbral de filtración, además, también se agregan otros químicos como secuestrante de oxígeno, inhibidor de corrosión y biocidas con el fin de mejorar la vida útil de la tubería. Sin embargo, esta configuración mostró limitaciones en cuanto a la retención de hierro disuelto y en la reducción de la turbidez, parámetros esenciales para la calidad del agua inyectada. Esta configuración operó desde finales de febrero de 2024 hasta finales de marzo de 2024 según el esquema en la Figura 3.

**Figura 3**  
Planta básica para el piloto de inyección.



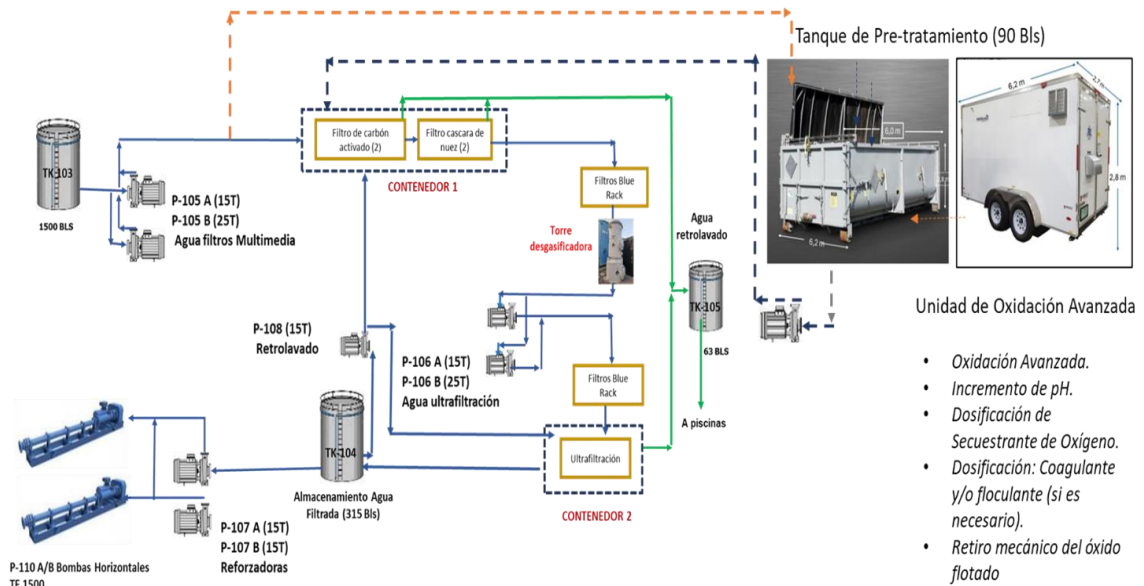
Fuente: El autor.

#### 2.4.1.2 Unidad de ultrafiltración con sistema de pretratamiento fisicoquímico

En esta configuración se integró una etapa de pretratamiento previo a la ultrafiltración. El pretratamiento consistía en procesos fisicoquímicos diseñados para facilitar la remoción de sólidos en suspensión y metales disueltos, especialmente el hierro, forzando la precipitación del hierro rápidamente en superficie mediante una unidad de ozonificación adicionando químicos como el hipoclorito y soda caustica. Finalmente, el hierro flota en la superficie del agua de un tanque atmosférico y es retirado mecánicamente para que de esta manera el agua pueda ser ingresada a la ultrafiltración. El objetivo de esta adición fue mejorar la eficiencia de la filtración posterior, proteger las membranas del sistema y obtener un efluente con mejores características fisicoquímicas para su inyección. Los resultados obtenidos bajo esta modalidad mostraron mejoras notables en parámetros como la turbidez y los sólidos totales suspendidos. Esta

configuración operó desde finales de marzo de 2024 hasta mediados de septiembre de 2024 según lo esquematizado en la Figura 4.

**Figura 4**  
Planta de tratamiento de agua con unidad de pretratamiento.

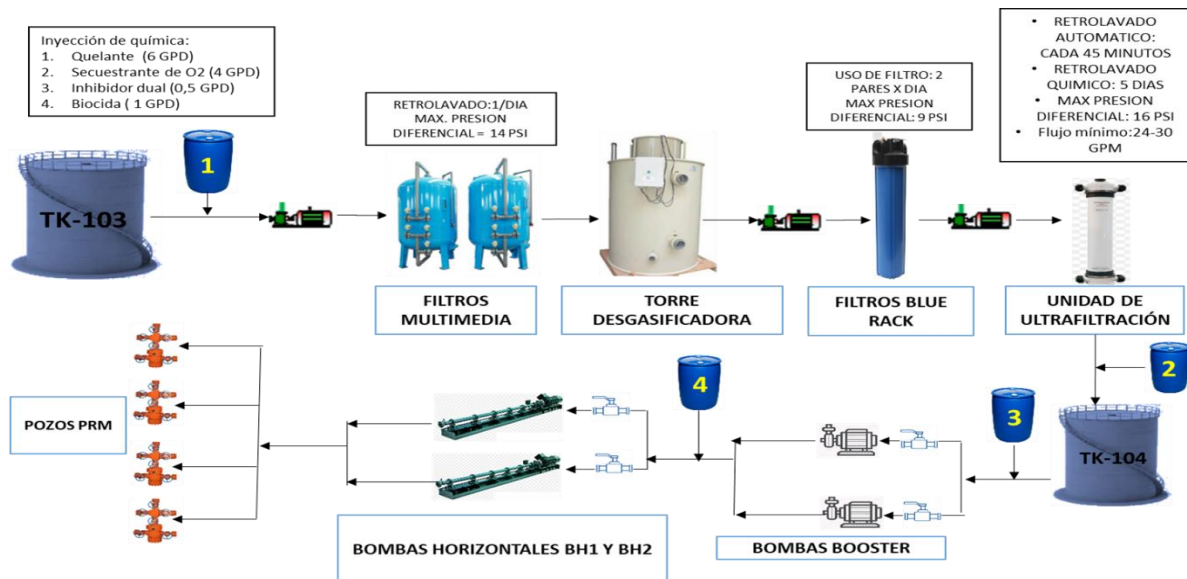


Fuente: El autor

### 2.4.1.3 Unidad de ultrafiltración sin pretratamiento fisicoquímico, pero con adición quelante

La tercera configuración evaluada fue innovadora respecto a las anteriores. Se eliminó el pretratamiento y, en su lugar, se adicionó un agente quelante al agua antes de ingresar a la ultrafiltración. El quelante empleado fue seleccionado por la gerencia operativa del campo, y su función fue formar complejos estables con iones metálicos, principalmente hierro, impidiendo su precipitación y facilitando su remoción durante el proceso de filtración. Esta alternativa no solo buscaba optimizar la calidad del agua, sino también simplificar la operación del sistema y reducir los costos operativos relacionados con el mantenimiento del pretratamiento fisicoquímico. Esta configuración operó desde mediados de septiembre de 2024 hasta la fecha de ejecución de este análisis según el esquema en la Figura 5.

**Figura 5**  
*Planta de tratamiento con inyección de quelante.*

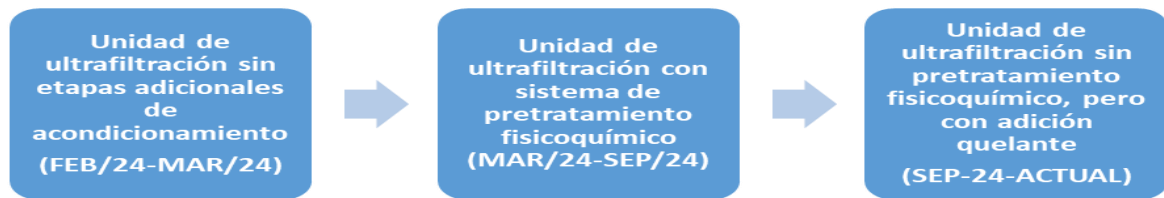


*Fuente: El autor*

El orden cronológico de esta aplicación se puede observar en la Figura 6, partiendo de la puesta en marcha de la planta de ultrafiltración en febrero de 2024, en marzo de 2024 se puso en operación la unidad de ultrafiltración con la planta de pretratamiento y en septiembre de 2024 se retiró para dar paso a la inyección del quelante. En todas las configuraciones, el agua tratada fue almacenada en los tanques TK-104 y TK-106, desde donde fue bombeada hacia los pozos inyectoros incluidos en el piloto de recobro. La evaluación comparativa de estas tres modalidades permitió identificar las ventajas y limitaciones técnicas de cada enfoque, así como su impacto económico en el contexto operativo de un campo maduro con condiciones de producción complejas.

**Figura 6**

*Línea de tiempo etapas de tratamiento.*



*Fuente: El autor.*

### 2.4.2 Obtención de datos

Los principales parámetros para analizar en los diferentes arreglos fueron aquellos que se relacionan con el efecto en la calidad del agua de la precipitación del hierro, siendo sólidos totales disueltos (SST), hierro total (Hierro), grasas y aceites (O/W), turbidez y distribución tamaño de partícula (DTP).

Los datos se obtuvieron y analizaron para dos condiciones, el comportamiento en la planta de tratamiento misma y el comportamiento en los pozos inyectoros. Lo anterior asociado a que, aunque las muestras que se toman para el control de la calidad del agua de inyección para el caso del piloto de inyección de agua sean tomadas a la salida de la planta (TK-104 y TK-106), el verdadero efecto de la precipitación de hierro en el agua de inyección se debe medir en los pozos pues es allí donde se tiene la última idea del agua que ingresará a la formación.

### 2.4.2.1 Metodología de análisis de laboratorio

Para la evaluación de la calidad del agua de inyección utilizada en procesos de recobro secundario, se emplearon métodos analíticos específicos para cada parámetro crítico. En el caso del contenido de hierro total, se utilizó el método de espectrofotometría, siguiendo un procedimiento basado en la formación de un complejo colorimétrico mediante la adición del reactivo IRO Phenanthroline F10. La muestra de agua se diluyó en una relación 1:10 con agua destilada, y se procedió a su análisis utilizando un espectrofotómetro Hach DR 3900. Luego de un tiempo de reacción de tres minutos, se obtuvo la lectura correspondiente. Este método permite cuantificar tanto el hierro ferroso ( $\text{Fe}^{2+}$ ) como el férrico ( $\text{Fe}^{3+}$ ), presentes en forma soluble o en complejos suspendidos, la dilución se realiza con el fin de tener en cuenta los valores mínimos permitidos para lectura del equipo y se aclara en la sección 2.4.3 de este libro.

Para la determinación de grasas y aceites, se aplicó un procedimiento de extracción con disolvente y posterior medición espectrofotométrica. Se adicionó un 10% de Varsol desodorizado respecto al volumen total de la muestra de agua, permitiendo separar la fase aceitosa por diferencia de densidades. La mezcla se agitó y dejó reposar por 15 segundos, tras lo cual se extrajo cuidadosamente la fase superior con una pipeta, evitando la inclusión de agua. Esta fase se aforó en una celda limpia de 10 ml y se midió directamente en el espectrofotómetro Hach DR 3900 bajo el programa “Grasas y Aceites”. Este procedimiento proporciona una estimación confiable de los compuestos orgánicos no polares presentes en el agua, los cuales pueden afectar la calidad del fluido inyectado y el desempeño del yacimiento.

En cuanto a la turbidez, se utilizó un método nefelométrico empleando un turbidímetro portátil Hanna HI 98703, que mide la dispersión de luz a 90 grados generada por partículas suspendidas en el líquido. Las muestras fueron homogeneizadas previamente y transferidas a celdas limpias de 10 ml. Posteriormente, se introdujeron en el equipo para realizar la lectura directa en unidades nefelométricas de turbidez (NTU). Este análisis permite estimar la concentración de sólidos suspendidos y la transparencia del agua, factores que inciden directamente en la eficiencia de la inyección y en la integridad de las formaciones geológicas receptoras.

Para la evaluación de la distribución del tamaño de partícula en las muestras líquidas fue necesario contratar una universidad que contaba con equipos capaces de realizar este análisis. En este caso el contratista empleó el método de difracción láser, utilizando el equipo Master Sizer 3000 con un rango de medida de 10 nm a 1 mm. El análisis se basó en la medición de percentiles (Dv10, Dv50, Dv90) para determinar el tamaño de las partículas suspendidas. Las muestras se homogeneizaron antes del análisis, y los resultados mostraron una distribución heterogénea. Este método permitió cuantificar la presencia de sólidos suspendidos y su potencial impacto en sistemas de inyección, asegurando la trazabilidad mediante controles de calidad como la obscuración del láser y el residual ponderado (<2%).

Por otro lado, la determinación de sólidos suspendidos totales (SST) se realizó mediante espectrofotometría UV-Vis, siguiendo un procedimiento estandarizado con el equipo Hach DR-3900. Se utilizó agua destilada para la preparación del blanco y la limpieza de las celdas de vidrio de 10 ml, asegurando mediciones precisas mediante pipetas graduadas. El proceso incluyó

la homogeneización de la muestra, calibración con blanco y una lectura automatizada tras dos minutos de espera. Este método garantizó la cuantificación confiable de SST, esencial para monitorear la calidad del agua en procesos industriales. Ambos análisis se ejecutaron bajo condiciones controladas de temperatura y humedad, con estrictas medidas de seguridad, incluyendo el uso de equipos de protección personal (EPP), y los resultados fueron documentados para su posterior análisis y toma de decisiones.

En todos los procedimientos se siguieron estrictos controles de calidad y condiciones de seguridad, incluyendo el uso de materiales calibrados, agua destilada para enjuague, y equipos en ambientes controlados de temperatura y humedad. Asimismo, se documentaron los resultados en planillas establecidas y se comunicaron al personal operativo de planta para la toma de decisiones oportunas

Se analizaron los datos de cada parámetro en función del punto de muestreo, permitiendo identificar variaciones y tendencias que pudieran indicar problemas específicos en determinadas zonas del sistema.

#### ***2.4.3 Consideraciones sobre la validez de los datos de concentración de hierro***

Durante el análisis de los datos recopilados en esta investigación, se identificó una limitación significativa asociada a la medición de la concentración de hierro en las muestras recolectadas a la salida de la planta de tratamiento, específicamente en los tanques TK-104 y TK-106. Hasta el mes de septiembre de 2024, el personal de laboratorio encargado del análisis no había detectado una condición crítica en el uso del espectrofotómetro utilizado para esta medición.

El equipo en cuestión cuenta con un límite de lectura confiable de hasta 10 partes por millón (ppm). En aquellas muestras que exceden dicho valor, es necesario aplicar una dilución previa para que el equipo pueda ofrecer una lectura precisa. No obstante, durante los muestreos realizados antes de septiembre, este procedimiento de dilución no fue ejecutado correctamente, lo que generó lecturas inexactas o subestimadas de la concentración real de hierro en el agua tratada.

Como consecuencia, los datos correspondientes al hierro disuelto en el agua almacenada en los tanques TK-104 y TK-106 antes de esa fecha presentan inconsistencias que impiden su uso para análisis comparativos confiables respecto al efecto del tratamiento aplicado.

Por el contrario, las mediciones realizadas directamente en los pozos inyectoros no presentan esta limitación cerca de la fecha de inicio de inyección del quelante. En esos puntos, el procedimiento de dilución fue aplicado correctamente cuando fue detectado el error, lo que garantiza la confiabilidad de los datos obtenidos. Por tanto, la evaluación del comportamiento del hierro disuelto frente a las distintas configuraciones operativas —incluyendo el pretratamiento fisicoquímico y la adición de quelante— se centrará en los resultados obtenidos en los pozos inyectoros, donde se asegura una medición adecuada del parámetro en cuestión

#### ***2.4.4 Evaluación de la concentración del quelante***

La evaluación de la concentración ideal del quelante se realizó utilizando el método de prueba y error, lo anterior debido a que el proveedor del químico únicamente sugirió una

concentración para el volumen de agua a inyectar (6.0 galones por día) para 800 barriles de agua a tratar.

Para poder determinar la concentración óptima se disminuyó a 5.0 galones por día la concentración inyectada y se continuó con el análisis diario de los parámetros. Este análisis se realizó a finales del mes de octubre de 2024.

El resultado de este cambio de concentraciones no afectó los resultados de los análisis en la salida de planta de manera significativa, es decir, los incrementos en hierro, aceite en agua y sólidos totales suspendidos no se consideran críticos. Sin embargo, el efecto que tuvo en el tamaño de partícula de llegada a los pozos, con valores alejados de los 2 micrómetros y cercanos a 10 micrómetros, afectó la mayoría de los pozos, por lo anterior se decidió volver a probar con la concentración sugerida por el proveedor consiguiendo normalizar los resultados.

#### ***2.4.5 Evaluación del comportamiento del agua en yacimiento.***

Una vez analizado el comportamiento de las propiedades estudiadas durante este análisis existe la necesidad de verificar si a condiciones de yacimiento la inyección de un quelante en el agua podría causar algún efecto adverso que pueda generar daño a la formación.

Para cumplir con este propósito, se envió una muestra a un laboratorio externo con el propósito de simular las presiones a las que está sometido el fluido en yacimiento mediante un ensayo en reactor autoclave, en este caso tras consultar al área de yacimientos se determinó

simular la presión a 1.100 psi, adicionalmente calentar las muestras hasta 140°F antes de analizarlas para simular las temperaturas.

Inicialmente se simuló la concentración de hierro a las condiciones descritas durante 48 horas con el resultado reflejado en la tabla 10.

**Tabla 9**

*Concentración de hierro en el tiempo a condiciones de yacimiento.*

MUESTRA Y HORAS SOMETIDA A PRESIÓN	CONCENTRACIÓN DE HIERRO
AGUA LLEGADA A POZOS 0 HORAS	12.21
AGUA LLEGADA A POZOS 12 HORAS	12.23
AGUA LLEGADA A POZOS 24 HORAS	12.25
AGUA LLEGADA A POZOS 48 HORAS	12.31

Fuente: El autor.

Lo anterior demuestra que la concentración de hierro en el agua se mantiene prácticamente estable durante las 48 horas posteriores a la exposición a presiones y temperaturas cercanas a la formación donde está siendo inyectada, demostrando que la aplicación de quelante a pesar de los cambios en temperatura y presión estabiliza los enlaces del hierro con los componentes del agua de inyección, evitando su precipitación.

## **2.5 ANALISIS DE RESULTADOS**

El análisis de los efectos en la implementación de las diferentes etapas depende de diferentes variables calidad del agua, para el caso de este análisis se tendrá en cuenta lo analizado a la salida de la planta y en los pozos, siendo la calidad del agua en estos últimos vital para la vida productiva del yacimiento.

### **2.5.1 Análisis del comportamiento operativo y calidad del agua en la planta de tratamiento de agua para el piloto.**

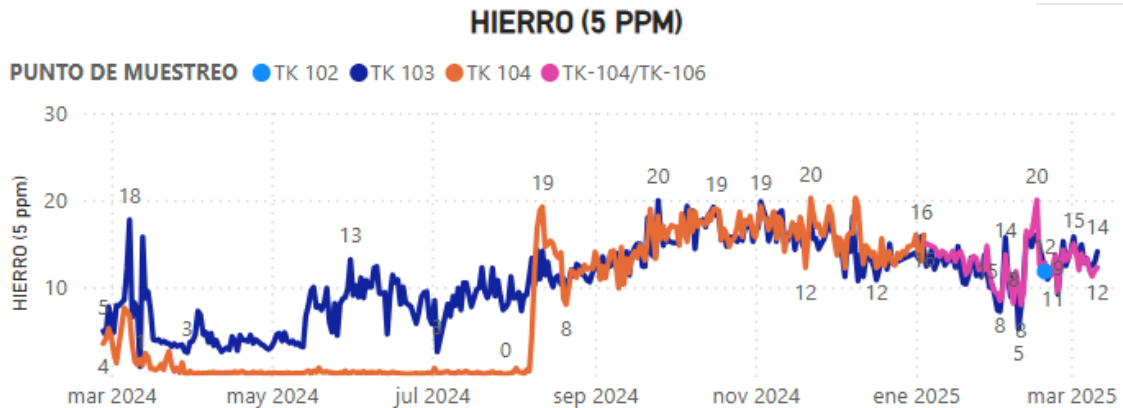
Una vez entendido que el agua que alimenta la planta de tratamiento de agua para el piloto de inyección de agua es tomada del tanque TK-103 o de su relevo en caso de mantenimientos/limpiezas TK-102, y que el agua que se bombea a los pozos es aquella que las bombas toman de los tanques TK-104 o TK-106, se analizará parámetro por parámetro de calidad el efecto en el tiempo de las diferentes etapas de tratamiento.

#### ***2.5.1.1 Hierro***

El hierro es un parámetro crítico en la calidad del agua de inyección, ya que su acumulación puede generar incrustaciones y afectar la permeabilidad del yacimiento. En este estudio, se observó que los niveles de hierro variaban significativamente entre los puntos de muestreo. El valor promedio más alto se registró en el punto TK-104/TK-106, con una concentración de 12.65 ppm.

**Figura 7**

*Hierro disuelto en la entrada y salida de la planta de tratamiento.*



*Fuente: El autor. Nota: Los TK-102 y TK-103 son los tanques de los que se obtiene el agua a tratar, los TK-104 y TK-106 son los tanques donde se almacena el agua para bombear a inyectoros.*

La Figura 7 presenta la evolución de la concentración de hierro en los distintos puntos de muestreo, demostrando que en un principio la remoción de hierro era efectiva con valores por debajo de 5ppm, sin embargo, las muestras tomadas a la salida de la planta tenían coloración rojiza, indicador de precipitación y oxidación del hierro disuelto y confirmación de los errores en medida aclarados previamente en la consideración.

**Figura 8**

*Coloración muestra a la salida de la planta.*



*Fuente: El autor.*

Es importante agregar que el origen del hierro en el agua fue detectado desde los pozos productores al hacer un estudio que seleccionó pozos productores de diferentes localizaciones, estaciones y salidas de estaciones. El estudio determinó lo relacionado en la Tabla 9 a continuación:

**Tabla 10**  
*Resultados estudio contenido de Hierro total.*

PUNTO MUESTREADO	CONTENIDO HIERRO TOTAL (PPM)
POZO ZONA 1	40
POZO ZONA 2	25
POZO ZONA 3	18
POZO ZONA 4	20
ENTRADA A ESTACIONES	17
SALIDA ESTACIONES	15

*Fuente: El autor.*

Una vez implementada la planta de pretratamiento la medida de hierro tendió a 0 ppm, valor que presentaba validez con respecto a los resultados prometidos por la planta de pretratamiento; sin embargo, en superficie se reportaron olores tóxicos, problemas con el manejo de los químicos y la depositación de residuos sólidos de hierro que generan contaminación de no ser depositados de manera correcta.

**Figura 9**  
*Espuma con hierro y suciedad en tanque de pretratamiento.*



*Fuente: El autor.*

Una vez implementada la etapa de inyección de quelante, retiro de la unidad de pretratamiento y corregido la medida de hierro realizando la disolución necesaria para valores mayores a 10 ppm de acuerdo con la sección 2.4.3, se confirma que el comportamiento tanto a la entrada como a la salida de hierro es estable, es decir, el quelante mantiene el hierro disuelto confirmado por la concentración constante y este no se acumula en ninguna de las etapas intermedias del proceso, cumpliendo con su objetivo.

Dado que la salida de la planta de tratamiento es uno de los puntos de control para las autoridades ambientales, con el quelante se requiere permiso para continuar operando con concentraciones estables que superan los 5 ppm permitidos.

En conclusión, el comportamiento del hierro registrado muestra una evolución clara en función de los cambios operativos realizados en la planta. Al inicio, tras la puesta en marcha de la ultrafiltración en febrero de 2024, los valores de hierro presentaron una variabilidad significativa, con algunos picos que alcanzaron el límite máximo permitido de 5 ppm y otros momentos en los que se mantuvieron por debajo de ese valor. En esta fase, solo el 34% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 1 ppm, mientras que el 66% restante presentó fluctuaciones y valores elevados, con una variación máxima de hasta 10 ppm y una desviación estándar aproximada de 2.6 ppm, lo que evidencia una operación inestable y poco eficiente para la remoción de hierro.

A partir de marzo de 2024, con la integración de la planta de pretratamiento junto con la ultrafiltración, se observó una mejora notable: los valores de hierro tendieron a estabilizarse y a

mantenerse mayoritariamente por debajo de 1 ppm, con fluctuaciones menores. En esta etapa, el 92% de los resultados se mantuvieron en niveles estables ( $<1$  ppm), y la variación máxima fue de apenas 2.5 ppm, con una desviación estándar reducida a 0.6 ppm, reflejando una operación mucho más controlada y eficiente.

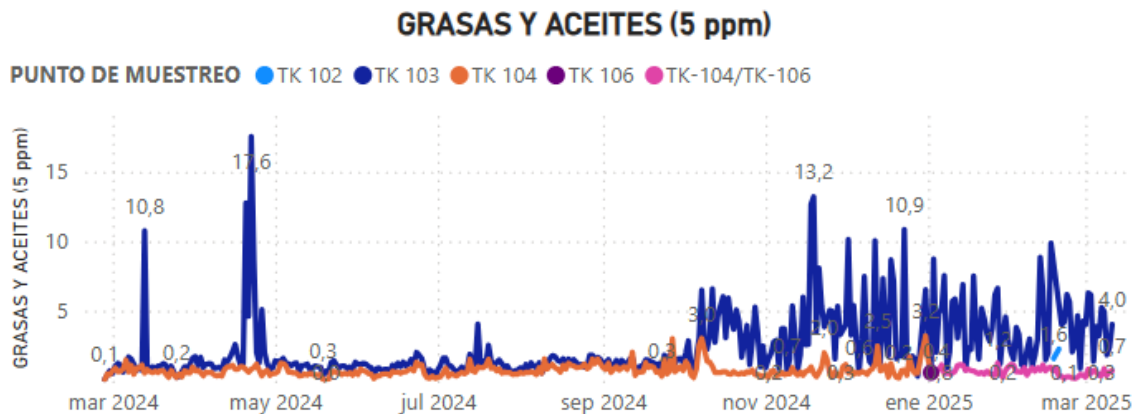
Finalmente, en septiembre de 2024, al retirarse el pretratamiento y dar paso a la inyección del quelante, se detectó una nueva transición en el patrón de los valores de hierro. Inicialmente, se presentaron ligeras fluctuaciones propias del ajuste de los procesos, pero posteriormente, con una dosificación adecuada del quelante, los valores volvieron a estabilizarse, manteniéndose en niveles bajos y comparables a los obtenidos con el pretratamiento. En esta última fase, el 89% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 1 ppm, con una variación máxima de 2.1 ppm y una desviación estándar de 0.7 ppm.

En resumen, la mayor estabilidad y los valores más bajos de hierro se lograron durante la operación combinada de pretratamiento y ultrafiltración (92% de estabilidad), mientras que la ultrafiltración sola mostró mayor variabilidad (solo 34% de estabilidad). La etapa con inyección de quelante también alcanzó una buena estabilidad (89%), siempre que se mantuviera un control riguroso del proceso y la dosificación.

2.5.1.2 *Grasas y Aceites*

**Figura 10**

*Grasas y aceites en entrada y salida de planta de tratamiento.*



*Fuente: El autor. Nota: Los TK-102 y TK-103 son los tanques de los que se obtiene el agua a tratar; los TK-104 y TK-106 son los tanques donde se almacena el agua para bombear a inyectores.*

Las grasas y aceites en el agua de inyección pueden causar problemas en la operación del sistema, incluyendo la formación de emulsiones que dificultan la separación de fases y reducen la eficiencia de los equipos de filtración. En la Figura 10 se observa la distribución de los niveles de grasas y aceites a lo largo de los puntos de muestreo, lo que permite identificar zonas con mayor riesgo de contaminación orgánica.

Estos resultados sugieren que en todo el proceso la separación de grasas y aceites es efectiva incluso cuando a finales de 2024 se incrementaron las grasas y aceites que ingresan la planta del piloto de inyección. Es evidente que para el caso de las grasas y aceites es indiferente que etapa se esté evaluando, confirmando que no hay efecto adverso ni de la planta de pretratamiento ni de la inyección de quelante.

En conclusión, el comportamiento de las grasas y aceites también refleja una evolución importante a lo largo de los cambios operativos en la planta. Durante la fase inicial, tras la puesta en marcha de la ultrafiltración en febrero de 2024, los valores de grasas y aceites mostraron una variabilidad considerable, con registros que oscilaron entre 0.04 y 2.67 ppm, presentando algunos picos, pero sin superar el límite máximo permitido de 5 ppm. En este periodo, solo el 61% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 1 ppm, mientras que el 39% restante presentó fluctuaciones moderadas, con una desviación estándar de 0.67 ppm y una variación máxima de 2.63 ppm.

A partir de marzo de 2024, con la integración de la planta de pretratamiento junto con la ultrafiltración, se observó una mejora significativa en la estabilidad de los valores. El 97% de los resultados de grasas y aceites se mantuvieron por debajo de 1 ppm, con una desviación estándar reducida a 0.19 ppm y una variación máxima de 1.22 ppm. Esto evidencia que el pretratamiento, en conjunto con la ultrafiltración, permitió una remoción mucho más eficiente y estable de estos compuestos.

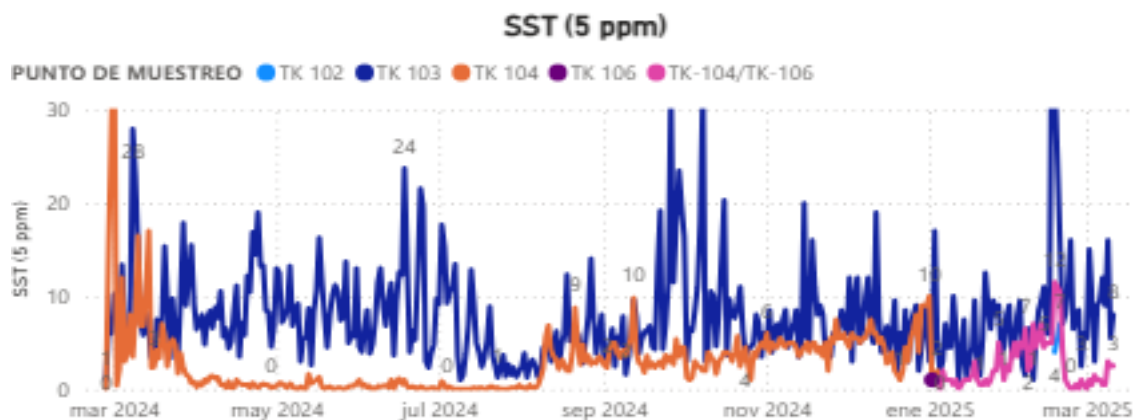
Finalmente, en septiembre de 2024, al retirarse el pretratamiento y comenzar la inyección del quelante, los valores de grasas y aceites experimentaron una ligera transición, con algunas fluctuaciones iniciales atribuibles a los ajustes del nuevo proceso. Sin embargo, tras la estabilización de la operación, el 94% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 1 ppm, con una desviación estándar de 0.23 ppm y una variación máxima de 1.18 ppm, lo que indica que la estabilidad se mantuvo alta, aunque levemente inferior a la etapa con pretratamiento.

En resumen, la mayor estabilidad y los valores más bajos de grasas y aceites se lograron durante la operación combinada de pretratamiento y ultrafiltración (97% de estabilidad), mientras que la ultrafiltración sola presentó mayor variabilidad (61% de estabilidad). La etapa con inyección de quelante también alcanzó una buena estabilidad (94%), siempre que se mantuviera un control riguroso del proceso y la dosificación.

### 2.5.1.3 Sólidos suspendidos totales (SST)

#### Figura 11

Sólidos suspendidos totales en entrada y salida de planta de tratamiento.



Fuente: El autor. Nota: Los TK-102 y TK-103 son los tanques de los que se obtiene el agua a tratar, los TK-104 y TK-106 son los tanques donde se almacena el agua para bombear a inyectores.

Los SST representan la cantidad de partículas sólidas en suspensión dentro del agua de inyección, las cuales pueden obstruir los poros del yacimiento y reducir su permeabilidad. La Figura 11 ilustra la variación en la concentración de SST en cada punto.

Para el caso de los sólidos suspendidos totales fue claro que durante la etapa inicial de la planta los valores superaban significativamente lo aceptado para la salida y lo que se presentaban a la entrada del proceso, lo anterior se asocia al efecto de precipitación del hierro en los tanques

de cabeza hidrostática para las bombas TK-104 y TK-106. Una vez incluido el pretratamiento los valores la salida de la planta tendieron a cero, confirmando la relación de los sólidos con la precipitación de hierro en los tanques y arena que se queda en los filtros.

Finalmente, tras implementarse la inyección de quelante, se nota una disminución en los valores de salida lo que sugiere retención de arena en los filtros y las unidades de ultrafiltración, para mejorar estos parámetros se implementaron retrolavados con mayor frecuencia, llegando a valores por debajo de lo normativo como valor cotidiano.

En conclusión, el comportamiento de los sólidos suspendidos totales (SST), evidencia una evolución marcada por los cambios operativos implementados en la planta. En la fase inicial, tras la puesta en marcha de la ultrafiltración en febrero de 2024, los valores de SST presentaron una alta variabilidad, con registros que oscilaron entre 0 y 75.9 ppm y varios picos que superaron ampliamente el límite máximo permitido de 5 ppm. Durante este periodo, solo el 28% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 5 ppm, mientras que el 72% restante mostró valores elevados y fluctuantes, con una desviación estándar de 18.9 ppm y una variación máxima de 75.9 ppm, reflejando una operación inestable y poco eficiente para la remoción de sólidos suspendidos.

A partir de marzo de 2024, con la integración de la planta de pretratamiento junto con la ultrafiltración, se observó una mejora significativa en la estabilidad de los SST: el 91% de los resultados se mantuvieron por debajo de 5 ppm, con una desviación estándar reducida a 2.7 ppm

y una variación máxima de 14 ppm. Esto indica que el pretratamiento, en conjunto con la ultrafiltración, permitió una remoción mucho más eficiente y estable de los sólidos suspendidos.

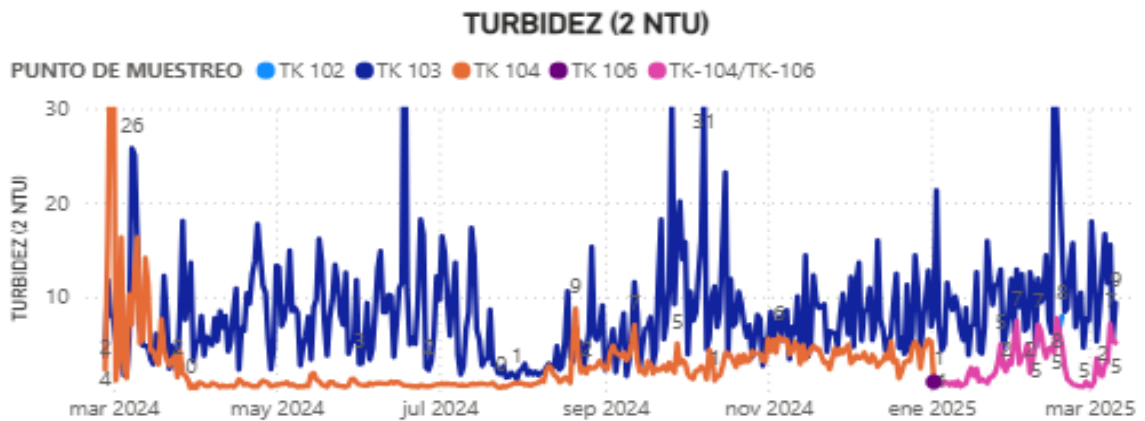
Finalmente, en septiembre de 2024, tras el retiro del pretratamiento y la implementación de la inyección de quelante, los valores de SST experimentaron una transición con algunas fluctuaciones iniciales propias del ajuste del nuevo proceso. Sin embargo, una vez estabilizada la operación, el 87% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 5 ppm, con una desviación estándar de 3.1 ppm y una variación máxima de 16 ppm, lo que indica que la estabilidad se mantuvo alta, aunque levemente inferior a la etapa con pretratamiento.

En resumen, la mayor estabilidad y los valores más bajos de SST se lograron durante la operación combinada de pretratamiento y ultrafiltración (91% de estabilidad), mientras que la ultrafiltración sola presentó una alta variabilidad (28% de estabilidad). La etapa con inyección de quelante también alcanzó una buena estabilidad (87%), siempre que se mantuviera un control riguroso del proceso y la dosificación.

### 2.5.1.4 Turbidez (NTU)

**Figura 12**

*Turbidez a la entrada y salida de la planta de tratamiento.*



*Fuente: El autor. Nota: Los TK-102 y TK-103 son los tanques de los que se obtiene el agua a tratar, los TK-104 y TK-106 son los tanques donde se almacena el agua para bombear a inyectores.*

La turbidez está relacionada con la presencia de partículas coloidales y materiales en suspensión, lo que puede afectar la calidad del agua de inyección. Tal como se presenta en la Figura 12, la turbidez durante la etapa inicial de la planta de tratamiento presentaba valores superiores a la salida respecto a la entrada, este aumento en la turbidez se relaciona con oxidación del hierro disuelto y se confirmó con el retiro mecánico de este hierro gracias a la planta de pretratamiento. Con la planta de pretratamiento los valores tienden a cero ntu. Por otro lado, una vez retirada la unidad de pretratamiento los valores de turbidez incrementaron nuevamente por sobre los límites permitidos. Sin embargo, con limpiezas de filtros es posible lograr valores dentro de los rangos legales.

El comportamiento de la turbidez, según los datos de la hoja "calidad de agua", refleja una evolución significativa en función de los cambios operativos realizados en la planta. Durante la fase inicial, tras la puesta en marcha de la ultrafiltración en febrero de 2024, los valores de

turbidez presentaron alta variabilidad, con registros que oscilaron entre 0.04 y 75.6 NTU, y múltiples picos que superaron ampliamente el límite máximo permitido de 2 NTU. En este periodo, solo el 32% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 2 NTU, mientras que el 68% restante mostró valores elevados y fluctuantes, con una desviación estándar de 14.2 NTU y una variación máxima de 75.6 NTU, lo que evidencia una remoción inestable y poco eficiente de la turbidez únicamente con ultrafiltración.

A partir de marzo de 2024, con la integración de la planta de pretratamiento junto con la ultrafiltración, se observó una mejora notable en la estabilidad de la turbidez: el 94% de los resultados se mantuvieron por debajo de 2 NTU, con una desviación estándar reducida a 0.41 NTU y una variación máxima de 2.1 NTU. Esto indica que el pretratamiento, en conjunto con la ultrafiltración, permitió una remoción mucho más eficiente y estable de los sólidos responsables de la turbidez.

Finalmente, en septiembre de 2024, tras el retiro del pretratamiento y la implementación de la inyección de quelante, los valores de turbidez experimentaron una transición con algunas fluctuaciones iniciales propias del ajuste del nuevo proceso. Sin embargo, una vez estabilizada la operación, el 91% de las mediciones se mantuvieron por debajo de 2 NTU, con una desviación estándar de 0.52 NTU y una variación máxima de 2.8 NTU, lo que indica que la estabilidad se mantuvo alta, aunque levemente inferior a la etapa con pretratamiento.

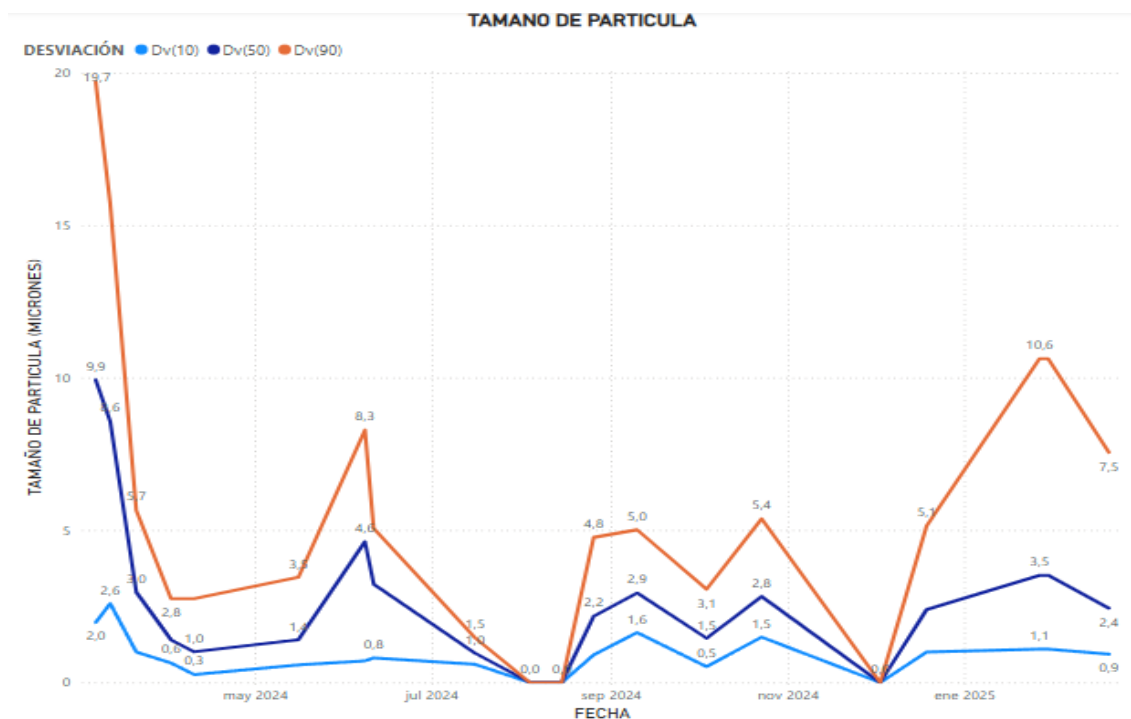
En conclusión, la mayor estabilidad y los valores más bajos de turbidez se lograron durante la operación combinada de pretratamiento y ultrafiltración (94% de estabilidad), mientras que la ultrafiltración sola presentó una alta variabilidad (32% de estabilidad). La etapa

con inyección de quelante también alcanzó una buena estabilidad (91%), siempre que se mantuviera un control riguroso del proceso y la dosificación.

**2.5.1.5 Distribución del Tamaño de Partícula (DTP) en la Salida del Tanque TK-104**

Se realizó un análisis detallado del comportamiento del tamaño de partícula en diferentes puntos de muestreo del sistema de tratamiento DTP, considerando tanto puntos de entrada como de salida. Los datos fueron clasificados según las desviaciones estadísticas Dv(10), Dv(50) y Dv(90), que representan el diámetro bajo el cual se encuentra el 10% inferior, el 50% y el 10% superior del volumen acumulado de partículas, respectivamente.

**Figura 13**  
Tamaño de partícula salida de planta de tratamiento.



Fuente: El autor.

Teniendo en cuenta que el tamaño de partícula es una propiedad crítica para evitar el taponamiento de los poros de la formación y que el valor de la distribución estadística DV (50) como el dato que representa la mayor cantidad de partículas medidas, es posible concluir que el tamaño de partícula ha excedido los 2 micrómetros requeridos por el proyecto y los 5 micrómetros exigidos por la normatividad en la mayoría de las medidas realizadas a la salida de la planta. Sin embargo, desde el inicio de la inyección del quelante, en septiembre de 2024, es posible detectar una tendencia a la disminución del tamaño de partícula.

### ***2.5.2. Análisis del comportamiento operativo y calidad del agua en los pozos inyectoros.***

La eficiencia de los procesos de inyección en yacimientos petroleros depende, en gran medida, de la calidad del agua utilizada y de la estabilidad de los parámetros operacionales en los pozos de destino. En este estudio, se evaluaron los registros históricos de cuatro pozos inyectoros, identificados como P-269, P-270, P-298 y P-451, con el fin de caracterizar el comportamiento de variables críticas que inciden en la eficiencia de la reinyección y la integridad del sistema.

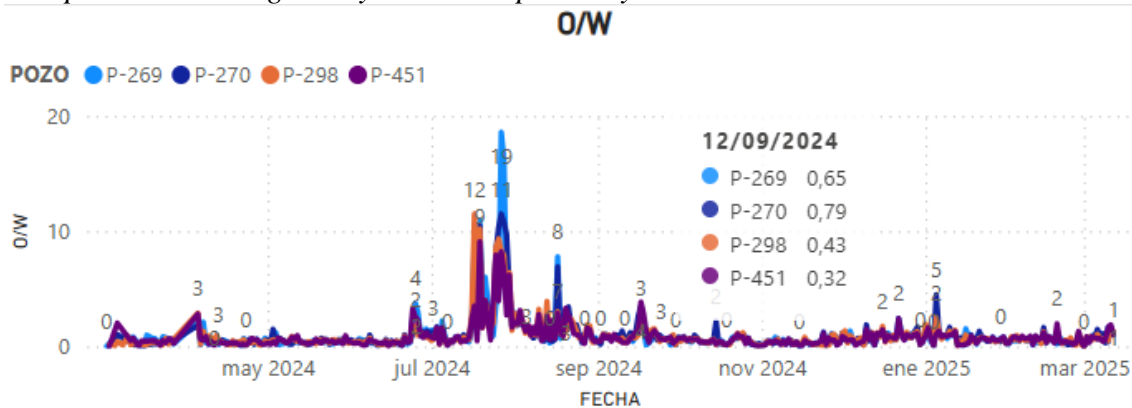
Los parámetros seleccionados para el análisis fueron el hierro disuelto, la relación aceite en agua (O/W), los sólidos suspendidos totales (SST) y la turbidez, los cuales permiten establecer una línea base sobre la calidad del fluido inyectado. Cada uno de estos indicadores fue evaluado temporalmente, considerando su evolución y dispersión entre los diferentes pozos.

**2.5.2.1 Relación Aceite/Agua (O/W)**

La relación O/W es un parámetro esencial que refleja la efectividad de los sistemas de separación de fases aguas arriba. Un incremento en esta relación sugiere una presencia anómala de hidrocarburos en el agua inyectada, lo cual puede comprometer la permeabilidad del medio poroso y aumentar el riesgo de obstrucciones en la formación.

En los registros analizados, los pozos P-269 y P-451 presentaron un comportamiento estable, con valores predominantemente inferiores a 1, lo cual es considerado adecuado para operaciones de inyección. Por el contrario, los pozos P-270 y P-298 mostraron picos esporádicos que superaron los 3 e incluso alcanzaron valores cercanos a 18. Lo anterior se observa en la Figura 14.

**Figura 14**  
Comportamiento de grasas y aceites en pozos inyectoros.



Fuente: El autor.

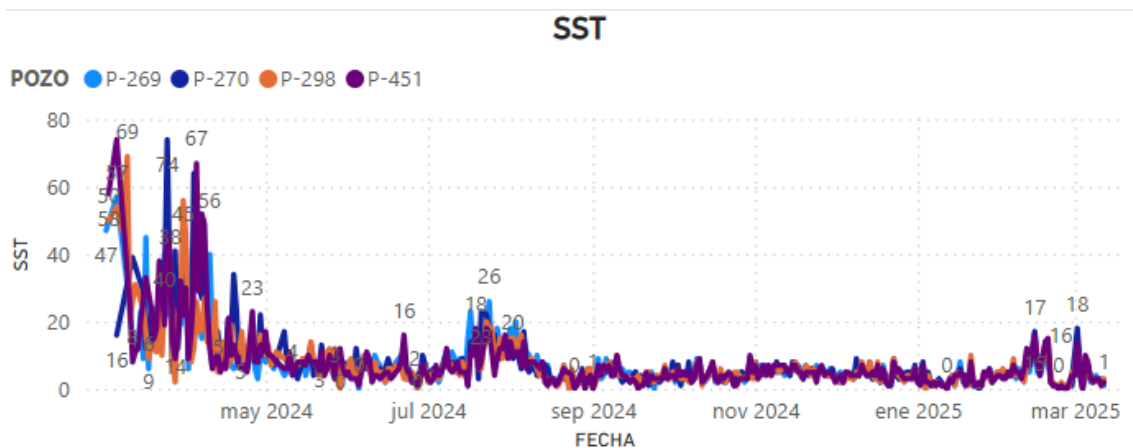
Este comportamiento sugiere que durante la etapa en la que estuvo instalada la unidad de pretratamiento, los químicos asociados a esta afectaban de manera directa la remoción de aceites

y grasas, generando valores fuera de lo permitido por la normativa. Por otro lado, desde el inicio de la inyección del quelante los valores los valores de esta propiedad han sido cercanos a 0 ppm.

### 2.5.2.2 Sólidos Suspendidos Totales (SST)

**Figura 15**

*Comportamiento de los sólidos suspendidos totales en los pozos inyectoros.*



*Fuente: El autor.*

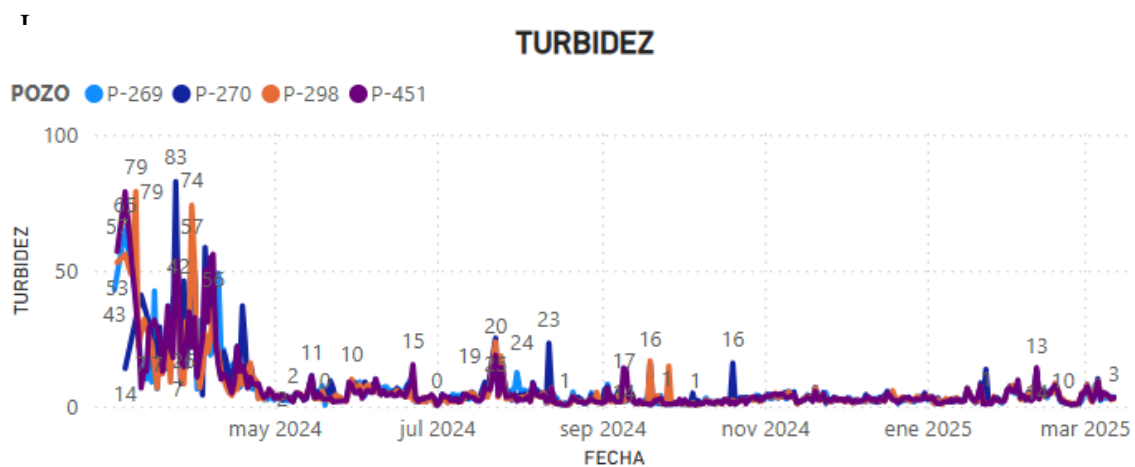
Los SST son otro factor crítico en procesos de inyección, ya que una elevada concentración de sólidos puede inducir el colmatado del sistema de poros en el yacimiento, reducir la eficiencia de la inyección y requerir tratamientos de estimulación posteriores.

En este análisis, se observó que el pozo P-270 concentró la mayor variabilidad en los valores de SST, con registros que alcanzaron hasta 69 ppm. Esta variabilidad puede atribuirse a una inestabilidad en las condiciones de filtrado o sedimentación previas. El pozo P-298 también presentó valores relativamente altos, aunque menos extremos. En comparación, los pozos P-269 y P-451 mantuvieron concentraciones más controladas, cercanas al rango típico de 5 a 10 ppm.

El caso de los sólidos disueltos totales presentaba una preocupación crítica debido a los valores alarmantemente altos que recibían los pozos en la etapa inicial de la planta. Durante la etapa de pretratamiento los valores disminuyeron, pero no fueron suficientemente bajos, permanecieron fuera de lo requerido por la normatividad vigente, lo cual es asociable a la precipitación del hierro residual que no fue retirado mecánicamente del agua. Finalmente, en la etapa de inyección de quelante se obtienen valores dentro de parámetros normativos e incluso en algunos puntos 0 ppm.

**2.5.2.3 Turbidez**

**Figura 16**  
*Turbidez en los pozos inyectoros.*



*Fuente: El autor.*

La turbidez actúa como un indicador indirecto de la cantidad de partículas en suspensión. Aunque no proporciona una medición directa del tamaño o tipo de partículas presentes, su comportamiento puede complementar la información aportada por los SST.

Durante el período analizado, se registraron niveles de turbidez que variaron considerablemente entre los pozos. Por una parte, el pozo P-298 mostró los valores más erráticos, con picos que superaron los 60 NTU. Este patrón fue congruente con el observado en los SST, lo que refuerza la hipótesis de que existen eventos puntuales de entrada de agua con altas cargas de partículas. Por su parte, los pozos P-269 y P-451 reflejaron un perfil de turbidez más homogéneo y predecible.

Como consecuencia de los valores preocupantes de sólidos totales disueltos, la turbidez también presentó señales de alerta al arrojar valores muy altos durante la etapa inicial de la planta de tratamiento. Una vez instalada la planta de pretratamiento los valores disminuyeron, pero en los pozos aún no se lograban valores dentro de lo requerido por la normativa. Finalmente, una vez iniciada la inyección de quelante se lograron valores cercanos a 0 ntu con ciertos puntos fuera de lo normativo.

Lo anterior es observable a simple vista en la Figura 17 en la cual se ilustran las muestras llevadas al laboratorio desde pozo durante las distintas etapas de la planta de tratamiento.

**Figura 17**

*Muestras de agua desde pozo durante etapa inicial, pretratamiento e inyección de quelante respectivamente.*



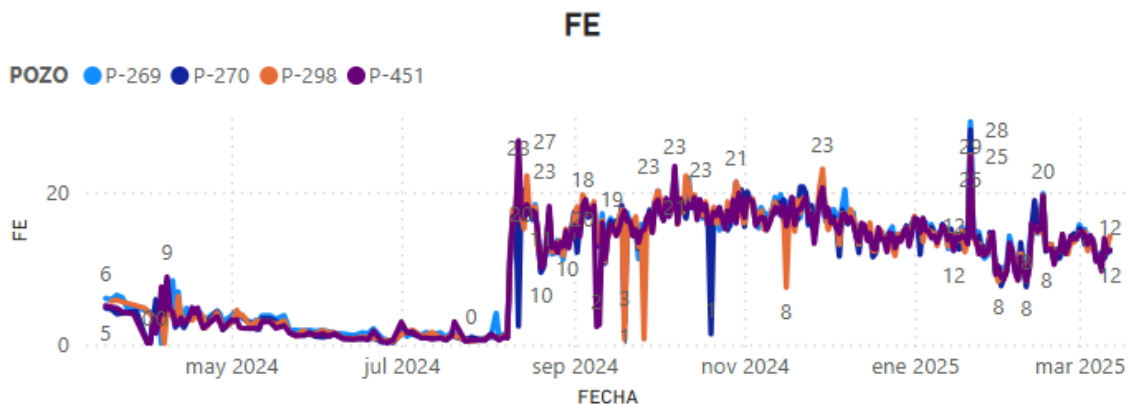
*Fuente: El autor.*

**2.5.2.4 Análisis del contenido de hierro (Fe) en los pozos inyectoros**

El hierro disuelto en el agua de inyección representa un parámetro crítico en la evaluación de la calidad del fluido, ya que su presencia en concentraciones elevadas puede desencadenar múltiples efectos adversos en el sistema de inyección. Entre estos se destacan la formación de precipitados insolubles (como hidróxidos o sulfatos de hierro), la aceleración de fenómenos de incrustación y la generación de condiciones que favorecen la actividad microbológica corrosiva, particularmente en presencia de bacterias reductoras de sulfato (API, 2008; Li, 2019).

En la base de datos correspondiente a los pozos inyectoros P-269, P-270, P-298 y P-451, se analizó la evolución del contenido de hierro total a lo largo del tiempo. Se observaron diferencias notables en la concentración de este elemento entre los pozos.

**Figura 18**  
*Contenido de hierro disuelto en pozos.*



*Fuente: El autor.*

El hierro, ha tenido la mayor dificultad de análisis debido al error en la medición que se tiene desde el inicio de este documento, por lo anterior se considera que el valor representado en la Figura 18 presenta también los defectos de medición. Pero dentro del análisis es evidente que correlacionándolo con los valores de los otros parámetros durante la etapa de pretratamiento los valores reflejados en la etapa de pretratamiento validos (de agosto de 2024 a septiembre de 2024) son más bastante altos, es decir, el hierro residual que no se retiró mecánicamente tiene un aumento de concentración en la llegada a los pozos, lo que se correlaciona con los aumentos tanto en solidos totales disueltos como en turbidez. Por otro lado, el efecto del quelante es evidente y los valores de hierro que salen de la planta se mantienen estables en esta etapa, sugiriendo que el hierro se mantiene en solución y no se precipita hasta su llegada a los pozos.

#### **2.5.2.5 Determinación del tamaño de partícula en los pozos inyectoros.**

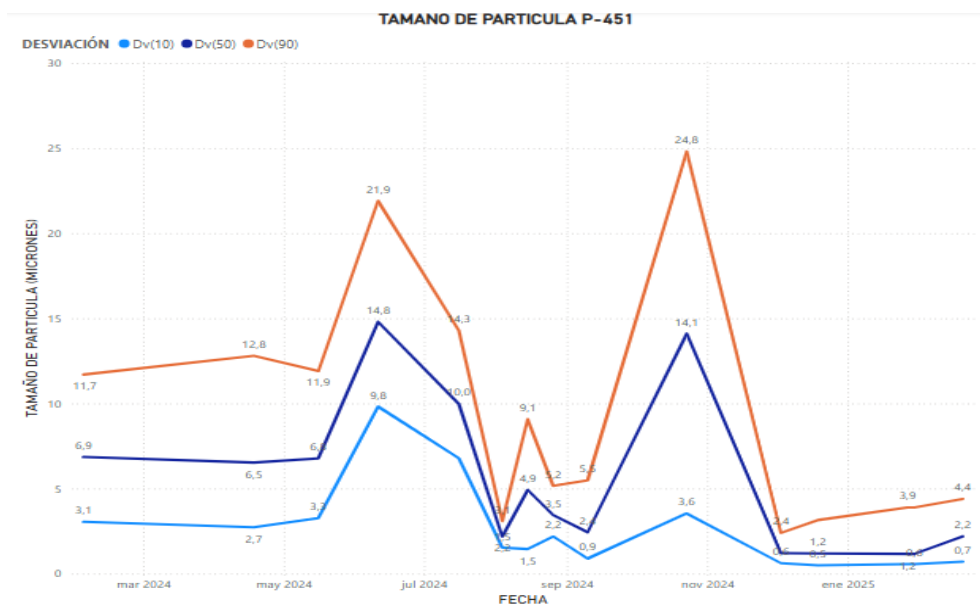
El tamaño de partícula es un valor clave para la viabilidad de los pilotos de inyección en los campos petroleros, el exceder el diámetro promedio del poro presente en la formación puede conducir a taponamientos que impidan la movilidad del agua y dañen definitivamente la formación.

Para el caso de la determinación de tamaño de partícula se tuvo en cuenta las mismas distribuciones estadísticas que para el tamaño de partícula de la salida de la planta de tratamiento, DV (10), DV (50), DV (90). Por lo que es posible su comparación y correlación.

Las Figuras 19, 20, 21 y 22 muestran que durante la etapa inicial el tamaño de la mayoría de partículas DV (50) superaba significativamente los valores permitidos por normatividad (5

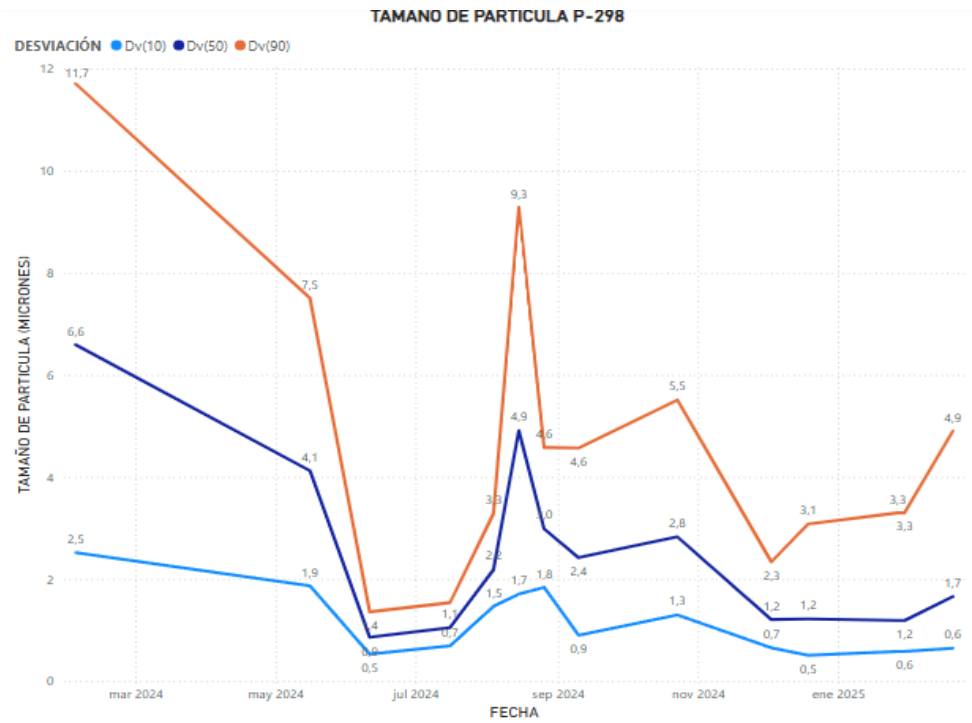
micrómetros) y lo exigido por el piloto (2 micrómetros). Durante la etapa de pretratamiento los valores disminuyeron significativamente, en ocasiones el tamaño de la mayoría de partículas estuvo dentro del límite normativo, sin embargo, no cumplió con lo requerido por el piloto en la mayoría de análisis realizados. Finalmente, desde el inicio de la inyección del quelante los valores de tamaño de partícula han cumplido con lo requerido tanto por la norma como por el piloto.

**Figura 19**  
*Tamaño de partícula pozo inyector P-451.*



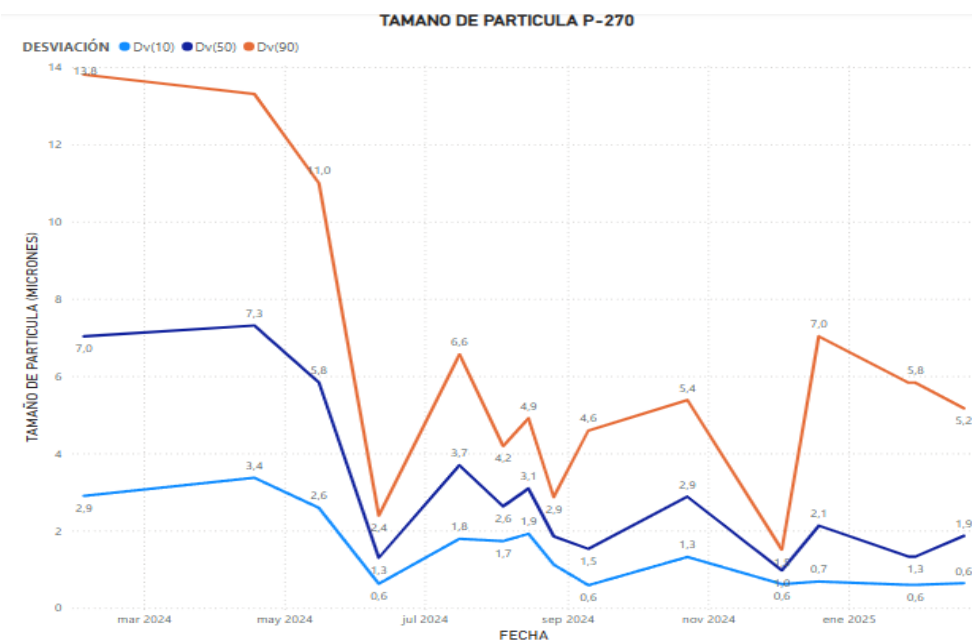
*Fuente: El autor.*

**Figura 20**  
Tamaño de partícula pozo inyector P-298



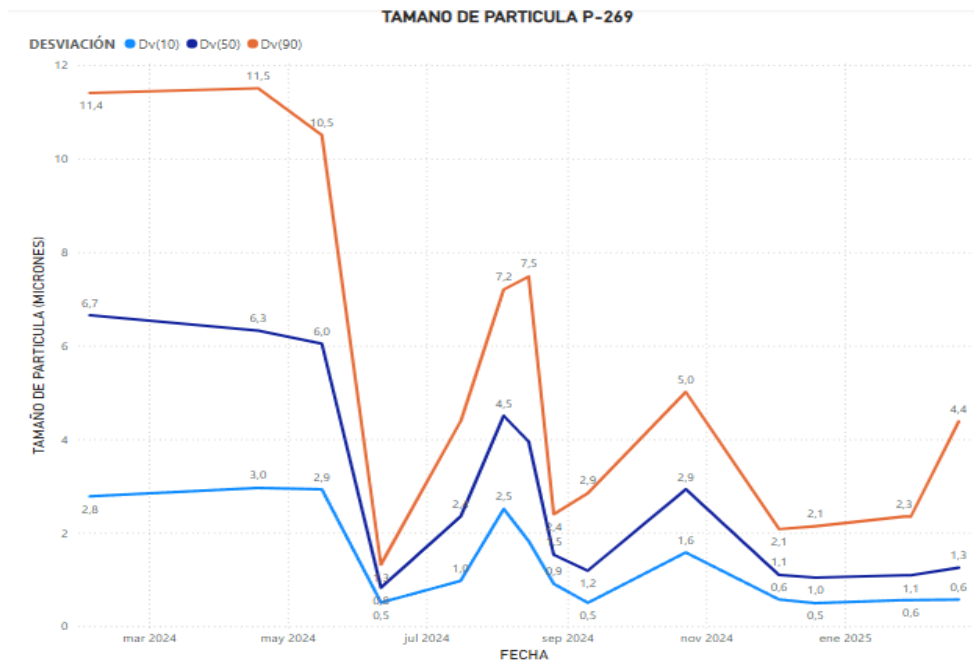
Fuente: El autor.

**Figura 21**  
Tamaño de partícula pozo inyector P-270



Fuente: El autor.

**Figura 22**  
Tamaño de partícula pozo inyector P-269



Fuente: El autor.

El análisis multivariable de los pozos inyectores P-269, P-270, P-298 y P-451 permitió establecer diferencias significativas en la calidad del agua de inyección y el comportamiento operacional de cada etapa. Esta evaluación integró parámetros críticos como la relación aceite/agua (O/W), los sólidos suspendidos totales (SST), la turbidez, el contenido de hierro (Fe) y el tamaño de partícula (DTP), todos ellos esenciales para garantizar la integridad del yacimiento y la eficiencia del proceso de inyección.

En primer lugar, es claro que los análisis fisicoquímicos realizados en los pozos inyectores permiten correlacionar las diferentes propiedades medidas y el comportamiento de las variables en las diferentes etapas. Durante la etapa inicial los pozos recibieron un agua que tenía tamaños de partícula muy grandes, turbidez excesivamente alta lo que refleja la importante

cantidad de sólidos totales disueltos, bajo aceite en agua y hierro que se puede considerar fuera de la medida debido al comportamiento de los otros parámetros.

Durante la etapa de pretratamiento la calidad del agua mejoró en los pozos, pero los aumentos en la concentración de hierro y aceite en agua adicionados a la insuficiente disminución del tamaño de partícula son factores a tener en cuenta.

Finalmente, durante la etapa de inyección del quelante a pesar de que el valor de hierro supera los 5 ppm permitidos ese elemento se encuentra en solución, lo que se evidencia en las muestras de agua llevadas al laboratorio. Adicionalmente los demás parámetros se encuentran dentro de lo requerido tanto por la normativa como por la expectativa del piloto, en especial el tamaño de partícula.

En conjunto, los resultados del análisis multipozo sugieren la conveniencia de establecer planes de monitoreo diferenciados, priorizando acciones correctivas en los pozos con mayor variabilidad y riesgo. La implementación de tratamientos específicos para la remoción o estabilización del hierro, como el uso de agentes quelantes, se presenta como una estrategia técnica adecuada para evitar la formación de precipitados e incrustaciones, así como para proteger la integridad del yacimiento. Adicionalmente, se recomienda la optimización del sistema de separación de fases y filtrado, junto con la vigilancia microbiológica del sistema, a fin de preservar la eficiencia del proceso de inyección a largo plazo.

### ***2.5.3 Interpretación técnica de los resultados en pozos inyectoros y su implicación operacional***

Considerando la limitación identificada en las mediciones de hierro en los tanques de salida de planta, la evaluación del desempeño de las distintas configuraciones de tratamiento se basó en los datos obtenidos en los pozos inyectoros, los cuales cuentan con registros válidos y confiables. Estos pozos reflejan directamente la calidad del agua tratada que es finalmente inyectada en el yacimiento, constituyéndose en un punto de control crítico para valorar la eficiencia real de los tratamientos aplicados.

Los resultados evidenciaron diferencias marcadas en la concentración de hierro, dependiendo del esquema operativo implementado. En configuraciones donde solo se utilizó ultrafiltración, las concentraciones de hierro permanecieron elevadas, lo que sugiere que el sistema de filtración por sí solo no logra remover eficazmente este componente metálico, especialmente cuando se encuentra en forma disuelta.

Por otro lado, cuando se aplicó pretratamiento fisicoquímico antes de la ultrafiltración, se observó una reducción significativa del hierro total, indicando que los procesos de coagulación y floculación facilitaban su separación. Sin embargo, esta mejora técnica estuvo acompañada de un aumento en los costos operativos, derivados del uso continuo de reactivos y la necesidad de manejo de residuos generados.

Finalmente, la configuración basada en la adición de quelante sin pretratamiento mostró resultados igualmente positivos en la disminución de hierro sólido, manteniéndolo disuelto, con una eficacia comparable a la obtenida con el pretratamiento, pero con una operación más simple

y una menor demanda de infraestructura adicional. Esto sugiere que el quelante, al formar complejos solubles con los iones metálicos, permite su estabilización y posterior retorno al yacimiento, de donde se origina, sin necesidad de procesos previos complejos. Los valores obtenidos se reflejan en la Tabla 11.

**Tabla 11**

*Comparativo resultados en pozos por método de tratamiento*

<b>METODO TRATAMIENTO</b>	<b>PROMEDIO HIERRO</b>	<b>PROMEDIO SST</b>	<b>PROMEDIO TURBIDEZ</b>	<b>PROMEDIO O/W</b>	<b>DTP</b>
<b>SIN TRATAMIENTO</b>	5,1	22,8	24,87	0,28	ND
<b>PLANTA PRETRATAMIENTO</b>	7,96	8,05	6,19	1,2	3,91
<b>QUELANTE</b>	14,08	3,63	3,51	0,77	2,07

*Fuente: El autor.*

En conjunto, estos hallazgos refuerzan la hipótesis del estudio: es posible sustituir parcial o totalmente el sistema convencional de pretratamiento mediante la aplicación de un agente quelante, manteniendo los estándares de calidad del agua inyectada y mejorando la eficiencia operativa del campo.

## 2.6 Análisis costos operativos

Como parte del análisis integral del proceso de tratamiento de agua de inyección, se llevó a cabo una evaluación económica comparativa entre dos configuraciones operativas: el sistema convencional con pretratamiento fisicoquímico y la alternativa basada en la inyección de un quelante. Para ello, se estimaron los costos mensuales asociados a cada configuración, considerando tanto los valores netos como los impuestos aplicables.

El pretratamiento convencional, compuesto por el funcionamiento de la planta y el uso de insumos como hipoclorito y soda cáustica, genera un costo mensual total de \$175.589.495,62 COP, incluyendo el IVA, como se muestra en la tabla 10. De este total, el mayor componente corresponde a la operación de la planta, con un costo de \$172.550.000 COP, lo que representa más del 82 % del gasto mensual. Los reactivos químicos, aunque representan un menor porcentaje del total, también contribuyen significativamente al costo operativo mensual, de acuerdo con lo descrito en la Tabla 11.

**Tabla 12**

*Costos del pretratamiento mensual.*

Concepto	Valor mes (COP)	IVA (19%)	Total mensual (COP)
<b>Planta</b>	\$ 145.000.00	\$27.550.00	\$172.550.000
<b>Hipoclorito</b>	\$804.303	\$152.817,57	\$957.120,57
<b>Soda Cáustica</b>	\$1.749.895	\$332.480,05	\$2.082.375,05
<b>Total</b>	\$147.554.198	\$28.035.297,62	<b>\$175.589.495,62</b>

Fuente: El autor.

En contraste, la configuración basada en el uso de quelante presenta un costo mensual total de \$32.085.517,80 COP, como se muestra en la tabla 11, lo cual implica una reducción del

81,7 % en comparación con el sistema convencional. Esta diferencia se traduce en que el pretratamiento resulta aproximadamente 5,47 veces más costoso que la alternativa con quelante. Tal diferencia evidencia el impacto económico positivo que representa la implementación del tratamiento alternativo, tanto desde el punto de vista del ahorro financiero como de la eficiencia operativa según lo reflejado en la Tabla 12.

**Tabla 13**  
*Costos del quelante mensual.*

Concepto	Valor mes (COP)	IVA (19%)	Total mensual (COP)
<b>Quelante</b>	\$26.962.620	\$5.122.897,80	<b>\$32.085.517,80</b>

Fuente: El autor.

Adicionalmente, debe considerarse que el tratamiento con quelante no requiere de la misma infraestructura ni de un consumo energético elevado e incluso el proveedor mantiene las bombas y las mangueras, lo que se traduce en menores requerimientos de mantenimiento, menor riesgo de fallos operativos y una operación más simple en general. Estas características hacen que, además de su ventaja económica, el quelante represente una opción más eficiente y sostenible para el tratamiento de agua de inyección en el contexto del campo en estudio.

Finalmente, es importante destacar que el sistema de tratamiento e inyección de agua opera de una manera más estable con menor riesgo de incumplimientos a la calidad del agua requerida y a menores costos, lo cual puede incluso mejorarse cuando en condiciones de menor presión administrativa por el cumplimiento de las resoluciones se permitan hacer pruebas de dosificaciones aún más exhaustivas.

## 2.7 Discusión

Los resultados obtenidos en los pozos inyectoros, donde se aplicaron las distintas configuraciones de tratamiento, permiten establecer comparaciones relevantes sobre el comportamiento del hierro disuelto y otros parámetros de calidad del agua. El hecho de que las mediciones realizadas en los tanques de salida (TK-104 y TK-106) presentaran errores por una incorrecta operación del espectrofotómetro, no impidió el análisis técnico, debido a la fiabilidad de los datos provenientes de los pozos.

La configuración más básica —ultrafiltración sin pretratamiento ni aditivos— mostró una capacidad limitada para la remoción de hierro. Esto evidencia que el hierro disuelto, al no encontrarse en forma particulada, escapa al mecanismo físico de retención por membranas, lo que compromete la calidad del agua inyectada y puede generar daños en el yacimiento a largo plazo.

El sistema complementado con pretratamiento fisicoquímico presentó una mejora significativa en la calidad del agua, especialmente en lo relativo a la reducción de turbidez, sólidos suspendidos totales y hierro. No obstante, su operación implica mayores costos, consumo constante de reactivos y una logística más compleja para el manejo de residuos generados durante el proceso.

La alternativa evaluada con la adición de un quelante, en ausencia de pretratamiento, ofreció resultados prometedores. Se observó una remoción de hierro efectiva, atribuida a la capacidad del quelante de formar complejos solubles que pueden atravesar las etapas de

filtración sin riesgo de precipitación posterior. Además, se identificó un ahorro potencial en costos operativos y una mayor simplicidad del sistema, factores de especial importancia en campos maduros, donde las operaciones deben ser sostenibles y económicamente viables.

El comportamiento observado sugiere que la adición de quelante puede representar una solución intermedia entre la efectividad técnica del pretratamiento convencional y la simplicidad de la ultrafiltración directa, sin incurrir en los costos elevados ni comprometer la calidad del agua inyectada, lo que fue demostrado por la comparación de costos reflejando un ahorro mayor a cinco veces el costo del pretratamiento por mes.

### 3. Conclusiones

1. La aplicación del agente quelante demostró una mejora significativa en parámetros clave como la concentración de hierro disuelto y tamaño de partícula en cabeza de pozo. Al formar complejos estables con iones metálicos, el uso de quelantes logró reducir la concentración de hierro precipitado en un 95% (comparado con el sistema sin tratamiento), manteniéndolo en solución y evitando problemas de incrustaciones en pozos y tuberías.

2. La estabilidad en parámetros como turbidez y sólidos suspendidos mejoró en un 89% con el quelante frente a la etapa inicial sin pretratamiento, demostrando mayor consistencia que el proceso convencional que representa aproximadamente un 55%.

3. A diferencia del sistema de pretratamiento convencional, que requiere etapas físicas y químicas complejas (coagulación, flotación, filtración), el quelante no solo cumplió con la mejora en calidad de agua, reduciendo los sólidos suspendidos totales (SST) en un 87% (de 75.9 ppm a  $\leq 5$  ppm) y la turbidez en un 91% (de 75.6 NTU a  $\leq 2$  NTU), cumpliendo con los estándares normativos y superando al pretratamiento fisicoquímico. La aplicación de quelante minimizó la generación de residuos (lodos, sólidos oxidados) y el impacto ambiental asociado al manejo de químicos agresivos.

4. En pruebas de yacimiento, el quelante mantuvo el hierro disuelto estable (variación  $< 1\%$ ) durante 48 horas bajo condiciones extremas (1.100 psi y 140°F), evitando su precipitación mientras disminuye los impactos ambientales e incrementando la vida útil de los equipos instalados, adicionalmente garantizando la protección de la formación en el tiempo.

5. La implementación del quelante disminuyó los costos mensuales de \$175.589.495 COP (pretratamiento) a \$32.085.517 COP, principalmente por la eliminación de gastos en reactivos (hipoclorito, soda cáustica), mantenimiento de equipos y consumo energético. Este ahorro, equivalente a 5.47 veces menos en costos mensuales o un ahorro equivalente al 81.7%. Validando su viabilidad económica en yacimientos con presupuestos restrictivos.

#### **4. Recomendaciones**

Como resultado de este estudio se recomienda inicialmente aplicar quelantes de diferentes naturalezas en aguas de diferentes yacimientos con propiedades fisicoquímicas diferentes, con el fin de determinar su dosificación y aplicabilidad de este en otros yacimientos.

Adicionalmente es importante probar quelantes de diferentes proveedores con el fin de determinar sus eficiencias sobre la estabilidad de los cationes de hierro en solución.

Finalmente, se sugiere la realización de pruebas de laboratorio a condiciones de yacimiento para los productos que surgen de plantas de pretratamiento previo a su inyección para evitar posibles taponamientos y mantener un monitoreo con control preventivo.

**Referencias Bibliográficas**

- Abdulraheem, A. F. (2018). *Oilfield scale formation and chemical removal: A review*. ResearchGate.  
[https://www.researchgate.net/publication/326711480\\_Oilfield\\_scale\\_formation\\_and\\_chemical\\_removal\\_A\\_review](https://www.researchgate.net/publication/326711480_Oilfield_scale_formation_and_chemical_removal_A_review)
- Adebambo, O., & Hinton, D. (2011). *Evaluation of the Beneficial Re--Use of Produced Water: A Review of Relevant Guidelines and Produced Water Toxicity*. by.
- API. (2008). *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*. American Petroleum Institute.
- Avaro, R. D. (2024). *UTILIZACION DE INHIBIDORES DE INCRUSTACION VERDES Y SUSTENTABLES EN LA INDUSTRIA DE PETROLEO Y GAS*.  
<https://aloetradeamerica.com/utilizacion-de-inhibidores-de-incrustacion-verdes-y-sustentables-en-la-industria-de-petroleo-y-gas/>
- Belén, A., Barrera, C., García, A. L., Luis, J., Bauza, B., & Samaniego Verduzco, F. (2023). *Caracterización de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado, cercano al punto crítico*.
- Bohórquez Rodríguez, A. M., & Castiblanco Urrego, O. (2021). Revisión del uso de biosurfactantes para su implementación en los procesos de recuperación mejorada de petróleo. *INVENTUM*, 16(31), 4–14.  
<https://doi.org/10.26620/uniminuto.inventum.16.31.2021.4-14>
- Bucheli-Witschel, M., & Egli, T. (2001). Environmental fate and microbial degradation of aminopolycarboxylic acids. *FEMS Microbiology Reviews*, 25(1), 69–106.  
<https://doi.org/10.1111/j.1574-6976.2001.tb00572.x>

- Castillo Olvera, M. C., & Sánchez Rodríguez, C. A. (2022). *Aplicación de un Modelo Analítico para el Proyecto Piloto de Inyección de Gas en la Formación Santo Tomás del Bosque 2 - Pozo ANCI288*. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Castiñeira, I. D., Sinco, I. C., Matringe, I. S., Salomé Gutiérrez, I., Rafael, I., Altamirano, G., & Julieta Hernández Ramírez, I. (2013). *Estudio integral de ingeniería de yacimientos para el Campo A.J. Bermúdez: Mantenimiento de presión con procesos de inyección de agua de nueva generación*.
- Coday, B. D., & Cath, T. Y. (2014). Forward osmosis: Novel desalination of produced water and fracturing flowback. *American Water Works Association*, 106(2), E55–E66.
- Contreras-Ramírez, J. M., & Nieves-Rivas, J. J. INCRUSTACIONES EN LOS SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE. FORMACIÓN Y MÉTODOS DE INHIBICIÓN. Cristina De Sousa, A. C. & M. C. C. (2010). Corrosión e incrustaciones en los sistemas de distribución de agua potable: Revisión de las estrategias de control. *Boletín de Malariología y Salud Ambiental*, 50.
- Daniel Arthur, J., Bruce Langhus, P. G., & Chirag Patel, C. (2005). *TECHNICAL SUMMARY OF OIL & GAS PRODUCED WATER TREATMENT TECHNOLOGIES*.
- DeepSeek. (2024). DeepSeek Chat (versión 2024) [Modelo de lenguaje de IA]. <https://www.deepseek.com>
- Faster Capital. (2024). *Recuperacion mejorada de petróleo maximizar la producción a partir de reservas probables*. <https://fastercapital.com/es/contenido/Recuperacion-mejorada-de-petroleo--maximizar-la-produccion-a-partir-de-reservas-probables.html>

- Fortune Business Insights. (2025). *Tamaño del mercado de agentes quelantes, participación y análisis de impacto de COVID-19, por tipo de producto, por aplicación y pronóstico regional, 2020-2027*.
- Frontiers in Chemistry. (2020). Chelating agents in soil remediation: performance comparison of EDTA, NTA, EDDS, etc. *Frontiers in Chemistry*.
- Gómez Sánchez, E. M. (2020). *GESTION Y CONTROL DE CORROSION EN SISTEMAS DE AGUA DE INYECCION*. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*. Gulf Professional Publishing.
- Gutiérrez, A. L. Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Industrial.
- Igunnu, E. T., & Chen, G. Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), 157–177. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>
- Izquierdo Lucero, J. L., Velez Cedeno, R. F., & Game Campuzano, C. A. (2012). *Manual de Tratamiento para Inyección de Aguas en un Campo Petrolero*. Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- Juri, J., Dupuis, G., Pedersen, G., María Ruiz, A., Serrano, V., Guillén, P., Schein, F., Ylitch, I., Ojeda, N., Gandi, S., Martino, L., Lucero, A., Pérez, D., Vocatur, G., Campos, H., Rivas, C., Luis Massaferró, J., & Campos Maduros, S. (2022). REEMPLAZO DEL 30% DE LA PRODUCCIÓN BÁSICA POR PRODUCCIÓN DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN MANANTIALES BEHR APOYADOS EN UNA ESTRATEGIA DE PLANTAS MODULARES 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. *IAPG Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos-Simposio Campos Maduros*.

- Kumar, A. , N. M. , & A.-Y. H. (2020). Chelating Agents in Oilfield Applications: A Review on Stability, Performance, and Operational Benefits. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery* (1st ed.). Prentice Hall.
- Leal Ascencio, M. T. (2005). *Tecnologías convencionales de tratamiento de agua y sus limitaciones.*
- León Vanegas, C. (2012). *EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN INHIBIDOR MULTISCALE PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO.* Universidad Industrial de Santander.
- Li, H. , L. J. , & G. X. (2019). Study on corrosion and iron precipitation in water injection pipelines of oilfields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 106284, 182.
- Liu, Y., Zhang, N., Xue, M., & Wang, B. (2021). EDTA-based adsorbents for the removal of metal ions in wastewater. *Coordination Chemistry Reviews*, 434, 213809. <https://doi.org/10.1016/j.ccr.2021.213809>
- Luis Izquierdo, J. L., Fernando Vélez, R. C., Andrés Game, C. C., Gallegos Orta, R., & Galindo, G. (2013). “*Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero.*”
- Mena-Villacís, F. L., Hurtado-Zurita, J. F., & Chávez-Carrera, D. A. (2022). Aplicación del método de flujo fraccional para recuperación secundaria en el campo Palo Azul. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 13(1), 13–21. <https://doi.org/10.29166/revfig.v13i1.2231>
- Mercedes, I., Centeno, I., Jefferson, H. I., & Proaño Menéndez, F. (2022). *ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.*
- Moncayo Mena, P. F., & Guaña Quilumba, V. H. (2015). “*EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE CONVENCIONAL CON*

*UNA PLANTA DE POTABILIZACIÓN POR HIDROXIGENACIÓN IÓNICA, EN CALIDAD DE AGUA, FUNCIONAMIENTO Y COSTOS EN EL SISTEMA DE AGUA SEGURA AYAMPE– PTO. LÓPEZ– MACHALILLIA.”*

Murillo Ospino, D. P., & Viasus Peña, V. (2023). *EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE FIBRA ÓPTICA EN UN COMPLETAMIENTO INTELIGENTE PARA DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR SAGD QUE PERMITA EL CONTROL DE TEMPERATURA EN FONDO DE POZO*. Fundación Universidad de América.

Naranjo Suárez, C., Navarro, S. M., & Arango, J. Z. (2010). FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 8).

Ortiz, A. (2022). COMPRENDIENDO LOS CONCEPTOS DE IOR & EOR. In *INNOVA+ NAKASAWA* (p. 1). Nakasawa Resources.

OpenAI. (2025). *ChatGPT* (versión GPT-4o) [Modelo de lenguaje AI]. Comunicación personal del 5 de agosto de 2025.

Paris de Ferrer, M. (2001). *INYECCION\_DE\_AGUA\_Y\_GAS\_EN\_YACIMIENTOS\_PETROLIFEROS* (2nd ed.). Ediciones Astro Data S.A.

Pérez Roa, H. D. (2021). *Propuesta de Optimización de los Pozos Productores con Respuesta Positiva de Presión de Yacimiento en el Proyecto de Inyección de Agua del Campo Boscán, Venezuela*. Universidad Central de Venezuela.

Perplexity. (2024). *Perplexity* [Modelo de lenguaje grande]. <https://www.perplexity.ai/>

Pochteca Perú. (2025, January 17). *Inhibidor de Incrustación: ¿cómo funciona y cuánto tiempo duran?* Pochteca.

- Rattanawan, S. (2020). Stability of metal–EDTA, citrate, and oxalate complexes during wastewater treatment. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), 1–10.
- Robinson, D. (2013). Oil and gas: Treatment and discharge of produced waters onshore. *Filtration+ Separation*, 50, 40–46.
- Rodríguez Miranda, J. P., Gómez, E., Garavito, L., & López Francy. (2010). Estudio de comparación del tratamiento de aguas residuales domésticas utilizando lentejas y buchón de agua en humedales artificiales. *Tecnología y Ciencias Del Agua*, 1, 59–68.
- Rodríguez Peñarreta, J. L., & Paredes Rodríguez, R. E. (2022). *ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE AGUA POTABLE DE LAS CIUDADES AMBATO Y TENA, ECUADOR*. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
- Salirrosas Cueva, V. A. (1988). *Evaluación de un Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua*.
- Sánchez Toapanta, B., Sánchez Cardenas, D., & Alabuella Toapanta, L. A. (2022). Metodología de evaluación técnica en campo para proyectos piloto de inyección de agua. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 14(2), 13–28. <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3204>
- Santiago Atilano, M. L., Cedillo Trejo, U., Molina Ayala, M. A., & Arana Ortiz, V. H. (2016). *Estudios de laboratorio para un proceso de inyección de agua de mar*.
- Schlumberger Limited. (2025). *recuperación de petróleo mejorada*. [https://glossary.slb.com/en/terms/e/enhanced\\_oil\\_recovery](https://glossary.slb.com/en/terms/e/enhanced_oil_recovery)
- Smith, D. , & P. W. (2011). Monitoring and Control of Water Injection Quality. *SPE Production & Operations*, 26(2), 180–187.

Stewart, M. (2014). *Surface Production Operations: Vol 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities* (Vol. 2). Gulf Professional Publishing.

TeamB Alternativa Aplicada Ambiental S.A. de C.V. (2023, October 4). *Cómo impacta al desarrollo económico y social el tratamiento de aguas residuales*. <https://teamb.com.mx/2023/10/04/como-impacta-al-desarrollo-economico-y-social-el-tratamiento-de-aguas-residuales/>

Waterline Publication. (2024, octubre 25). Chelants in water treatment: an overview. Waterline.

Zhou, H. , S. W. , & Z. Y. (2015). *Key parameters affecting injection water quality in sandstone formations* (42nd ed., Vol. 6). Petroleum Exploration and Development.