

Tratamiento Avanzado De Aguas De Formación De La Industria Petrolera Para Mitigar Corrosión

PROBLEMA

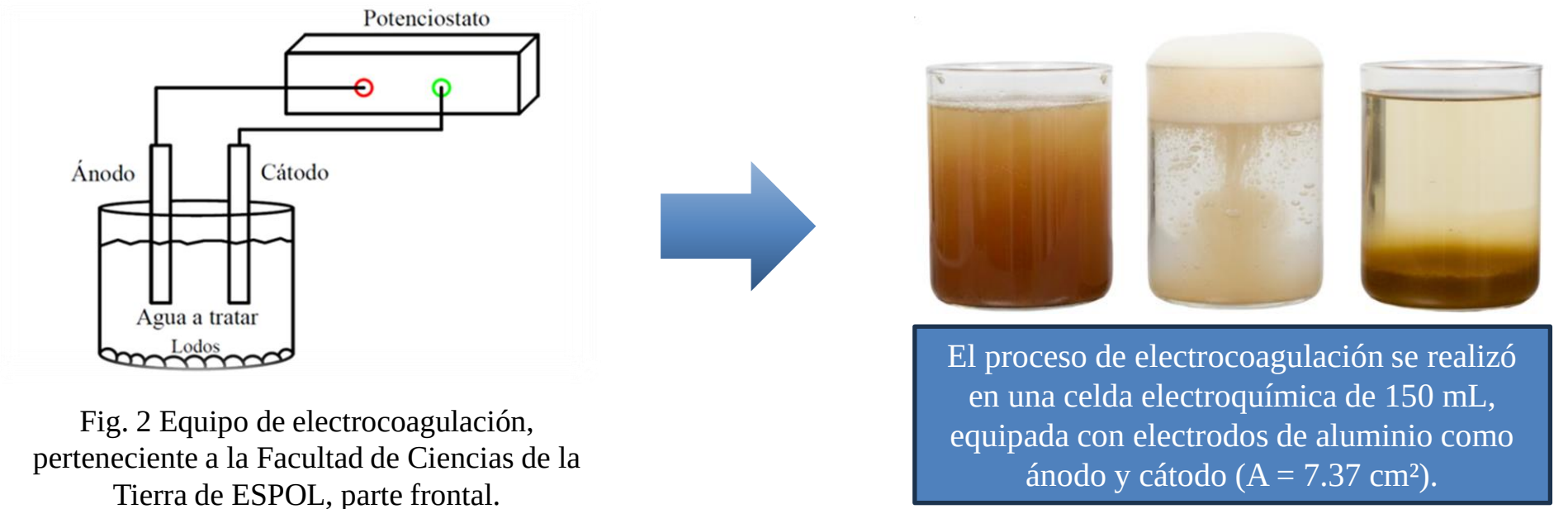
El agua de formación generada en las operaciones petroleras contiene elevadas concentraciones de sales que aceleran la corrosión en tuberías y equipos. Esta problemática incrementa los costos de mantenimiento y afecta la operación segura de los sistemas de producción petrolera.

OBJETIVO GENERAL

Disminuir la concentración de sales presentes en el agua de formación del campo Ancón mediante la aplicación de tecnologías avanzadas de tratamiento, como electrocoagulación y ósmosis inversa, para mitigar procesos de corrosión.

PROPUESTA

Se evaluó la aplicación de dos tecnologías avanzadas de tratamiento de agua, electrocoagulación y ósmosis inversa, para reducir la concentración de sales presentes en el agua de formación del campo Ancón. Inicialmente se caracterizó la calidad del agua mediante análisis fisicoquímicos e iónicos.



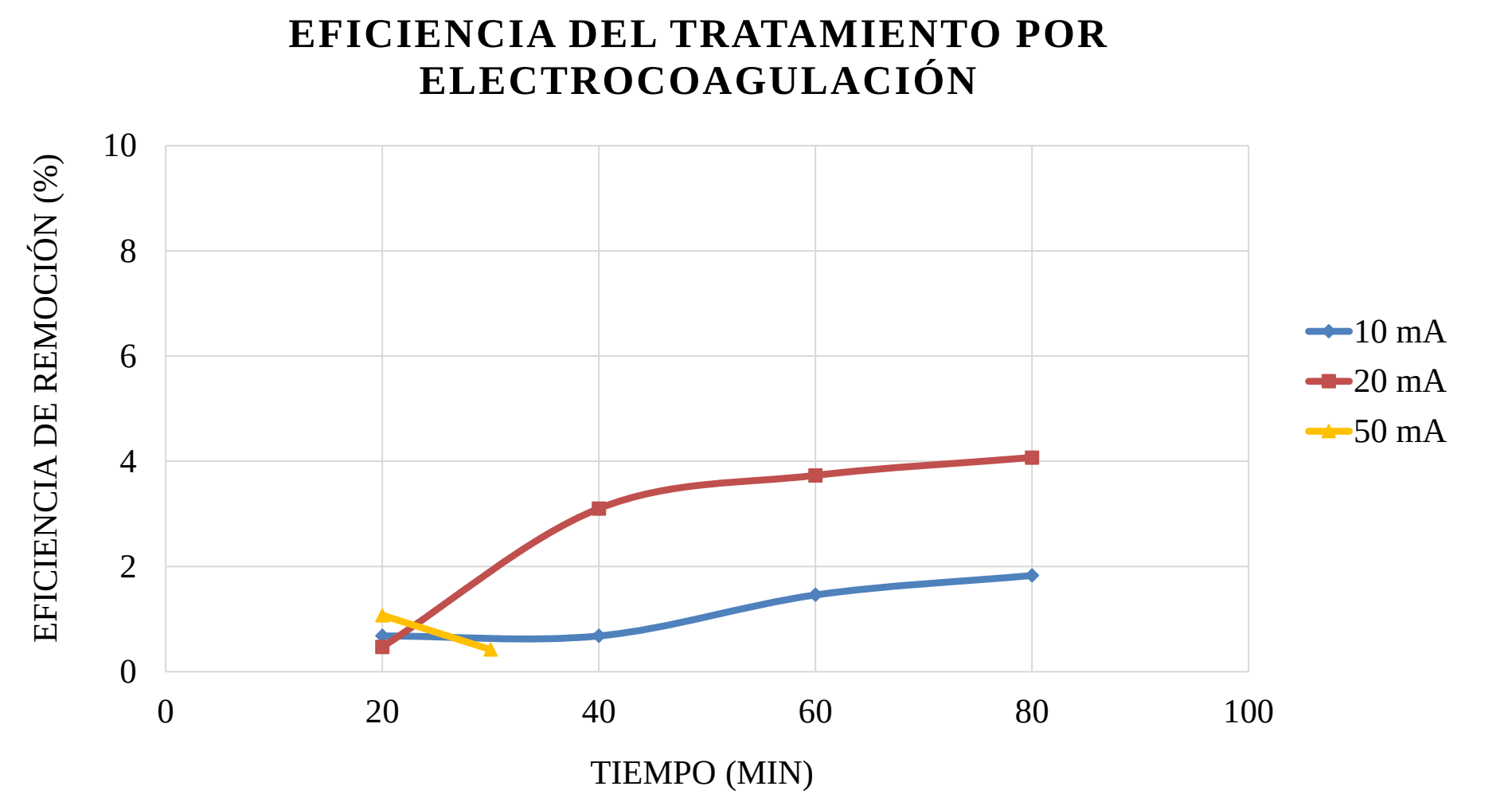
RESULTADOS

Caracterización del agua de formación

El agua de formación presentó alta salinidad y potencial corrosivo, con una conductividad eléctrica de 28780 $\mu\text{S/cm}$, además de elevadas concentraciones de Cl^- (10200 mg/L), Na^+ (5077 mg/L) y Ca^{2+} (1252 mg/L).

Evaluación de la electrocoagulación

La electrocoagulación mostró una baja eficiencia para la remoción de sales, alcanzando reducciones de conductividad eléctrica inferiores al 5%, por lo que no resultó adecuada como tratamiento principal para este tipo de agua de formación.



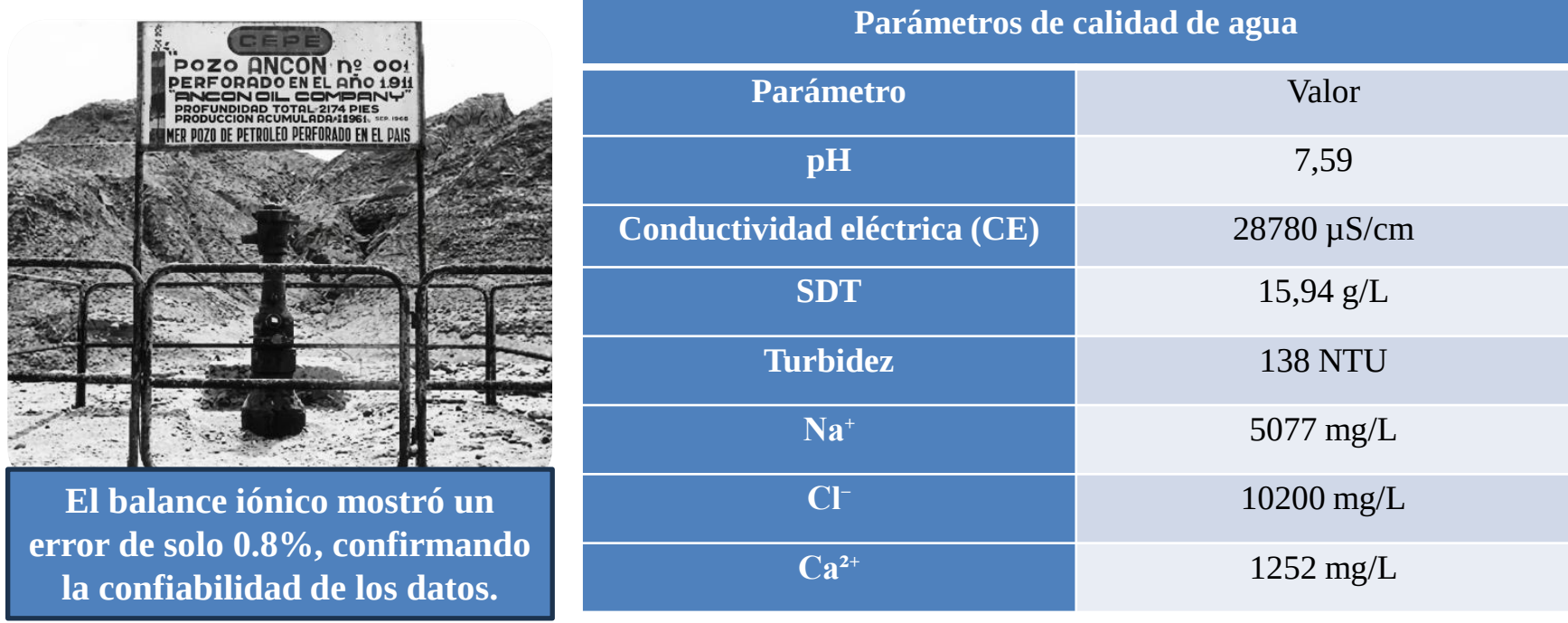
Aunque la electrocoagulación no removi6 sales eficientemente (<5%), logró reducir la turbidez hasta en un 83%, indicando potencial como etapa de pretratamiento.

CONCLUSIONES

- El agua de formación del campo Ancón presentó alta salinidad, con elevadas concentraciones de cloruros, sodio y calcio, compuestos que favorecen los procesos de corrosión en equipos e infraestructura petrolera.
- La electrocoagulación no resultó una alternativa eficiente para la remoción de sales, alcanzando porcentajes de reducción de conductividad eléctrica inferiores al 5 %.
- La ósmosis inversa demostró ser la tecnología más efectiva, logrando una remoción promedio de sales del 84,7 % y reduciendo significativamente el potencial corrosivo del agua de formación.



Fig 1. Mapa de la zona de estudio del campo Ancón, mostrando la ubicación de la planta de tratamiento convencional de agua.



Posteriormente, se determinaron las eficiencias de remoción de sales de ambos tratamientos y se optimizó el sistema de ósmosis inversa mediante simulación para mejorar su desempeño energético.

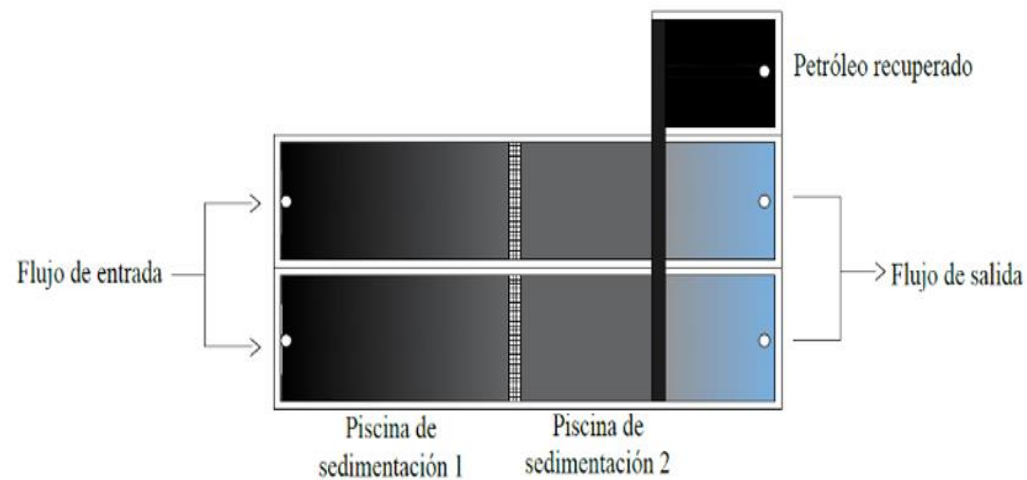


Fig. 3 Proceso de tratamiento convencional de agua de formación en el campo Ancón.

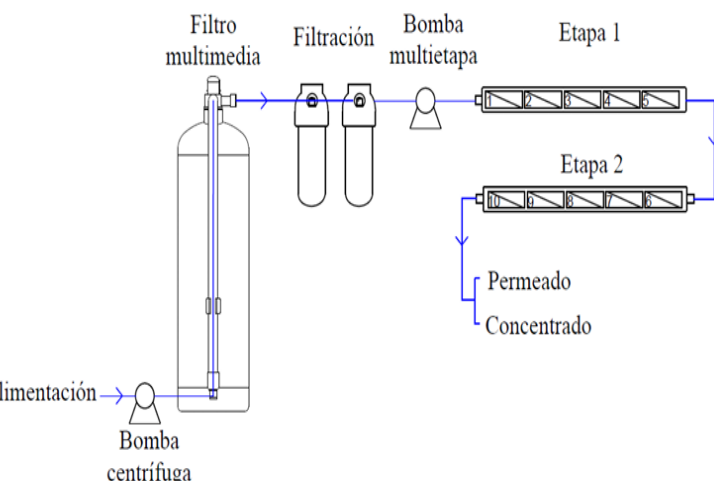


Fig. 4 Sistema de ósmosis inversa optimizado energéticamente.

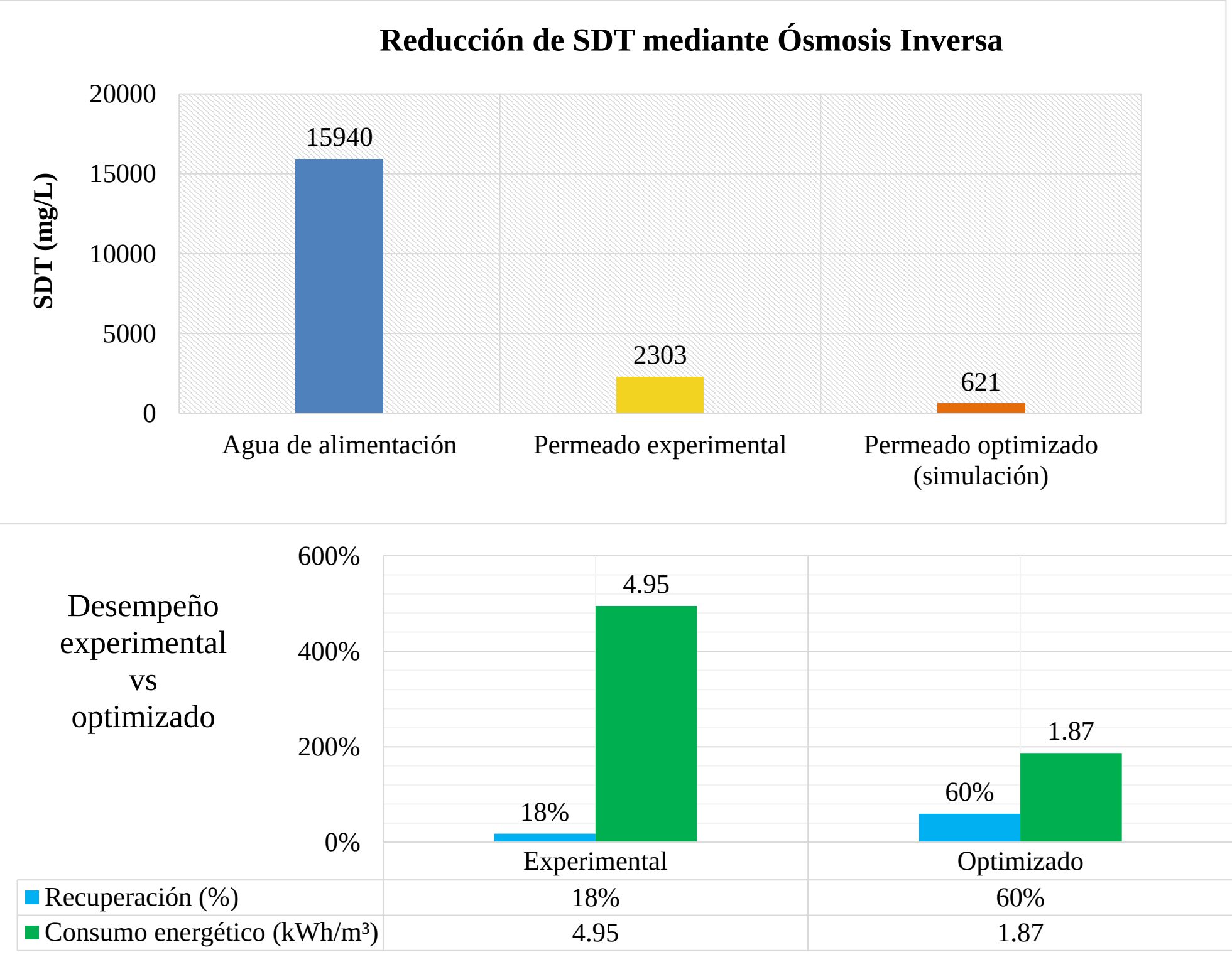
Se utilizó el software WAVE v1.77 (DuPont, USA) para simular y optimizar la eficiencia energética y de recuperación.

Evaluación de la ósmosis inversa

La ósmosis inversa redujo la conductividad eléctrica de 30000 a 4582 $\mu\text{S/cm}$, logrando una eficiencia promedio de remoción de sales del 84,7 %, con un consumo energético de 4,95 kWh/m³ y una recuperación de agua del 18 %.

Optimización del sistema

La simulación del sistema permitió disminuir el consumo energético hasta 1,87 kWh/m³, incrementar la recuperación de agua al 60% y obtener un agua tratada con 621 mg/L de SDT.



- La optimización del sistema mediante simulación permitió disminuir el consumo energético a 1,87 kWh/m³ e incrementar la recuperación de agua al 60 %, evidenciando la viabilidad de esta tecnología para aplicaciones en la industria petrolera.

RECONOCIMIENTOS

Proyecto CO₂-EOR para CCUS en Colombia y Ecuador, financiado por NORAD (NORHED II, 2021–2026). ESPOL–FICT, Proyecto FICT-300-2020.