

# ADVANCED TREATMENT OF FORMATION WATER FROM THE OIL INDUSTRY TO MITIGATE CORROSION

Ayllin Ayauca<sup>1</sup>, Cindy Goyburo, Ing<sup>1</sup>, Angie Medina, Ing<sup>1</sup>, Jonathan Mendez, Ing<sup>1</sup>, Ariana Guerrero<sup>1</sup>, Roberto Saltos<sup>1</sup>, Priscila Valverde Armas, PhD<sup>1</sup>, Leonardo Gutierrez, PhD<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador,  
aayauca@espol.edu.ec, cgoyburo@espol.edu.ec, angmedina@espol.edu.ec, jonimend@espol.edu.ec,  
arigcald@espol.edu.ec, robsorte@espol.edu.ec, priesval@espol.edu.ec

<sup>2</sup>Centre for Advanced Process Technology for Urban Resource Recovery (CAPTURE), Belgium,  
Leonardo.GutierrezGarces@UGent.be

*Abstract – Corrosion in pipes and metal components translates into high maintenance costs in the oil industry, reaching a loss of USD 7 million per year. One of the main causes of corrosion occurs due to the contact of formation water with potentially aggressive physicochemical characteristics (high concentrations of salts, chlorides, calcium and sodium) with metallic surfaces, which, when not treated, produce intragranular corrosion, delamination, pitting and cracks. The latter is considered one of the most dangerous due to its occurrence in inconspicuous areas. The objective of this work is to reduce the concentration of salts in the formation water resulting from the hydrocarbon operations carried out in the Ancón field, Santa Elena, Ecuador, through the application of two advanced water treatments; electrocoagulation and reverse osmosis. The results showed that the electrocoagulation system is not adequate to treat this formation water with high electrical conductivity (30 mS/cm) due to the low removal efficiency of approximately 1%. On the contrary, the reverse osmosis system decreased the salt concentration by 84.7% on average, with an energy consumption of 4.95 kWh/m<sup>3</sup> and a water recovery of 18% with a single brackish water membrane. Through simulation, the reverse osmosis system was optimized, improving the energy competence of the system to produce water free of corrosion precursors.*

*Keywords – reverse osmosis, electrical conductivity, energy, consumption, membranes.*

**Digital Object Identifier:** (only for full papers, inserted by LACCEI).  
**ISSN, ISBN:** (to be inserted by LACCEI).

# TRATAMIENTO AVANZADO DE AGUAS DE FORMACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA MITIGAR CORROSIÓN

Ayllin Ayauca<sup>1</sup>, Cindy Goyburo, Ing<sup>1</sup>, Angie Medina, Ing<sup>1</sup>, Jonathan Mendez, Ing<sup>1</sup>, Ariana Guerrero<sup>1</sup>, Roberto Saltos<sup>1</sup>, Priscila Valverde Armas, PhD<sup>1</sup>, Leonardo Gutierrez, PhD<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Ecuador,

aayauca@espol.edu.ec, cgoyburo@espol.edu.ec, angnmedina@espol.edu.ec, jonimend@espol.edu.ec, arigcald@espol.edu.ec, robsorte@espol.edu.ec, priesval@espol.edu.ec

<sup>2</sup>Centre for Advanced Process Technology for Urban Resource Recovery (CAPTURE), Belgium, Leonardo.GutierrezGarces@UGent.be

**Resumen – La corrosión en tuberías y componentes metálicos se traduce en elevados costos de mantenimiento en la industria petrolera, alcanzando una pérdida de USD 7 millones anuales. Una de las principales causas de corrosión ocurre debido al contacto de agua de formación con características fisicoquímicas potencialmente agresivas (elevadas concentraciones de sales, cloruros, calcio y sodio) con superficies metálicas, que al no ser tratadas producen corrosión intragranular, exfoliación, picaduras y grietas. Esta última es considerada una de las más peligrosas debido a su ocurrencia en zonas poco visibles. El objetivo de este trabajo es disminuir la concentración de sales del agua de formación producto de las operaciones hidrocarburíferas realizadas en el campo Ancón, santa Elena, Ecuador, mediante la aplicación de dos tratamientos avanzados de agua; electrocoagulación y ósmosis inversa. Los resultados demostraron que el sistema de electrocoagulación no es adecuado para tratar esta agua de formación con alta conductividad eléctrica (30 mS/cm) debido a la baja eficiencia de remoción del 1% aproximadamente. Por lo contrario, del sistema de ósmosis inversa disminuyó la concentración de sales en un 84.7% en promedio, siendo el consumo energético de 4.95 kWh/m<sup>3</sup> y una recuperación de agua del 18% con una sola membrana de agua salobre. Mediante simulación se optimizó el sistema de ósmosis inversa mejorando la competencia energética del sistema para producir agua libre de precursores de corrosión.**

**Palabras clave – ósmosis reversa, conductividad eléctrica, energía, consumo, membranas.**

## I. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial los costos asociados a fallas técnicas atribuidas a problemas de corrosión en perforación y producción petrolera se estiman en \$7 millones al año [1]. La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE), reportó que el costo promedio por estrategias de prevención y gasto de corrosión es de aproximadamente \$7 billones de dólares para realizar el mantenimiento, reemplazo y monitoreo de equipos necesarios en una superficie petrolera [2]. Además, el grupo Europeo de Datos reportó que el 33.30% de los incidentes en gasoductos fueron causados por problemas de

corrosión, repercutiendo económica y ambientalmente [3]. Por otro lado, 474 derrames de petróleo también se han producido en el mar peruano debido a la rotura de tuberías conectadas al sistema submarino terminal del oleoducto Norperuano entre 2000 y 2019 [4]. En Qingdao, ciudad portuaria ubicada en China, se produjo una fuga por corrosión desencadenando explosiones y pérdidas humanas. Similarmente, en la refinería de Filadelfia se fracturaron tuberías debido a la corrosión, provocando un incendio masivo en 2019 [5].

Generalmente, la corrosión de componentes metálicos se produce en la interfase metal-líquido debido a reacciones de oxidación-reducción. El ánodo es disuelto, liberando iones en la solución mientras que el cátodo acepta los electrones. Existen varios tipos de corrosión, como la intragranular, exfoliación, picaduras y grietas. La corrosión por grietas se considera como una de las más peligrosas porque ocurren en zonas poco visibles.

Los procesos de corrosión afectan al equipamiento de la actividad hidrocarburífera como tanques de almacenamiento, mandriles, válvulas operativas y de descarga, bridas, accesorios, intercambiadores de calor, componentes estructurales, bombas, líneas de flujo y tuberías. Este equipamiento es afectado por el contacto con el agua de formación, la cual es un subproducto del proceso de producción de la explotación de un pozo. Se ha caracterizado la composición fisicoquímica del agua de formación la cual varía a nivel internacional (Estados Unidos, Canadá, Italia, China y Arabia Saudita). Por ejemplo, la concentración de SDT en el agua de formación varió entre 16000 hasta 270000 mg/L. El rango de concentración de Cl<sup>-</sup> fue de 7000 hasta 46000 mg/L, así como el contenido de Na<sup>+</sup> que varió entre 3000 hasta 46000 mg/L y finalmente la concentración de Ca<sup>2+</sup> fue reportado en 2000 a 9000 mg/L.

Algunos de los factores más importantes que afectan la tasa de corrosión son el potencial para precipitar CaCO<sub>3</sub>, el pH del agua, la concentración de cloruros y sulfatos, la velocidad de flujo y concentración de oxígeno disuelto. Liu et al. [6] reportó que la presencia de O<sub>2</sub> disuelto, alta concentración de Sólidos Disueltos Totales (SDT) de 96,611 mg/L, alta

concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  de 21,403 mg/L y un alto contenido de  $\text{Cl}^-$  de 60,487 mg/L fueron los principales responsables de los procesos de corrosión de tuberías de aguas de inyección en un pozo petrolero. Concentraciones de  $\text{Cl}^-$  mayores a 50 mg/L son catalogadas como agresivas y potencialmente corrosivas debido a que pueden impedir la formación de láminas de óxido que protegen a los equipamientos de la corrosión. Similarmente, concentraciones de  $\text{CO}_2$  disuelto en el agua  $< 4$  mg/L promueven la destrucción de la lámina de óxido contra la corrosión.

Es posible mitigar la corrosión causada por el agua de formación a través de métodos como revestimiento de superficies, protección catódica, inhibidores, estabilizador de pH y rociador térmico evidenciando resultados razonables en las tuberías de fondo del pozo [7], [8].

En el caso del método de revestimiento de superficies, puede ser un recubrimiento externo como interno, de naturaleza orgánica como inorgánica. El objetivo del recubrimiento interno es impedir el contacto del material transportado con las superficies metálicas de las tuberías. Permitiendo el aislamiento térmico, la adherencia a la superficie metálica, la estabilidad a través del tiempo, la resistencia a agentes corrosivos como  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{O}_2$  y microorganismos [9].

Por ejemplo, los recubrimientos internos termoestables más empleados son fenólicos, epoxi modificado, y fluorados. Acorde a un estudio realizado por Serrano et al. [10] el aumento de la concentración de cloruros entre 10000 a 100000 mg/L con temperaturas de  $65.55^\circ\text{C}$  favoreció la velocidad de corrosión disminuyendo la vida útil del recubrimiento interno.

El método de protección catódica permite polarizar todo el electrodo sumergido de las instalaciones a un potencial entre -800 mV y -1050 mV versus el electrodo de referencia AgCl/Ag y mantener el potencial en ese rango durante el tiempo de vida útil de las instalaciones [11]. Sin embargo, el método demanda altas cantidades de corriente y una fuente continua de alimentación, además de requerir una inspección periódica de mantenimiento.

El uso de inhibidores de corrosión es la técnica más común y generalizada en tuberías dado que la inyección del producto químico (bases nitrogenadas orgánicas como amidas, aminas, amidoaminas) se dosifican concentraciones entre 10 y 1000 ppm, el objetivo es reducir la velocidad de corrosión a menos de 0.10 mm/año interrumpiendo el proceso electroquímico que genera la corrosión. Sin embargo, los altos niveles de cizallamiento de estrés y los sistemas de dos fases (agua salobre y dióxido de carbono) disminuye su eficiencia [12].

Los estabilizadores de pH controlan y minimizan la corrosión interna de las tuberías de acero al carbono mediante la inyección de una sustancia química alcalina como la metildietanolamina (MDEA), NaOH y KOH elevando el pH del agua condensada en la línea, también previenen la formación de partículas sólidas que se generan como un producto inhibidor de corrosión en los extremos de la tubería, tiene menos efectos ambientales y bajo costo operativo. Sin embargo, un requisito previo para usar el método es que la tubería no contenga agua de formación [12][13].

En el caso del método de revestimiento de superficies es factible para superficies complejas puesto que permiten reutilizar los materiales y su uso a nivel industrial, pero es necesario una buena adhesión para proporcionar una adecuada resistencia mecánica y química [14], con el método de protección catódica se ha demostrado su eficacia para proteger de la corrosión a estructuras tanto no recubiertas o mal recubiertas pero este método demanda grandes cantidades de corriente además de ser necesaria una inspección periódica de mantenimiento y una fuente continua de corriente [15].

Existen alternativas de tratamiento avanzado de agua para mitigar la corrosión provocada por el agua de formación, por ejemplo, la electrocoagulación y ósmosis inversa. La electrocoagulación (EC) consiste en generar especies coagulantes in situ por oxidación electrolítica aplicando corriente eléctrica a través de los electrodos (Al y Fe), en donde la reacción catódica simultánea permite la remoción de contaminantes [15]. De acuerdo con los autores Nigri, Santos y Rocha [16] la implementación del sistema de EC para el tratamiento de aguas de formación tuvo un porcentaje de remoción del 52% en material orgánica y 88% de remoción de calcio, mejorando la calidad del agua recuperada y disminuyendo el riesgo por corrosión.

El proceso de ósmosis inversa (OI) utiliza membranas semipermeables del tipo poliaminas, acetato de celulosa u otros polímeros, algunas de ellas enrolladas en espiral con la finalidad de separar y eliminar sólidos disueltos, orgánicos/inorgánicos, material coloidal, color, pirógenos, nitratos y otros contaminantes, utilizando una presión mínima de 10 bar, obteniendo un flujo de permeado (agua tratada) y otro de concentrado [17]. Actualmente el proceso de OI es utilizado para la remoción de contaminantes en el agua de formación en la industria petrolera reportando un porcentaje de eficiencia del 13% cuando no existe un pretratamiento, y del 80% con la implementación de un pretratamiento [18].

En Ecuador el principal producto de exportación es el petróleo, considerado como el quinto país extractor de crudo en América. Los ingresos generados por esta actividad financian alrededor del 25% del presupuesto del estado [19]. Sin embargo, las fallas en la industria hidrocarburífera en el país relacionadas a problemas de corrosión es de un 33% y esta problemática es considerada como la de mayor inversión económica [20], por lo cual es crucial realizar investigación en tecnologías avanzadas de tratamiento de aguas de formación para mitigar esta problemática.

Consecuentemente, el método de revestimiento de superficie es un método convencional contra la corrosión por lo general en la industria recurren a revestimientos de corta duración que poseen una adhesión física a la superficie de sustrato este revestimiento consta de tres componentes Zinc, Epoxi y Uretano [21], este método ofrece un aguante eficiente a la humedad, resistencia a ataques corrosivos y químicos, aislamiento térmico, fortaleza mecánica a fuertes presiones y rigidez no obstante además de que es muy costoso posee una renuencia poco efectiva a temperaturas superiores de  $200^\circ\text{C}$ , es sometido a grandes restricciones mecánicas en un entorno muy corrosivo por lo cual va a presentar dificultades en la

resistencia al desgaste [9].

El objetivo de este trabajo es disminuir la concentración de sales del agua de formación producto de las operaciones hidrocarburíferas que se realizan en el campo Ancón mediante la aplicación de dos tratamientos avanzados de agua; electrocoagulación y ósmosis inversa. El agua de formación en Ancón en la parroquia de Santa Elena presenta alto contenido de sales, hidrocarburos, gases en solución como  $CO_2$ ,  $H_2S$  y  $N_2$  [22], [23].

Esta investigación corresponde a la fase experimental inicial para diseñar una configuración de tratamiento adecuada para mitigar los procesos de corrosión al disminuir la cantidad de iones en el agua de formación y así establecer un tratamiento al agua que pueda ser aplicable en el contexto ecuatoriano.

## II. METODOLOGÍA

### A. Descripción de la zona de estudio

El Bloque Ancón, conocido también como Bloque “Gustavo Galindo Velasco”, está ubicado en la provincia de Santa Elena, Ecuador (Fig. 1), comprende un área de  $1200 \text{ km}^2$ . La provincia de Santa Elena abarca la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior, la cual está desarrollada sobre la corteza oceánica. Esta zona ha pasado por diversos procesos geológicos de millones de años con una deposición de sedimentos orgánicos los cuales son afectados por factores como temperatura, presión y tiempo.

El bloque posee más de 5000 hectáreas con una gran cantidad de pozos donde es posible extraer entre 10,000 y 15,000 barriles por día. Sin embargo, la capacidad actual del Bloque Ancón se limita a aproximadamente 800 y 1000 barriles diarios, debido a que la capacidad de refinación en la zona de estudio es del 20%.

### B. Recolección de la muestra

Una muestra de agua de formación (50 L) fue recolectada del agua de la planta de tratamiento físico ubicada en el campo Ancón. La campaña de muestreo se realizó siguiendo los lineamientos establecidos por el Servicio Ecuatoriano de Normalización (INEN) en la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2169 para el manejo, conservación y transporte de muestras de

agua. Además, parámetros fisicoquímicos como pH, conductividad eléctrica (CE), Sólidos Disueltos Totales (SDT), y turbidez fueron medidos en campo usando una multiparamétrica (HQ40d, HACH) y turbidímetro (2100Q, HACH), ambos calibrados contra estándares. La muestra fue transportada y analizada en el Laboratorio de Sanitaria de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).

### C. Medición de iones mayoritarios

Iones como calcio, magnesio, cloruros, sodio, sulfatos, potasio, bicarbonatos, nitratos y nitritos fueron medidos a través de métodos volumétricos, de espectrofotometría y potenciometría para caracterizar la calidad del agua de formación. Calcio, magnesio y bicarbonatos fueron analizados con las técnicas volumétricas.

Para obtener la concentración de dureza cálcica se utilizó como titulante el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) y el método HACH 8222. Este método permite la determinación de dureza cálcica en un rango de 0 a 25,000 mg/L  $CaCO_3$ . La dureza total determinada por titulación con EDTA, método HACH 8226, permitió la determinación de dureza de magnesio. Para la estimación de la concentración de magnesio, se realiza el cálculo por diferencia luego de obtener el valor de dureza total. El contenido de bicarbonatos se estimó por titulación con ácido sulfúrico (0.02 N) e indicadores de fenolftaleína y anaranjado de metilo.

La concentración de cloruros, sulfatos, nitrito, nitratos, y potasio se analizaron con un espectrofotómetro de luz ultravioleta y luz visible (DR 3900, HACH). Para la medición de cada analito se ajustó la calibración del espectrofotómetro utilizando soluciones estándares certificados. La concentración de cloruros se determinó con el método HACH 8113. El contenido de sulfatos se estimó mediante el método USEPA SulfaVer 4, método HACH 8051. El contenido de nitritos se midió mediante el método de sulfato ferroso, método HACH 8153. La concentración de nitratos se estimó mediante el método de reducción de cadmio, método HACH 8039. El método de tetrafenilborato se empleó para medir el contenido de potasio (K) en solución, método HACH 8049.

La concentración de sodio ( $Na^+$ ) se determinó mediante potenciometría utilizando la multiparamétrica HACH, (HQ40d).

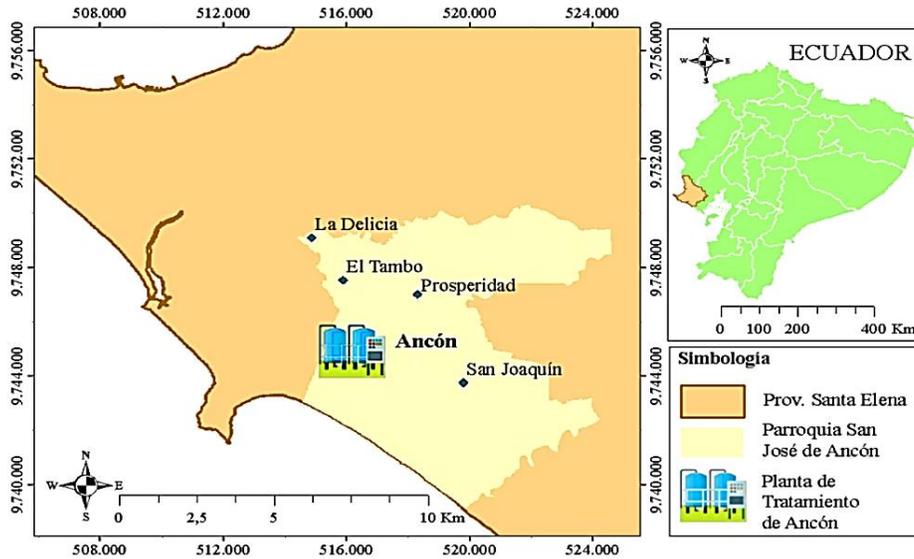


Fig 1. Mapa de la zona de estudio del campo Ancón, mostrando la ubicación de la planta de tratamiento convencional de agua.

#### D. Electrocoagulación

El proceso de electrocoagulación se realizó en una celda electroquímica con un volumen de 150 mL. Se emplearon electrodos de aluminio como cátodo y ánodo ( $A=7.37 \text{ cm}^2$ ) como se muestra en la Fig. 2. Se utilizó una fuente de poder (CS310, CorrTest) con una interfaz de software CS studio 5, ajustando variables experimentales como corriente y tiempo de operación.

La experimentación se realizó a  $25^\circ\text{C}$ , monitoreando la influencia del proceso en parámetros como pH y turbidez. La conductividad eléctrica fue el indicador de control elegido para medir las eficiencias de remoción de sales. Los valores de intensidad de corriente fueron seleccionados de la voltametría de barrido lineal ejecutada en un rango de voltaje de 0 a +3 V. Los valores de corrientes aplicados fueron de 10, 20 y 50 mA y el tiempo de operación varió en un rango entre 20 a 80 min.

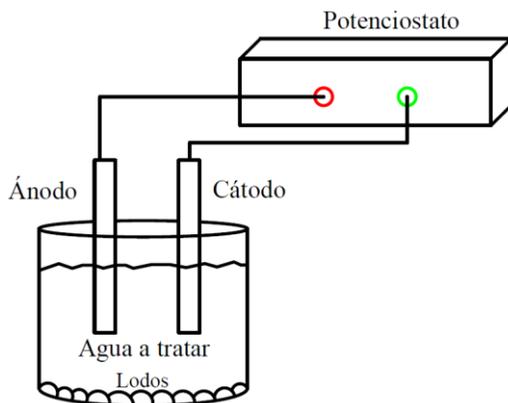


Fig. 2 Equipo de electrocoagulación, perteneciente a la Facultad de Ciencias de la Tierra de ESPOL, parte frontal.

#### E. Ósmosis inversa

El proceso de ósmosis inversa fue evaluado a escala piloto dentro de este estudio. La planta piloto de ósmosis inversa tiene un sistema de pretratamiento, el cual consta de filtración (1 y 5  $\mu\text{m}$ ). El agua es bombeada hacia un filtro multimedia que está compuesto por un lecho base de  $\frac{1}{4}$  de grava, seguido por  $\frac{1}{4}$  de zeolita,  $\frac{2}{4}$  de carbón activado y  $\frac{1}{3}$  de espacio libre. El agua es bombeada a la membrana de ósmosis inversa con una presión de 14 bar aproximadamente.

Se preparó una muestra de agua sintética que simulará la CE del agua de formación de la zona de estudio en Ancón (30000  $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) adicionando sal de mesa (NaCl) al tanque de alimentación. Se realizó el proceso de ósmosis inversa con el agua sintética y se monitoreo parámetros de conductividad eléctrica, pH, temperatura y sólidos disueltos totales tanto iniciales como finales para calcular la eficiencia de remoción de sales de la planta.

Se utilizó el software WAVE V.1.77 (Dupont, USA) para disminuir el consumo energético del proceso de tratamiento. Las membranas seleccionadas para la modelación correspondieron a BW30-4040. Los Sólidos Suspendedos Totales (SST) fueron de 10 mg/L, la turbidez fue de 1 NTU y el contenido de carbono orgánico total fue de 2 mg/L. El flujo de entrada fue de 1.36  $\text{m}^3/\text{h}$  y el flujo del agua tratada fue de 0.24  $\text{m}^3/\text{h}$ .

### III. RESULTADOS

#### A. Caracterización de la calidad del agua de formación

Los valores fisicoquímicos medidos en campo permiten clasificar a la muestra como básica con un pH de 7.59 lo cual indica la posible presencia de carbonatos en la formación según la Asociación Española de Fabricantes de Agro-nutrientes (AEFA); Con una conductividad Eléctrica (CE) de 28780  $\mu\text{S}/\text{cm}$  y Sólidos Disueltos Totales (SDT) de 15.94 g/L. Una característica importante del agua fue la turbidez, la cual fue

medida en 138 NTU.

El alto contenido de CE se corroboró con las concentraciones de iones medidos en el agua. En la Tabla I se muestran los resultados de los análisis de iones de la muestra del agua de formación de Ancón. Se observa alta concentración de Na<sup>+</sup> con 5077 mg/L, de Cl<sup>-</sup> con 10200 mg/L y de Ca<sup>2+</sup> con 1252 mg/L. El error del balance iónico del análisis de la muestra fue de 0.80% lo cual asegura la calidad del análisis. Esta agua de formación puede clasificarse como una salmuera, promoviendo el proceso de corrosión en las tuberías y equipos de bombeo de la planta de tratamiento de agua en la zona de estudio, como ha sido reportado en otros estudios como en el de Liu et al [6], donde la corrosión en tuberías fue atribuido principalmente a la presencia de O<sub>2</sub>, Ca<sup>2+</sup> y otras sales inorgánicas presentes en el agua de formación.

TABLA I  
RESULTADOS DE LAS CONCENTRACIONES DE IONES EN EL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO ANCÓN.

Iones	mg/L	mEq/L
Ca <sup>2+</sup>	1252	62.20
Mg <sup>2+</sup>	199	16.40
Na <sup>+</sup>	5077	221.70
K <sup>+</sup>	41	1.05
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	460	7.50
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	22	0.30
Cl <sup>-</sup>	10200	288.10
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	34	0.70

### B. Proceso de tratamiento convencional

El campo Ancón posee una planta de tratamiento (Fig. 3) donde se realizan procesos físicos, como la segregación gravitacional en piscinas. El fluido de producción (mezcla de petróleo, emulsiones y agua) ingresa en forma paralela a dos piscinas de decantación. Mediante cuellos de ganso y rejillas, el agua fluye hacia otras piscinas de decantación donde el agua de formación continua el proceso de separación y finalmente fluye hacia piscinas terciarias donde el agua es bombeada para reinyección en sumideros. Sin embargo, el alto contenido de CE del agua de 28780 µs/cm induce problemas de corrosión en las

tuberías de conducción y bombas.

### C. Evaluación de tecnologías avanzadas de tratamiento

Se realizó el proceso de electrocoagulación con el agua de formación de la zona de estudio. Los resultados de este proceso aplicando una corriente de 50 mA al sistema y con un tiempo de electrocoagulación de 20 min fueron ~1.00% de disminución de CE. Se experimentó reduciendo la corriente aplicada a 20 mA manteniendo el tiempo de electrocoagulación y la remoción de CE fue marginal, e.g., 0.47%. Similarmente, la remoción de CE fue del 0.68% al aplicar una corriente de 10 mA bajo las mismas condiciones experimentales. La Tabla II muestra un resumen de los parámetros monitoreados en la experimentación.

Debido a que la aplicación de diferentes corrientes en el sistema de electrocoagulación no generó efectos en la CE, en la Tabla II se presentan los resultados de incrementar el tiempo de electrocoagulación, desde 20, 40, 60 hasta 80 min con un tiempo de sedimentación de 20 min para cada experimento. Los resultados demuestran que la eficiencia de remoción de CE no fue afectada por el incremento del tiempo de electrocoagulación. Se observó que el pH disminuyó ligeramente; por ejemplo, al aplicar una corriente de 20 mA durante 80 min el pH inicial de 6.91 disminuyó a 6.59. Se observó la misma tendencia de disminución de pH en los demás ensayos.

Interesantemente, se observó un aumento de turbidez en el sistema de electrocoagulación al aplicar una corriente de 50 mA y 20 min. La turbidez se incrementó en un 51% posiblemente por la rotura de los flocúlos debido a que se observó una formación de espuma en la superficie del agua tratada.

La concentración de turbidez disminuyó al aplicar el proceso de electrocoagulación. Para ejemplificar, al aplicar una corriente de 20 mA durante 1 h la turbidez disminuyó de 236 a 126 NTU. Similarmente, al disminuir la corriente aplicada a 10 mA y 80 min de electrocoagulación, la turbidez se redujo de 198 a 34.30 NTU, representando una disminución del 83%. A pesar de que el sistema de electrocoagulación no disminuye sales del agua de formación de manera significativa, puede aplicarse como un sistema de pretratamiento, pero esto necesita una investigación más profunda.

TABLA II  
RESULTADOS DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN MEDIANTE EL SISTEMA DE ELECTROCOAGULACIÓN BAJO DIFERENTES CONDICIONES DE CORRIENTE APLICADA Y TIEMPO.

I (mA)	t (min)	pH		CE (μS/cm)		SDT (mg/L)		T (°C)		Turbidez (NTU)		Eficiencia de remoción (%)
		inicial	final	inicial	final	inicial	final	inicial	final	inicial	final	
50	20	7.02	6.98	27980	27680	13.99	13.74	25	25	82	124	1.07
	30	6.97	5.77	28100	27983	14.05	14.06	25	25	53	55	0.42
20	20	7.04	6.80	27860	27730	13.94	13.86	25	26	183	55	0.47
	40	6.93	6.92	28050	27180	14.03	13.74	25	23	162	80	3.10
	60	6.80	6.51	27910	26870	13.95	13.64	25	24	236	126	3.73
	80	6.91	6.59	27990	26852	14.00	13.95	25	25	173	63	4.07
10	20	6.98	6.88	27940	27750	13.98	13.89	25	26	146	65	0.68
	40	6.95	6.92	27970	27779	13.99	13.92	26	25	154	39	0.68
	60	6.99	6.68	27990	27580	14.00	13.70	25	24	237	55	1.46
	80	6.97	6.77	27940	27430	13.97	13.73	25	24	198	34	1.83

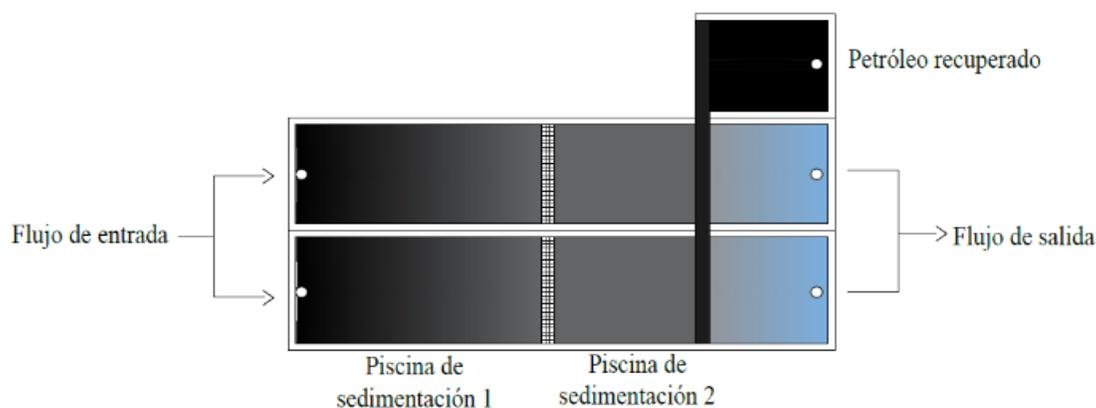


Fig. 3 Proceso de tratamiento convencional de agua de formación en el campo Ancón.

Debido a la pobre remoción de sales con el sistema de electrocoagulación, se investigó la remoción de estas en la planta piloto de ósmosis inversa utilizando agua sintética. En la Tabla III se muestra que la concentración inicial de CE en el agua de formación disminuyó de 30000 a 4582 μS/cm en promedio, es decir una reducción del 84.70%. El índice de saturación de Langelier de 1.70 es indicativo de posibles procesos de incrustaciones que pueden afectar el desempeño de la membrana. También, se observa que el pH del agua tratada (permeado) como el pH del concentrado disminuyeron de 5.57

(agua de alimentación) a 4.88 (permeado) y 4.33 (concentrado) posiblemente debido a la inexistente concentración de bicarbonatos que amortigüen cambios de pH.

Los resultados experimentales en términos de remoción de SDT en el agua tratada fueron comparados con resultados de la simulación. Se encontró que la concentración simulada de SDT en el agua tratada (permeado) fue de 1951 mg/L y la concentración experimental en el agua tratada de SDT fue de 2303 mg/L, una diferencia porcentual del 18.04%.

TABLA III  
DATOS INICIALES Y FINALES DEL PROCESO DE ÓSMOSIS INVERSA CON LAS MUESTRAS DE ESTUDIOS OBTENIDA DEL CAMPO ANCÓN. EL TÉRMINO PERMEADO SE REFIERE AL AGUA TRATADA EN LA PLANTA.

Alimentación	CE (μS/cm)		Eficiencia de remoción (%)	pH			Presión (bar)		T (°C)
	Permeado	Concentrado		Alimentación	Permeado	Rechazo	Permeado	Rechazo	
30000	4372	30660	85.40	4.88	4.08	3.39	3.90	15.20	27
	5829	30720	80.50	5.30	4.26	3.74	4.10	15.50	27
	4516	30800	84.90	5.61	4.77	3.96	4.45	15.50	27
	4132	30570	86.20	5.99	5.26	4.80	4.50	15.40	27
	4061	30440	86.40	6.09	6.01	5.77	4.50	15.40	27
Promedio	4582	30638	84.70	5.57	4.88	4.33	4.30	15.40	27

El consumo energético del sistema de ósmosis inversa con el cual se realizó la experimentación, una membrana BW30-4040 y 18% de recobro fue de 4.95 kWh/m<sup>3</sup>.

A lo largo de los años el consumo energético por parte de las plantas de tratamiento de ósmosis inversa de un solo paso ha disminuido considerablemente. En el año 1970 el consumo energético era de 20 kWh/m<sup>3</sup>, en 1980 disminuyó a 8 kWh/m<sup>3</sup>, actualmente el consumo energético es de 2 kWh/m<sup>3</sup> utilizando equipos de recuperación de energía (ERD). De acuerdo con Gude [18] existen varias formas de optimizar el consumo energético; como desarrollar membranas de alta permeabilidad, membranas de baja energía, incorporar al sistema equipos de recuperación de energía o configurar el sistema de membranas.

Debido al alto consumo energético del sistema de ósmosis inversa, se realizó la simulación con la composición de los iones medidos en el agua de formación para optimizar el sistema en términos energéticos. El aumento de número de bancos de 1 a 2 etapas permitió incrementar el número total de membranas a 11 como se muestra en la Fig. 4, de esta manera el diseño del sistema disminuyó el consumo energético a 1.87 kWh/m<sup>3</sup> con un 60% de recuperación de agua y una concentración de SDT de 621 mg/L. Así mismo, el flujo de diseño fue de 16.90 L/m<sup>2</sup>/h, flujo recomendado para sistemas de osmosis inversa. La Fig. 4 muestra el esquema del sistema avanzado de ósmosis inversa optimizado energéticamente.

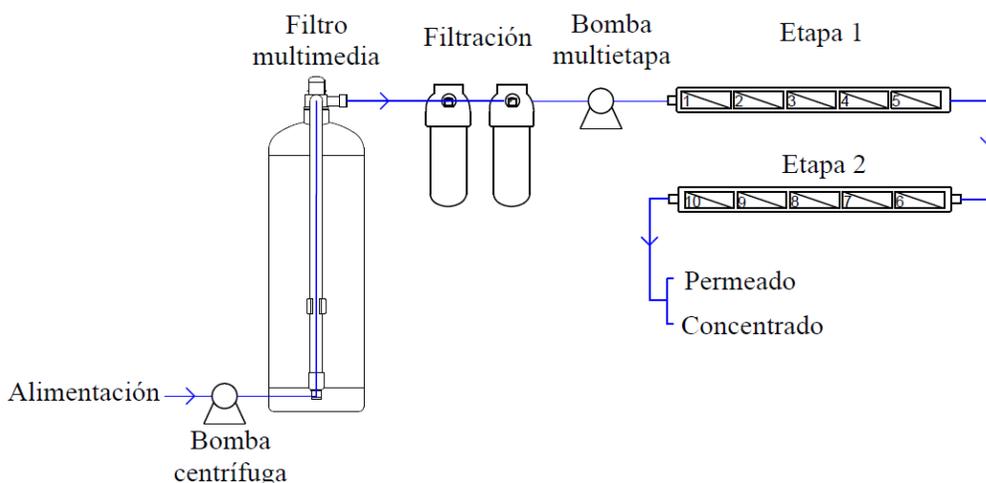


Fig. 4 Sistema de ósmosis inversa optimizado energéticamente.

#### D. CONCLUSIONES

El proceso de corrosión inducido por la composición química del agua de formación es una problemática a nivel mundial, por el cual los procesos avanzados para el tratamiento de agua deben ser investigados.

Los resultados del sistema de electrocoagulación estudiado mostraron que este tipo de tratamiento no es adecuado para tratar esta agua de formación con alta conductividad eléctrica (30 mS/cm) debido a la baja eficiencia de remoción del 1% aproximadamente.

Por el contrario, este estudio demuestra que la aplicación del sistema de ósmosis inversa puede disminuir la conductividad eléctrica con una eficiencia de remoción promedio de 84.70%, un consumo energético de 4.95 kWh/m<sup>3</sup> y una recuperación de agua del 18% con una sola membrana de agua salobre. Este alto consumo energético se debe a que la planta piloto de ósmosis inversa fue construida con una sola membrana.

Sin embargo, la simulación demuestra que el consumo energético puede disminuir aproximadamente 3 veces con una

configuración de 10 membranas de agua salobre divididas en dos etapas. Esto demuestra la aplicabilidad de este tipo avanzado de sistema de tratamiento de agua en la industria petrolera para tratar aguas de formación y así mitigar el carácter corrosivo de este tipo de agua. Sistemas avanzados de tratamiento de agua son implementados por empresas a nivel mundial, representando beneficios potenciales para diferentes industrias, entre ellas alimenticias, manufactureras y extractivas.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto de investigación CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery for Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) in Colombia and Ecuador: A Norwegian energy initiative, financiado por la Agencia Noruega para el Desarrollo y Cooperación (NORAD) bajo el esquema de NORHED II 2021-2026. Este Proyecto es desarrollado en la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) en la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (FICT). Proyecto N°: FICT-300-2020.

## REFERENCIAS

- [1] A. Sosa Dominguez, "Administración de la corrosión externa en ductos: estudio en laboratorio," Centro de investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica, 2013.
- [2] Axioma Group, "Protección contra la corrosión de estructuras en la industria del petróleo y gas," 2017. <https://www.manufacturalatam.com/es/noticias/deteniendo-la-corrosion-en-estructuras-de-servicio-en-la-industria-petrolera-y-de-gas> (accessed Feb. 28, 2023).
- [3] J. G. Camacho, "Contribución al análisis de riesgos en el transporte de materiales peligrosos por tubería," Universitat Politècnica de Catalunya, 2017.
- [4] M. Taj, "Imágenes revelan corrosión en tubos que se desprendieron en derrame de Repsol," *Ojo Público*, 2022. <https://ojo-publico.com/3310/imagenes-revelan-corrosion-en-tubos-del-derrame-de-petroleo> (accessed Feb. 28, 2023).
- [5] M. Petrillo, "La Tubería Corroída que causó la explosión en la refinería de Petróleo de Filadelfia no fue inspeccionada por corrosión en los últimos 45 años.," 2019. <https://www.infocorrosion.com/index.php/infocorrosion-vip/infocorrosion-recomienda/item/1039-la-tuberia-corroida-que-causo-la-explosion-en-la-refineria-de-petroleo-de-filadelfia-no-fue-inspeccionada-por-corrosion-en-los-ultimos-45-anos> (accessed Feb. 28, 2023).
- [6] Y. Liu, Y. Zhang, and J. Yuan, "Influence of produced water with high salinity and corrosion inhibitors on the corrosion of water injection pipe in Tuha oil field," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 45, pp. 225–233, 2014, doi: 10.1016/j.engfailanal.2014.06.010.
- [7] A. Sun, G. Cui, and Q. Liu, "Capsule corrosion inhibitor loaded with hyperbranched chitosan : Carbon dioxide corrosion protection for downhole pipelines in oil fields," *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.*, vol. 664, no. February, 2023, doi: 10.1016/j.colsurfa.2023.131106.
- [8] J. Marulanda, B. Posada, and D. Gamboa, "Protection against the hot corrosion of carbon steel by thermal spraying," *Sci. Tech.*, vol. 36, no. 157, pp. 485–490, 2007.
- [9] Marcelo Fernando Salvador Quiñones, "Estudio de la influencia de un recubrimiento epóxico poliamida en la velocidad de corrosión de tubería de transporte de crudo grado API 5Lx70," Escuela Politécnica Nacional, 2012.
- [10] R. Torres and S. Bryan, "Análisis técnico-económico comparativo del uso de sistema de tecnología Casing Patch y Cementación Forzada-SQZ en remediación de pozos petroleros para la optimización de trabajos de reacondicionamiento de pozos en el oriente," Universidad Central del Ecuador, 2020.
- [11] N. Standard, *Common Requirements Cathodic Protection*, no. September. 1997, p. 14.
- [12] O. Vergara, "Inhibidores de corrosión eficientes a temperaturas por encima de la ambiente," Universidad Pedagógica Tecnológica de Colombia, 2018.
- [13] A. M. K. Halvorsen and T. R. Andersen, "pH stabilisation for internal corrosion protection of pipeline carrying wet gas with CO<sub>2</sub> and acetic acid.," in *NACE - International Corrosion Conference Series*, 2003, vol. 2003-April.
- [14] N. Carmona, "Fundamentos de corrosión y protección," 2021.
- [15] L. E. Chavarría, "Corrosion Engineering & Cathodic Protection," 2020.
- [16] E. M. Nigri, A. L. A. Santos, and S. D. F. Rocha, "Removal of organic compounds, calcium and strontium from petroleum industry effluent by simultaneous electrocoagulation and adsorption," *J. Water Process Eng.*, vol. 37, no. June, p. 101442, 2020, doi: 10.1016/j.jwpe.2020.101442.
- [17] R. M. Garud, S. V. Kore, V. S. Kore, and G. S. Kulkarni, "A Short Review on Process and Applications of Reverse Osmosis," *Univers. J. Environ. Res. Technol.*, vol. 1, no. 3, pp. 233–238, 2011.
- [18] V. G. Gude, "Energy consumption and recovery in reverse osmosis," *Desalin. Water Treat.*, vol. 36, no. 1–3, pp. 239–260, 2011, doi: 10.5004/dwt.2011.2534.
- [19] La Información, "Ecuador pretende bombear 502.000 barriles de crudo diarios en media en 2011," 2011. [https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/ecuador-pretende-bombear-502-000-barriles-de-crudo-diarios-en-media-en-2011\\_AKGjSCL81AXDA3Dd3w8SD7/](https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/ecuador-pretende-bombear-502-000-barriles-de-crudo-diarios-en-media-en-2011_AKGjSCL81AXDA3Dd3w8SD7/) (accessed Feb. 28, 2023).
- [20] J. Unda and W. Corrales, "Evaluación de riesgos de corrosión y desarrollo de un plan de mitigación en oleoductos," Universidad Internacional SEK, 2011.
- [21] NACE, "Corrosión, el mal de la industria petrolera," *Eoncoat*, 2016, Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.zonadepinturas.com/202101052937/articulos/proteccion-de-superficies-y-control-de-corrosion/corrosion-el-mal-de-la-industria-petrolera.html>.
- [22] E. Navarrete, "Apuntes de geología del petróleo," 2017.
- [23] I. García-Garizábal, P. Romero, S. Jiménez, and L. Jordá, "Climate change effects on the climate dynamics of Coastal Ecuador," *DYNA*, vol. 84, no. 203, pp. 37–44, Dec. 2017, doi: 10.15446/dyna.v84n203.59600.