

Optimización Del Tratamiento Químico Aplicado A Sistemas De Inyección Y Reinyección De  
Agua Para Recuperación Secundaria En Campos De Producción De Petróleo En El Magdalena  
Medio.

Lyda Tatiana Murillo Cordero

Trabajo De Grado Para Optar Al Título De  
Ingeniera Química

Director

Crisóstomo Barajas Ferreira

Msc Ingeniería Química

Codirector

Reyes Perez Beltrán

Msc Petróleo Y Gas

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería Química

Bucaramanga

2019

### **Dedicatoria**

Este proyecto está dedicado a mi familia por apoyarme en todo lo que he necesitado durante la realización de mi práctica, mis profesores de la universidad, que me dieron las bases teóricas para realizar este trabajo y a mis compañeros de la empresa, que me guiaron de la mejor manera durante las pruebas de laboratorio y de campo.

### **Agradecimientos**

Agradezco a los profesores, especialmente a Alberto Camargo y Crisóstomo Barajas por enseñarme las bases teóricas, prácticas y éticas para llegar a ser una ingeniera química

A mis padres, mi abuela y mis tíos por su apoyo incondicional y su motivación durante mis años en la universidad.

A mis amigos Gustavo y Angie, por brindarme su apoyo en el trascurso de la práctica.

A Nalco de Colombia, por abrirme un espacio para la realización de mis prácticas en sus instalaciones y a sus trabajadores por tener la paciencia de guiarme en cada paso de la práctica.

**Tabla de Contenido**

|                                                                                   | <b>Pág.</b> |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Introducción                                                                      | 13          |
| 1. Objetivos                                                                      | 15          |
| 1.1 Objetivo general                                                              | 15          |
| 1.2 Objetivos específicos                                                         | 15          |
| 2. Alcance                                                                        | 16          |
| 3. Marco teórico                                                                  | 17          |
| 3.1 Descripción del problema                                                      | 17          |
| 3.1.1 Nalco de Colombia LTDA                                                      | 18          |
| 3.1.2 Recuperación secundaria                                                     | 19          |
| 3.1.3 Suciedad tipo schmoo                                                        | 19          |
| 3.1.4 Oxidación de hierro                                                         | 20          |
| 3.1.5 Oxidación del hierro metálico a Fe (+2)                                     | 20          |
| 3.1.6 Oxidación del hierro (+2) a hierro (+3) y formación de óxido de hierro (+3) | 21          |
| 3.1.7 Clean n cor (EC1509A)                                                       | 21          |
| 4. Metodología                                                                    | 22          |
| 4.1 Pruebas de disolución progresiva                                              | 22          |
| 4.2 Prueba de circuito de remoción dinámica                                       | 23          |
| 4.3 Test del electrodo de cilindro giratorio (RCE)                                | 24          |
| 4.4 Prueba de burbujas                                                            | 25          |
| 4.5 Tendencia a formar espuma                                                     | 26          |
| 5. Resultados                                                                     | 27          |

|                                                            |    |
|------------------------------------------------------------|----|
| Optimización del tratamiento químico del agua de inyección | 7  |
| 5.1 Prueba de dilución progresiva                          | 27 |
| 5.2 Prueba de circuito de remoción dinámica                | 27 |
| 5.3 Prueba de electrodo de cilindro giratorio              | 28 |
| 5.4 Prueba de burbujas                                     | 29 |
| 5.5 Tendencia a formar espuma                              | 30 |
| 5.6 Prueba de campo en pozo inyector de agua               | 30 |
| 5.7 Variables estudiadas                                   | 32 |
| 5.8 Procedimiento para la prueba de campo                  | 32 |
| 6. Resultados de la prueba de campo                        | 35 |
| 7. Análisis de resultados                                  | 41 |
| 8. Conclusiones                                            | 43 |
| 9. Recomendaciones                                         | 44 |
| Referencias bibliográficas                                 | 45 |

**Lista de Tablas**

|                                                                          | <b>Pág.</b> |
|--------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>Tabla 1.</b> Resultados de la prueba de tendencia a formar espuma     | 30          |
| <b>Tabla 2.</b> Dosificación del producto a lo largo de la prueba piloto | 31          |

**Lista de Figuras**

|                                                                                                                                                  | <b>Pág.</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>Figura 1.</b> Contenidos de la suciedad tipo Schmoo. Tomado de: (Ruiz Pérez & Ríos, 2013)                                                     | 20          |
| <b>Figura 2.</b> Muestra sólida No. 1.                                                                                                           | 22          |
| <b>Figura 3.</b> Equipo para la prueba de circuito de remoción dinámica. Tomado de: (Perez, 2018)                                                | 23          |
| <b>Figura 4.</b> Equipo de electrodo de cilindro giratorio.                                                                                      | 24          |
| <b>Figura 5.</b> Equipo para la prueba de burbuja. Tomado de: (Perez, 2018)                                                                      | 25          |
| <b>Figura 6.</b> Resultados del circuito de remoción dinámica.                                                                                   | 28          |
| <b>Figura 7.</b> Resultados de la prueba de cilindro giratorio para el producto Clean n Cor.                                                     | 29          |
| <b>Figura 8.</b> Resultados de la prueba de burbuja para diferentes concentraciones de Clean n cor                                               | 30          |
| <b>Figura 9.</b> Pozo inyector de agua candidato para la prueba piloto.                                                                          | 31          |
| <b>Figura 10.</b> Sección de la tubería escogida para la inspección.                                                                             | 33          |
| <b>Figura 11.</b> Concentración de aceite en agua medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 508.                             | 35          |
| <b>Figura 12.</b> Monitoreo a la concentración de Solidos Suspendidos Totales medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 508. | 35          |
| <b>Figura 13.</b> Evidencia fotográfica de la deposición de la tubería en el pozo.                                                               | 36          |

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 14.</b> Seguimiento a la concentración de aceite en agua medido a la salida y entrada del pozo inyector           | 37 |
| <b>Figura 15.</b> Concentración de sólidos suspendidos totales a la salida y entrada del pozo de inyección                  | 37 |
| <b>Figura 16.</b> Evidencia fotográfica inspección de la tubería.                                                           | 38 |
| <b>Figura 17.</b> Evidencia fotográfica inspección de la tubería seleccionada para validación de la prueba.                 | 38 |
| <b>Figura 18.</b> Registro de caudal de inyección de agua pozo 508 medido en cabeza de pozo usando dispositivo ultrasónico. | 39 |

**RESUMEN**

**TÍTULO:** OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO APLICADO A SISTEMAS DE INYECCIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL MAGDALENA MEDIO.\*

**AUTOR:** LYDA TATIANA MURILLO CORDERO\*\*

**Palabras Clave:** corrosión, Clean n Cor, inyección de agua, recuperación secundaria, petróleo.

**Descripción:**

El producto Clean n Cor patentado por la empresa Nalco Champion tiene la capacidad de resolver problemas de depósitos de material sólido o “schmoo” y corrosión en las tuberías de inyección y reinyección de agua para aumentar la presión del pozo y así maximizar la producción de petróleo. (Universidad de Hull, 2014)

Se busco optimizar el tratamiento químico que se le da al agua inyectada al pozo 508 del multiplex V de los campos petroleros del Magdalena Medio a través de pruebas de laboratorio con las cuales se estudió la capacidad de inhibición de corrosión del producto por medio de la prueba de remoción de circuito dinámico y la velocidad de corrosión con el test de cilindro giratorio, en las que se comprobó que el producto Clean n Cor mejora las condiciones de las tuberías e impide la corrosión.

En la prueba piloto se evaluaron cuatro concentraciones de Clean n Cor en diferentes tiempos, estudiando las siguientes variables: concentración de aceite en agua, sólidos suspendidos totales y caudal de inyección, ya que se evidencia una relación proporcional entre la presión y caudal de inyección con la producción de crudo, al finalizar la experiencia se definió el éxito de la prueba de acuerdo a las condiciones de Nalco y se decidió a que concentración se debía dosificar el producto para optimizar la inyección y reinyección de agua y aumentar la producción de crudo.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería química. Director Crisóstomo Barajas Ferreira MSc.

**ABSTRACT**

**TITLE:** OPTIMIZATION OF CHEMICAL TREATMENT APPLIED TO WATER INJECTION AND REINJECTION SYSTEMS FOR SECONDARY RECOVERY IN A MAGDALENA MEDIO OIL FIELD.\*

**AUTHOR:** LYDA TATIANA MURILLO CORDERO.\*\*

**Keywords:** corrosion, Clean n Cor, water injection, secondary recovery, oil.

**Description:**

The Clean n Cor product patented by the company Nalco Champion has the ability to solve problems of deposits of solid material or "schmoo" and corrosion in the water injection and reinjection pipes to increase the pressure of the well and thus maximize oil production. (Universidad de Hull, 2014)

It is sought to optimize the chemical treatment given to the water injected to the 508 well of the multiplex V of the Magdalena Medio oil fields through laboratory tests with which the miscibility of Clean n Cor in the injection water had been checked, and the corrosion inhibition capacity of the product was studied by means of the dynamic removal loop test and the corrosion rate with the rotating cylinder test, in which it found that the Clean n Cor product improves the conditions of the pipes and prevents corrosion.

It was necessary to prove that Clean n Cor does not produce foam when interacting with the brine present in the pipes since this would cause a loss of pressure in the system and therefore loss of the efficiency of the crude oil recovery system.

In the pilot test four concentrations of Clean n Cor were evaluated at different times, studying the following variables: oil concentration in water, total suspended solids and the pressure in the wellhead and injection flow, since there are case studies in collaboration with allied companies to Nalco Champion in which a proportional relationship between the pressure is evident and injection flow with crude oil production, at the end of the experience the conditions brought by Nalco de Colombia LTDA were taken into account to define the successful test and decide at what concentration the product should be dosed to optimize water injection and reinjection and increase crude oil production.

---

\*Degree Paper

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería química. Director Crisóstomo Barajas Ferreira MSc.

## Introducción

El petróleo es el recurso energético más utilizado globalmente, se necesita gran cantidad de este compuesto para suplir las necesidades de las personas, empresas y ciudades enteras que están en continuo crecimiento, el aumento de la demanda de este recurso hizo necesario la implementación de formas alternas de recuperación de crudo para aumentar la extracción de crudo en los pozos petroleros, esto trajo consigo la adición de nueva infraestructura en el proceso de extracción y problemas técnicos que deben ser solucionados para garantizar la conservación de tuberías, equipos, y la productividad de los pozos. (Arias, 2002)

El agua que se utiliza en la recuperación secundaria de crudo en los campos del Magdalena Medio procede de fuentes naturales, por lo que contiene metales, sales y cuerpos bióticos que pueden afectar la integridad de la tubería, ya sea por corrosión o por deposición de recursos sólidos, los inhibidores de corrosión cumplen con su debida función si son capaces de alcanzar la superficie de la tubería de acero al carbono para protegerla.

Nalco Company observando los problemas que presentaban los demás inhibidores desarrollo una fórmula para limpiar de manera simultánea sistemas moderados o altamente contaminados, evitando depósitos adicionales y proporciona una inhibición superior de la corrosión en la superficie de la tubería (Nalco Champion an Ecolab Company, 2019); en el siguiente escrito se presenta el desarrollo de pruebas de laboratorio donde se evalúa la capacidad de inhibición, la compatibilidad de Clean n Cor con el agua de inyección, los resultados de estas pruebas fueron la base para realizar la prueba piloto en el pozo 508 del multiplex V del Magdalena Medio, donde se probó la efectividad del producto en la remoción de aceite en el agua, de los sólidos

suspendidos y que efecto trae la aplicación de Clean n Cor en la presión de la cabeza y fondo del pozo, como indicador del aumento de producción de barriles día de crudo en el pozo.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Optimizar el tratamiento químico aplicado a sistemas de inyección y reinyección de agua para recuperación secundaria, direccionados a control de suciedad tipo Schmoo y control de hierro ferroso, aplicado en campos de producción de petróleo en el Magdalena Medio.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Evaluar en el laboratorio la capacidad de dilución de residuos sólidos en el sistema de inyección y reinyección de agua del producto Clean n Cor.
- Evaluar en el laboratorio la capacidad del producto Clean n Cor como inhibidor de corrosión por óxidos ferrosos en el sistema de inyección y reinyección de agua.
- Realizar una prueba piloto en el campo petrolero de Cantagallo, con el fin de aplicar los resultados de las evaluaciones del laboratorio.

## **2. Alcance**

El proyecto tiene como finalidad estudiar la acción inhibidora del producto EC1509A, con las condiciones del agua de inyección y reinyección que se encuentran en el pozo inyector del pozo 508 del multiplex V, mediante pruebas de laboratorio. También se quiso comprobar la miscibilidad que tiene Clear n Cor, con las muestras de schmoos encontradas en las tuberías, por medio de la prueba de dilución progresiva, estas pruebas son la base teórica para realizar la prueba de campo en el pozo mencionado anteriormente, se dosificó el producto a 25, 50 y 100 ppm, con una duración de 60 días, se buscó optimizar el tratamiento químico que se le da al agua con el fin de disminuir la velocidad de corrosión, reducir la concentración de residuos y aumentar el caudal de agua de inyección. El proyecto se encargó de los aspectos prácticos de la prueba de campo, y no se tomó en cuenta el costo de Clean n Cor y demás recursos utilizados durante la realización de la experiencia.

### **3. Marco teórico**

#### **3.1 Descripción del problema**

En las tuberías de agua utilizadas en la recuperación secundaria de petróleo en campos del Magdalena medio se puede evidenciar el contenido de suciedad tipo schmoo que es un compuesto sólido que contiene hidrocarburos, asfaltenos, hierro, arena, biomasa y sulfuros que se acumulan en las tuberías utilizadas para la inyección y reinyección de agua, lo que representa un medio óptimo para el crecimiento de bacterias y la oxidación del hierro; estos depósitos reducen el diámetro de las tuberías, aumenta la probabilidad de formación de sulfuro de hidrógeno y representan una barrera para los inhibidores de corrosión haciendo que esta aumente. Lo mencionado anteriormente provoca la ampliación del tiempo de inactividad de los pozos generando pérdidas económicas relacionadas con los costos de limpieza de filtros y mantenimiento de los pozos debido a la baja tasa de inyección de agua que no satisface la demanda de presión en el pozo (Ruiz Pérez & Ríos, 2013)

La suciedad debida a la contaminación y tiempo de uso de la tubería debe ser eliminada por equipo técnico a través de operaciones de “pigging” de mantenimiento. Sin embargo, en muchos campos con una infraestructura antigua no se pueden instalar lanzadores y receptores de limpieza, por lo que se hace casi imposible lanzar un “marrano o pig” de limpieza por la línea de inyección de agua.

Por otro lado, la utilización de inhibidores de corrosión en el agua de inyección es una alternativa rentable para frenar la corrosión de tuberías fabricadas de acero al carbón, pero la suciedad tipo schmoo impide que los inhibidores lleguen directamente a la capa donde se necesita su acción.

Una alternativa de solución viable es la aplicación de un tratamiento químico capaz de eliminar la suciedad y proteger el material de la tubería de la oxidación del acero y al mismo tiempo la inhibición de las bacterias presentes en el medio de forma continua, sin alterar drásticamente la composición normal del agua, sin hacer una parada de la operación del pozo y sin representar una pérdida económica para la empresa.

**3.1.1 Nalco de Colombia LTDA.** Nalco de Colombia Ltda fue fundada en 1965, sus sedes administrativas se encuentran, en Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla, y tiene presencia en campos petroleros del Magdalena Medio y Llanos Orientales.

Es una empresa multinacional adjunta a Ecolab Company, líder global en tecnologías y servicio de agua, higiene y energía que protegen a la gente y los recursos vitales.

Ofrece programas y servicios químicos, seguros y sostenibles para operaciones de exploración, producción y transporte de gas y petróleo ascendentes e intermedias, de refinería y petroquímicas. Mediante la resolución de problemas en sus instalaciones y la aplicación de tecnologías innovadoras, maximizando la producción, optimizando el uso del agua, superando desafíos complejos en los frentes energéticos más duros del mundo.

Es una organización comprometida con lograr cero accidentes, cero incidencias y cero emisiones ambientales, protegiendo el medioambiente, la salud y seguridad de los empleados, clientes y comunidad donde se encuentra.

La empresa multinacional cuenta con 8000 empleados, 4000 ingenieros de ventas y servicios, 1800 especialistas en la cadena de suministro y está presente en 160 países, donde tienen alrededor de 1000 patentes activas, 450 asociados para el innovación y desarrollo que cuentan con más de 10 centros de tecnología. (Nalco Champion an Ecolab Company, 2019)

**3.1.2 Recuperación secundaria.** Se utiliza para la recuperación adicional de hidrocarburos luego de que la energía propia del yacimiento no es suficiente para sacar a flote el petróleo, la energía adicional para extraer el hidrocarburo se suministra de manera mecánica o calorífica.

La energía mecánica se suministra cuando se inyectan fluidos ya sean líquidos o gaseosos, que desplazan el líquido remanente hasta la superficie. La energía calorífica se utiliza cuando se inyecta vapor de agua o se hace una combustión dentro del pozo. (Salager, 2005)

La recuperación secundaria o la inyección de fluidos se hace desde la etapa de producción anterior al agotamiento para mantener una presión adecuada

Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación por agua. Normalmente, el gas se inyecta en la tapa del pozo y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del depósito. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado se produce en cantidades considerables desde los pozos de producción y la producción ya no es económicamente viable (Schlumberger, 2018).

**3.1.3 Suciedad tipo schmoo.** Schmoo es la denominación comúnmente usada para el compuesto sólido que, si bien es de composición variable, evidencia un aglutinante de naturaleza orgánica y se acumula en las tuberías de crudo y agua de inyección. Éste puede adsorber cantidades significativas de inhibidores de corrosión convencionales. En la siguiente grafica tipo torta se evidencia los porcentajes de cada compuesto del Schmoo (Ruiz Pérez & Ríos, 2013).

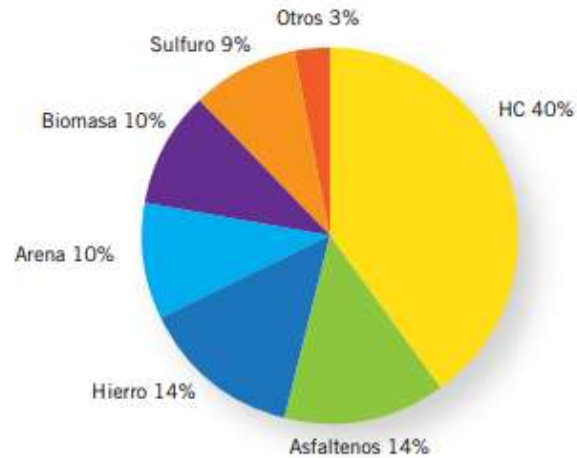
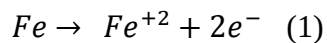


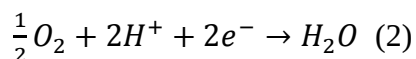
Figura 1. Contenidos de la suciedad tipo Schmoo. Tomado de: (Ruiz Pérez & Ríos, 2013)

**3.1.4 Oxidación de hierro.** La reacción redox, es una reacción en donde hay intercambio de electrones entre los reactivos, de manera que logran cambiar su estado de oxidación, el compuesto que pierde electrones es el agente reductor, mientras que el que gana electrones es el oxidante. (Fernandez, 2012).

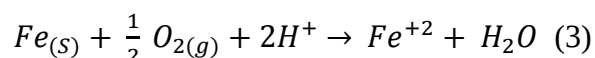
**3.1.5 Oxidación del hierro metálico a Fe (+2).** En esta oxidación se da un proceso semejante al de una pila galvánica. El hierro toma el papel de ánodo y el Fe metálico pasa a Fe (+2).



Luego una región adyacente funciona como cátodo y se produce la reducción del oxígeno a agua, de acuerdo con la siguiente reacción:

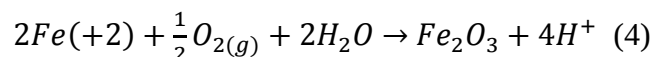


La reacción global es:



**3.1.6 Oxidación del hierro (+2) a hierro (+3) y formación de óxido de hierro (+3).** El

óxido de hierro es un compuesto insoluble y precipita en forma de herrumbre sobre la superficie.



En esta reacción se regeneran los protones consumidos en la primera por lo que el proceso de oxidación puede seguir avanzando.

El  $Fe_2O_3$ , es el compuesto más estable y abundante en el medio ambiente; se deposita en forma de herrumbre sobre la superficie del hierro metálico, formando una capa que no está adherida al metal original y la oxidación sigue avanzando en las siguientes capas (Fernandez, 2012).

El proceso de corrosión de hierro causa daño en las tuberías de la inyección de agua en los campos petroleros causando pérdidas económicas, por lo cual es necesaria la aplicación de un producto que inhiba este proceso.

**3.1.7 Clean n cor (EC1509A).** La tecnología Clean n Cor es una fórmula multifuncional creada por Nalco Ltda, que elimina simultáneamente los sólidos impregnados de aceite de los sistemas de producción e inyección y al mismo tiempo proporciona la mejor inhibición de la corrosión en sistemas agrios altamente agresivos, maximizando la inyección de agua donde los sólidos restringen el flujo de agua y reducen la tasa de inyección.

Este tratamiento es considerado el mejor producto de su clase, limpia el sistema y evita la corrosión, eliminando Schmoo, sólidos oleosos, mitiga la corrosión por bacterias, y se utiliza en las líneas de agua de inyección para evitar el daño de las tuberías. (Perez, 2018)

## 4. Metodología

### 4.1 Pruebas de disolución progresiva

Para la prueba de disolución progresiva fue necesario tomar muestras de schmoo presente en la tubería del sistema de inyección secundaria, se estudió el efecto que tiene la concentración del producto Clean n cor en la dilución de los residuos sólidos.

Las siguientes son imágenes microscópicas de las muestras tomadas en la tubería



*Figura 2. Muestra sólida No. 1.*

En el laboratorio de la empresa Nalco de Colombia Ltda, se realizaron dos pruebas de dilución progresiva, utilizando las muestras sólidas, el agua de inyección del pozo respectivo y se agregó Clean n cor a una concentración conocida.

Las pruebas se realizaron en Erlenmeyer que contenían 100 ml de agua y 0,5 gramos de schmoo, luego de la preparación del blanco se calentaron las muestras hasta 322 K y se les agregó el producto de estudio a 10000 ppm

#### 4.2 Prueba de circuito de remoción dinámica

La función inhibidora de corrosión para eliminar el schmoo se midió a partir de la prueba de circuito de remoción dinámica de schmoo, donde según la figura, el espécimen era acero 1018, y en la superficie del acero se agregó 0,5 gramos de residuo sólido, la bomba peristáltica hace recorrer el agua de inyección que contiene el producto a una velocidad de 0,5 litros por minuto, que corresponde a una velocidad lineal de 0,95 m/min, el agua de inyección se mantuvo a una temperatura constante de 324,8 K.

Se quería estudiar el ángulo de contacto entre el agua y la muestra sólida para poder determinar la capacidad de enrollamiento de las partículas sólidas en la emulsión, pero el schmoo tenía forma irregular y se hizo imposible medirlo a través del equipo Kruss DSA 10.

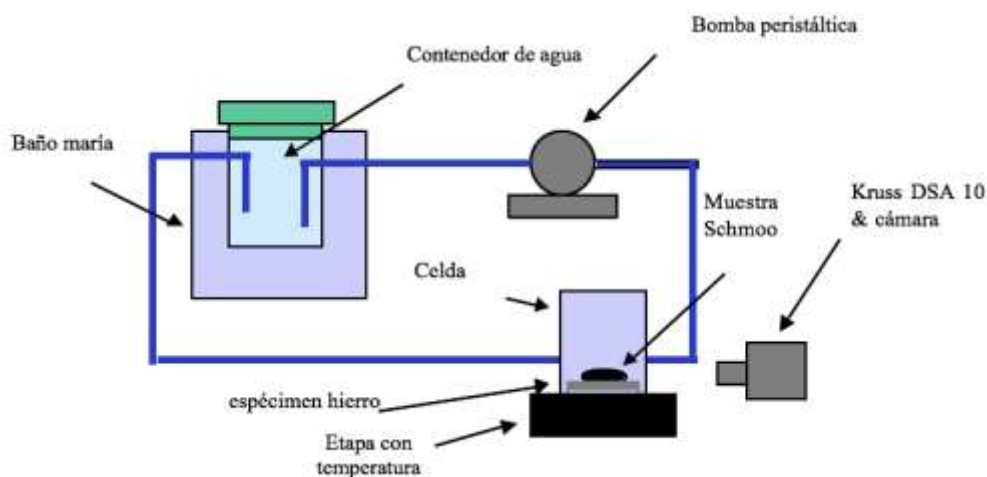


Figura 3. Equipo para la prueba de circuito de remoción dinámica. Tomado de: (Perez, 2018)

Al finalizar la prueba, la placa de acero que tenía la muestra de schmoo se dejó secar y se pesó, para poder comprobar la cantidad de acero que se perdió por causa de la corrosión de los residuos sólidos depositados en el acero 1018.

### 4.3 Test del electrodo de cilindro giratorio (RCE)

El electrodo de cilindro rotatorio (RCE) permite realizar pruebas en laboratorio a condiciones dinámicas, para conocer sus características eléctricas y químicas. El cálculo de la velocidad de corrosión se obtiene a partir de las características electroquímicas de muestras líquidas a partir de la resistencia a la polarización lineal.

A partir del cálculo de la velocidad de corrosión por el método electroquímico, se puede predecir la vida útil de un material, se puede realizar una adecuada selección de materiales y también se puede evaluar la eficiencia de un inhibidor de corrosión. (Betancourt Lodroño & Defaz Taipe, 2019)



*Figura 4.* Equipo de electrodo de cilindro giratorio.  
Tomado de: <http://tecnologitotal.net/analisis-electroquimico/>

Se instaló un recipiente que contenía un electrodo de referencia, un contraelectrodo, un termopar y un tubo de burbujeo. El recipiente contenía salmuera y se calentó a la temperatura de

prueba de 303,15 K agregándole  $CO_2$ . Se realizó una prueba base sin el producto durante dos horas y luego se agregó Clean n Cor, para observar su efecto inhibidor.

#### 4.4 Prueba de burbujas

Esta prueba tiene como finalidad evaluar la capacidad que tiene Clean n cor para dividirse a través del crudo en una fase acuosa cuando hay zonas en estancamiento. En esta prueba, se dosificó una muestra de hidrocarburo y salmuera y la velocidad de corrosión se midió a través de la resistencia a la polarización lineal (LPR). La prueba se hace a presión ambiente y una temperatura de 363,15 K. En la siguiente figura se representa la configuración del experimento realizado en Nalco LTDA.

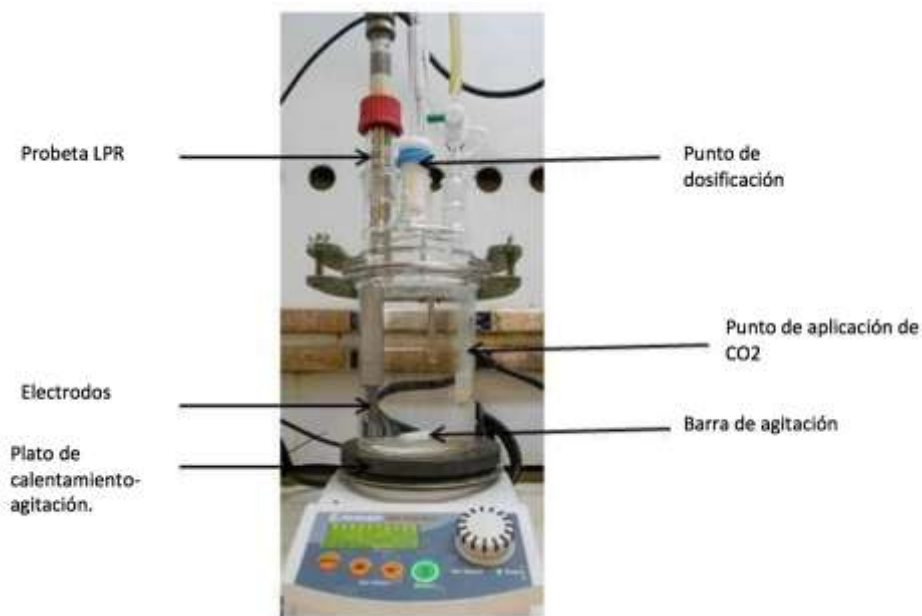


Figura 5. Equipo para la prueba de burbuja. Tomado de: (Perez, 2018)

La muestra de la prueba tiene la siguiente composición 50% de queroseno y 50 % de salmuera. La prueba se realizó a 303,15 K. Al igual que la prueba anterior, se realizó durante dos

horas sin Clean n Cor, para poder comparar su acción inhibidora. La salmuera y el hidrocarburo se burbujearon con  $CO_2$  en las células de burbujas durante 2 horas antes de la prueba para eliminar el oxígeno.

#### **4.5 Tendencia a formar espuma**

Los fluidos que se usaron para esta prueba fueron 50% de queroseno y 50% de salmuera, y se controló la temperatura hasta 303,15 K, al igual que en la prueba de burbujas, se midieron las variables durante 2 horas sin la aplicación de Clean n Cor y para eliminar el oxígeno presente en la muestra, se agregó dióxido de carbono. Para prevenir la agitación y mantener la presión se utilizó  $CO_2$  y para tener una solución con temperatura estable en todos sus puntos, se utilizó una agitación de 120 rpm.

La prueba se realizó mezclando 10 ml de queroseno y 90 ml de salmuera en una probeta de 250 ml. Se inyectó una dosis determinada de Clean n cor en la mezcla. Una muestra en blanco, no dosificada con Clean n cor, también se probó, para proporcionar una comparación con las muestras tratadas y se hizo fluir nitrógeno gaseoso a través de la mezcla durante 1 minuto. Las observaciones se realizaron a los 0, 5 y 10 minutos después de la agitación inicial.

## 5. Resultados

### 5.1 Prueba de dilución progresiva

Luego de realizada la prueba de dilución progresiva, se observó que el producto disuelve satisfactoriamente los residuos presentes en la tubería de inyección y reinyección de agua y se forma una emulsión entre el agua, el schmoo y Clean n Cor.

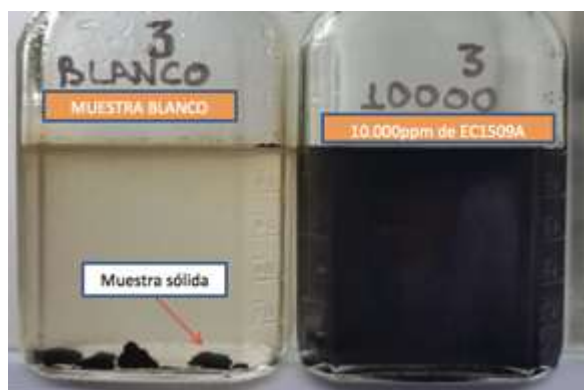


Figura 6. Muestra No.1 antes de la aplicación de Clean n cor y muestra después de 2 horas de la aplicación de Clean n cor a 322 K.

### 5.2 Prueba de circuito de remoción dinámica

Luego de realizar la prueba se dejó secar la barra de acero 1018, para evaluar la pérdida de acero por corrosión del schmoo, al inicio de la prueba la barra pesaba 50 g y se corroboró con una balanza analítica que la barra no perdió nada de su material original.

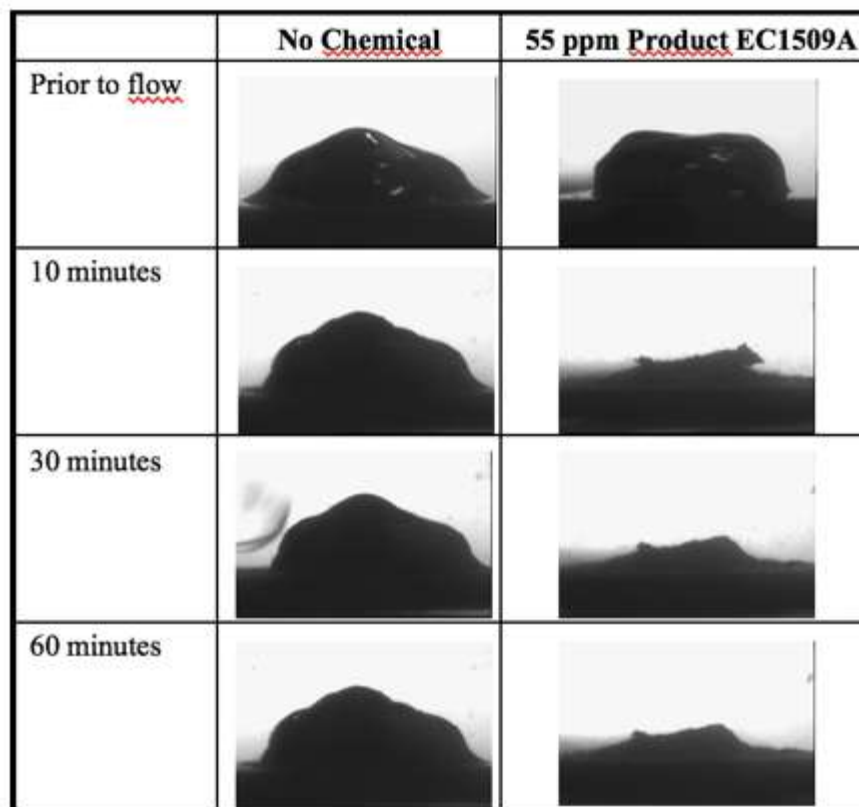


Figura 7. Resultados del circuito de remoción dinámica.

### 5.3 Prueba de electrodo de cilindro giratorio

En la figura 8. se graficó la velocidad de corrosión con respecto al tiempo de los dos recipientes de prueba, en cada uno de los dos momentos de la prueba, antes y después de que se le agregara Clean n Cor.

La tasa promedio de corrosión de referencia para las tres pruebas individuales fue  $63,7 \pm 1,1$  mpy, donde mpy es igual a la pérdida de materia de una milésima de pulgada por año. La caída repentina de la velocidad de corrosión a las 2 horas muestra cuando el producto se dosificó en la celda de cilindro giratorio. Al final de la prueba, luego de 24 horas, la velocidad de corrosión de la línea base se redujo a  $\leq 0,2$  mpy después de la dosificación en ambas concentraciones.

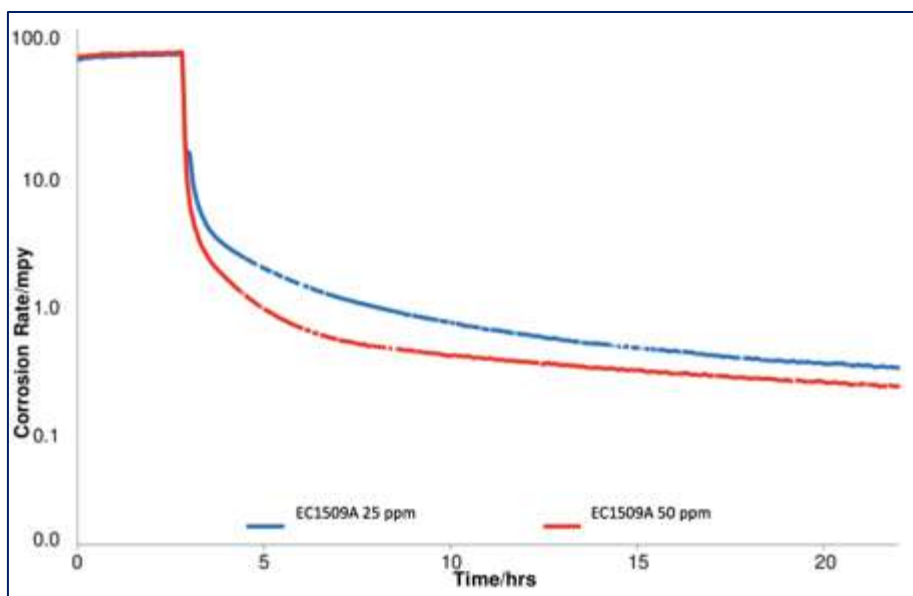


Figura 8. Resultados de la prueba de cilindro giratorio para el producto Clean n Cor.

#### 5.4 Prueba de burbujas

En la figura 9 se representa la velocidad de corrosión con respecto al tiempo en las dos partes del experimento sin adición y con adición del producto inhibidor. El producto químico se inyectó a 5 concentraciones para poder hacer una comparación de qué concentración es más eficiente. La velocidad de corrosión sin Clean n cor fue de 85,2 mpy. A las dos horas cuando se le agrego el producto, la velocidad de corrosión disminuyo drásticamente y al final de la prueba, la velocidad de corrosión de la línea base se redujo a  $\leq 1,4$  mpy después de la dosificación en todas las concentraciones.

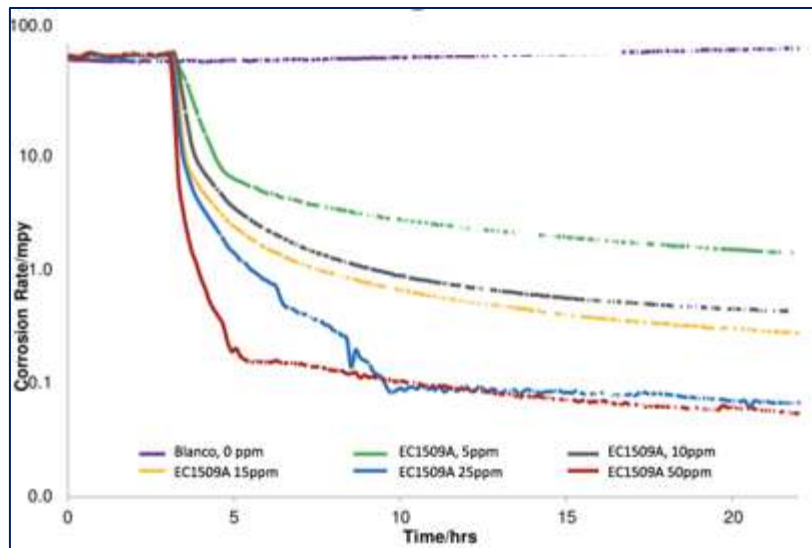


Figura 9. Resultados de la prueba de burbuja para diferentes concentraciones de Clean n cor

### 5.5 Tendencia a formar espuma

La salmuera sin producto no produjo ninguna espuma en la realización de la prueba, pero en el primer minuto que se le agregó las 200 ppm de Clean n cor, se produjo 45 ml de espuma, que luego se dispersó durante el resto de la prueba.

Tabla 1.

*Resultados de la prueba de tendencia a formar espuma*

| tiempo (min) | Salmuera Blanco (ml) | Salmuera + 200 ppm de EC1509A (ml) |
|--------------|----------------------|------------------------------------|
| 0            | 0                    | 45                                 |
| 1            | 0                    | 0                                  |
| 5            | 0                    | 0                                  |
| 10           | 0                    | 0                                  |

### 5.6 Prueba de campo en pozo inyector de agua

El sistema de inyección y reinyección de agua tiene 5 salidas que distribuyen el agua a 24 pozos en el sector del Magdalena Medio, el agua que se utiliza en este proceso proviene de agua de

captación y agua reciclada de todo el proceso, a la que se le realiza un tratamiento químico y físico, para la eliminación de posibles contaminantes y residuos en las tuberías.



*Figura 10.* Pozo inyector de agua candidato para la prueba piloto.  
Tomado de: (Perez, 2018)

Esta agua presenta, aunque en poca medida, los siguientes contaminantes: sólidos suspendidos 5 ppm, aceites 2 ppm, lo cual ha provocado corrosión por bacterias y corrosión por depósitos de materiales.

En las líneas de tuberías actualmente se presentan los siguientes problemas:

- Corrosión de alta velocidad de 25 mpy
- Corrosión por picado de 34 mpy, esta corrosión es localizada y causa hoyos en las tuberías.

Tabla 2.

*Dosificación del producto a lo largo de la prueba piloto*

| Número de días | Dosis   |
|----------------|---------|
| 15             | 20 ppm  |
| 30             | 50 ppm  |
| 50             | 100 ppm |
| 65             | 50 ppm  |

La prueba piloto se realizó en el pozo 508, multiplex sector V, inicialmente duraba 2 meses y 5 días, pero se obtuvieron resultados óptimos evaluando la eficacia de las diferentes dosis del producto, así que, de acuerdo con Ecopetrol, la prueba se redujo a 2 meses.

Para la realización de la prueba se tuvieron en cuenta factores importantes como son: la evaluación de las variables de procesos, barriles inyectados por día, presión en los equipos, presión de succión, presión de cabeza de pozo; y la disponibilidad de la empresa para proveer Clean n cor durante la prueba, evaluación de los riesgos, procedimiento, disponibilidad de la bomba para la inyección y repuestos de la misma.

### **5.7 Variables estudiadas**

Condiciones del agua de inyección, presión en la cabeza del pozo y caudal del agua inyectada.

### **5.8 Procedimiento para la prueba de campo**

- Se aisló el pozo 508.
- Se retiró un sección de tubería de inspección, teniendo en cuenta que fuera una posición adecuada para el estudio



*Figura 11.* Sección de la tubería escogida para la inspección.

Se inyectó 20 ppm del producto respecto al volumen total de agua inyectada y se mantuvo esta concentración por 15 días.

- a. Monitoreo primera etapa: se tuvo en cuenta la hora de inicio del tratamiento y se inició un monitoreo.
- b. Se midió el volumen y presión de agua de inyección cada día
- c. Segunda etapa de prueba: la concentración se cambió a 50 ppm, y se realizaron los dos últimos puntos
- d. Tercera etapa de prueba: la concentración se cambió a 100 ppm y se realizó el punto b.
- e. Cuarta etapa de prueba: Una vez transcurridos los 20 días de la tercera etapa y con base al comportamiento que tiene la prueba, Ecopetrol sugiere iniciar la optimización de la dosis (Promedio: 50 ppm) (Tiempo de optimización: 15 días).
- f. Finalizada la aplicación del producto se midió el caudal de inyección por medio de trazadores.
- g. Se aisló nuevamente el pozo para evaluar la sección de tubería que se eligió inicialmente para la prueba, se evaluó la remoción de sólidos y grasas.
- h. Procesamiento de los datos obtenidos y análisis de los resultados.

Las variables que se midieron durante la prueba fueron el contenido de aceite en el agua en la cabeza del pozo, contenido de sólidos suspendidos en el agua en la cabeza del pozo y caudal de inyección.

De acuerdo con Nalco de Colombia Ltda, las condiciones para definir una prueba exitosa son las siguientes:

Si hay un cambio en el contenido de aceite y sólidos suspendidos en el agua durante la prueba y es comparado con los valores promedios de la línea base, y al analizarlos se encuentra una reducción.

Si se obtiene una remoción del depósito sobre la sección de tubería de evaluación igual o superior al 90% la prueba se considera exitosa.

## 6. Resultados de la prueba de campo

Para tener un punto de comparación de las variables que se están evaluando del pozo 508 antes y después de la aplicación del clean n cor, fue necesario llevar a cabo una prueba base sin la aplicación del producto durante un mes. Los resultados de aceite en agua y de sólidos suspendidos de la prueba base se muestran a continuación:



Figura 12. Concentración de aceite en agua medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 508.



Figura 13. Monitoreo a la concentración de Sólidos Suspendidos Totales medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 508.



*Figura 14. Evidencia fotográfica de la deposición de la tubería en el pozo.*

El estudio se hizo en la salida de la planta de inyección de agua (PIA) y en la cabeza del pozo, para observar los cambios que presentan las variables durante el recorrido se evidenció por medio de las pruebas, que no hay cambios significativos en la concentración de aceite en el agua y de los sólidos suspendidos en agua tanto en la salida de la planta de inyección de agua como en la cabeza del pozo 508, aunque en la cabeza del pozo se disminuye la concentración de los contaminantes. Los picos que se observan en las figuras anteriores son debidos a la reinyección de agua de los tanques de tratamiento químico que producen un cambio drástico en las variables estudiadas.

De igual manera se llevó un registro fotográfico de la tubería para evaluar el grado de deposición de la línea, figuras 13, 14 y 15.

Luego de realizar la prueba base, se procedió a realizar la metodología para la realización de la prueba empezando con 25 ppm del producto en las líneas de inyección y reinyección de agua, las variables se midieron en tres puntos diferentes, en la salida de la PIA, antes del filtro de la cabeza del pozo y en la cabeza del pozo.

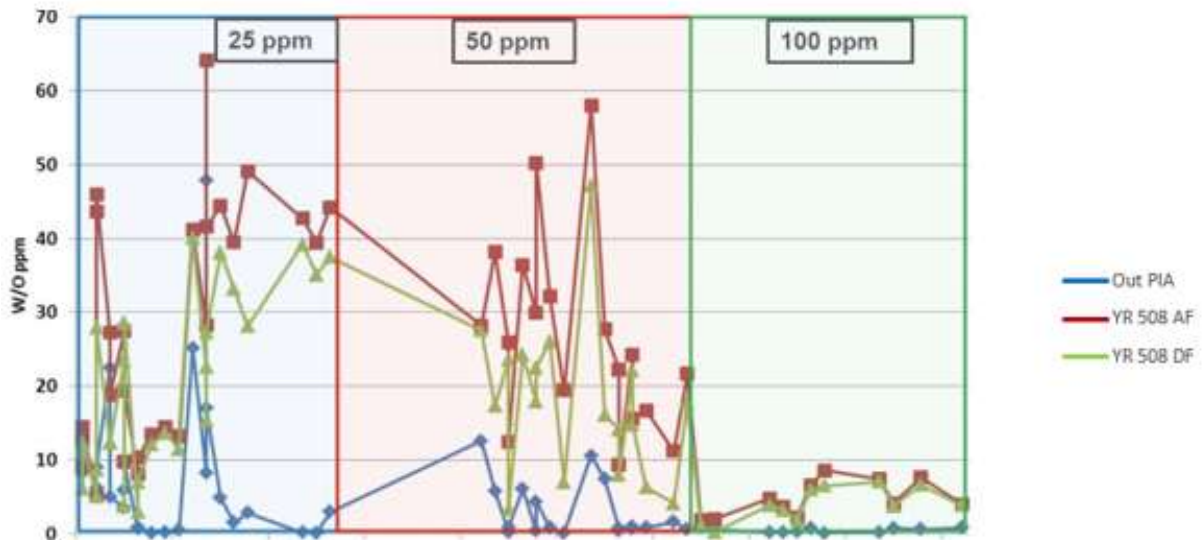


Figura 15. Seguimiento a la concentración de aceite en agua medido a la salida y entrada del pozo inyector

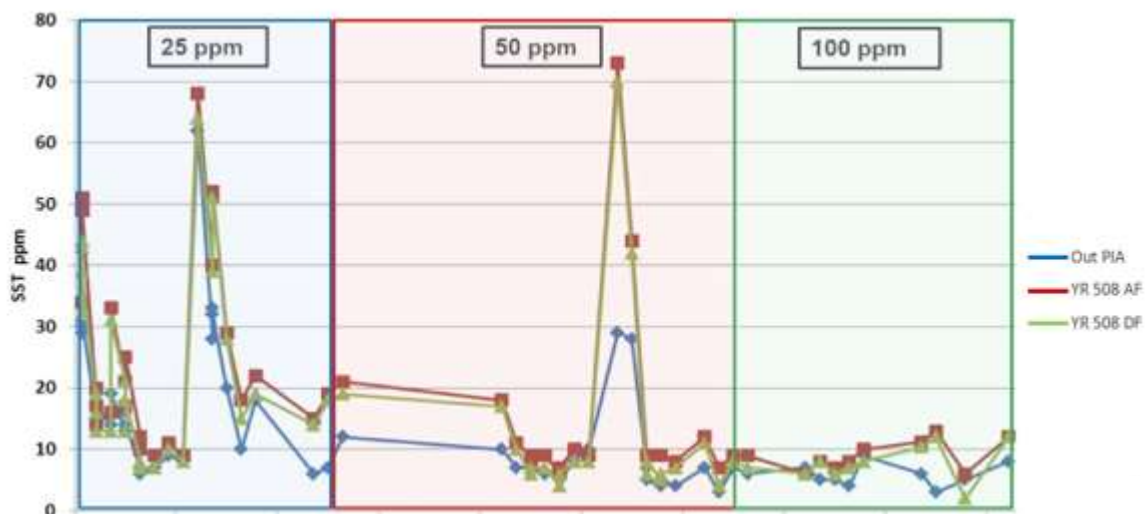


Figura 16. Concentración de sólidos suspendidos totales a la salida y entrada del pozo de inyección

Los resultados que se muestran anteriormente evidenciaron el efecto que trae la aplicación del producto Clean n cor en la línea estudiada, donde remueven los sólidos suspendidos y disminuyen la concentración de aceite en el agua.

Los resultados obtenidos evidencian el efecto de remoción de depósitos de la tubería. Durante los primeros 6 días los contaminantes en los tres puntos de estudio se mantienen en un mismo

valor, sin cambios drásticos, luego del día 6 se observa un cambio en la concentración en la salida de la PIA y en la cabeza del pozo antes y después del filtro. Es importante aclarar que luego de la inyección del producto no se agregan otras corrientes que puedan influir en el cambio de concentración, diferentes al objetivo del estudio.

Para corroborar los resultados obtenidos anteriores, se inspeccionó la tubería, y se tomaron fotografías para el registro, donde se observó una remoción de los desechos sólidos en las paredes de la tubería



*Figura 17. Evidencia fotográfica inspección de la tubería.*



*Figura 18. Evidencia fotográfica inspección de la tubería seleccionada para validación de la prueba.*

De acuerdo con la hipótesis de Nalco de Colombia LTDA, de que el material depositado en la tubería se encuentra depositado en el fondo del pozo, se espera que la remoción en la superficie se dé en el fondo, de acuerdo con estudios realizados antes de la tecnología Clean n cor en sistema de inyección de agua, han mostrado un efecto positivo del producto químico sobre el caudal de agua inyectada

Se realizó una medición del caudal en fondo de pozo al inicio y fin de la prueba, usando el equipo de medición con trazadores. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

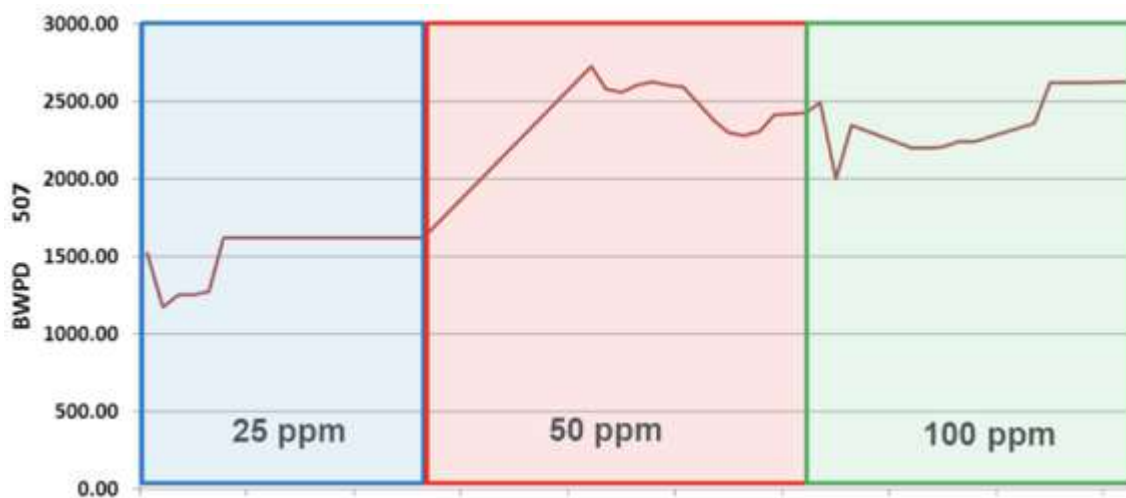


Figura 19. Registro de caudal de inyección de agua pozo 508 medido en cabeza de pozo usando dispositivo ultrasónico.

La curva muestra los resultados de caudal obtenidos donde se aumenta el caudal de casi 1100 barriles de agua por día.

Antes de iniciar con la prueba el caudal era de 1623 BWPD y al final de la prueba fue de 2450 barriles de agua por día. Esta técnica registro un aumento de 827 barriles de agua por día

Basado en que la relación de retorno establecida para el sistema de inyección del campo es de 9:1 (Barriles de agua: Barriles de crudo); el aumento registrado en el caudal de inyección del pozo 508 representa un incremento de aproximadamente 92 Barriles de crudo por día.

## 7. Análisis de resultados

De acuerdo con la prueba de dilución progresiva el producto Clean n Cor es miscible en la salmuera que contiene el schmoo, formando una fase homogénea tal cual se observa en la figura 7. Con lo cual es más fácil eliminar los depósitos de schmoo presente en la tubería.

Con la prueba de circuito de remoción dinámica se evaluó la capacidad del producto presente en la muestra del agua de inyección de la recuperación secundaria para remover de la superficie de acero al carbón de la tubería. Al simular condiciones de flujo en la línea, se logró comparar la salmuera sin el producto y con la dosificación de 50 ppm de Clear n Cor, donde según la figura 10, el schmoo permaneció durante la hora de la prueba adherido a la superficie del acero, a diferencia de la prueba realizada con el producto de limpieza donde a través del tiempo se iba disminuyendo el espesor de la capa de schmoo debido a las características tensoactivas del producto, al analizar los resultados se halló que se eliminaba 91% más residuos sólidos con la agregación del producto en la salmuera a comparación de la prueba sin Clean n Cor.

La velocidad de corrosión medida en milípgadas por año (mpy) estudiada con la prueba de cilindro giratorio, se inició sin la dosificación de la tecnología Clean n Cor durante las primeras dos horas, en donde según la figura 8, se encuentra la mayor velocidad de corrosión igual a 98 mpy, debido a que la muestra no tenía inhibidores de corrosión en el sistema, en las dos pruebas, luego de las dos horas, se agregó 25 ppm y 50 ppm respectivamente, durante las horas 2- 5 la velocidad corrosión alcanzo más rápidamente la menor velocidad de corrosión con la concentración de 50 ppm, luego de las 10 horas de transcurridas las pruebas se mantiene la velocidad de corrosión a través del tiempo, debido a los efectos capacitivos que existen en los electrodos de la prueba y que depende de la corriente del sistema.

En la prueba de burbuja que se realizó con 5, 10, 15, 25, 50 ppm del producto Clean n Cor se obtuvo el mismo comportamiento, donde se logró estabilizar la velocidad de corrosión al llegar al potencial de equilibrio, aunque se observa el cambio significativo de la velocidad de corrosión con las 5 concentraciones del producto, es necesario utilizar la mayor concentración para obtener la menor tasa de corrosión en el material.

Al realizar la prueba piloto se comprobó que las mediciones de las variables de estudio de la línea base de las figuras 12 y 13 en la salida de la planta de inyección y la cabeza de pozo presentan valores similares, cercanos al  $\pm 5\%$ , al utilizar las concentraciones de 20 y 100 ppm de Clean n Cor se encontraron los picos más altos en las concentraciones de aceite y sólidos suspendidos en el agua de la tubería de inyección y reinyección de agua de la recuperación secundaria del petróleo, lo que corrobora los resultados, donde al utilizar una concentración mayor o igual 50 ppm del producto habían mejores resultados inhibiendo la corrosión del acero, en la figura 15 y 16 se observa que a la salida de la PIA los valores de aceite y sólidos suspendidos son menores a los medidos en la cabeza del pozo, debido que en ese lugar de la línea aun la salmuera no se ha desplazado por la línea de tubería, no ha formado depósitos ni lleva consigo restos de metales corroídos de la tubería, los valores medidos antes y después del filtro de la cabeza del pozo tiene mejores resultados al utilizar una concentración mayor igual a 100 ppm, no presenta picos en su lectura, y tiene contaminantes cercanos a 10 ppm, para Nalco de Colombia LTDA, es un hecho que la prueba fue exitosa ya que se logró aumentar la producción de crudo al aumentar el caudal de inyección de agua utilizando 100 ppm de Clean n Cor.

## 8. Conclusiones

Se evaluó por medio de la prueba de dilución progresiva que el producto Clear n Cor patentado por Nalco Champion tiene la capacidad de diluir el schmoo en un 98% presente en la línea de inyección y reinyección de agua, siendo compatible con la composición de agua que se inyecta al pozo.

Por medio de pruebas de laboratorio se determinó que Clear n Cor tiene la capacidad de inhibir el proceso de corrosión, ya que la velocidad de corrosión aplicando esta tecnología disminuyó a menos de 0,2 y 1,4 mpy en la prueba de electrodo de cilindro giratorio y prueba de burbujas, respectivamente a comparación de las pruebas realizadas sin la aplicación del producto donde las velocidades promedio de corrosión eran 63,7 y 85,2 mpy para estas dos pruebas.

Por otro lado, se comprobó que al aplicar la tecnología Clear n Cor no provoca la producción de espuma, que contribuye a la disminución de la presión de la cabeza de pozo y fomenta la formación de depósitos sólidos en las tuberías.

Se realizó una prueba de campo en el pozo 508 del multiplex V de Cantagallo, con el fin de evaluar 3 concentraciones dadas por Nalco de Colombia LTDA y optar por la concentración que más contribuya con la disminución de la concentración de aceite y sólidos suspendidos en el agua de inyección y reinyección para la recuperación secundaria de petróleo, al utilizar 100 ppm de Clear n Cor se optimiza el tratamiento químico que se le da al agua ya que además de reducir concentraciones de depósitos schmoo y disminuir la velocidad de corrosión aumenta el caudal de inyección al pozo y con ello la producción de crudo que pasó de ser 180 a 272 barriles de crudo por día de acuerdo a la relación de retorno dada en el pozo estudiado, en la que se relacionan los barriles de agua utilizados en la inyección con la cantidad de crudo extraído en el pozo.

## 9. Recomendaciones

Se recomienda a Nalco de Colombia utilizar una técnica más precisa para cuantificar la pérdida de schmoo de la superficie de acero al carbón, ya que, en la prueba de circuito de remoción dinámica, solo se obtuvieron imágenes fotográficas en las que se midió el espesor de la capa de residuo sólido.

Se recomienda cuantificar la solubilidad de EC1509A en agua a la temperatura que se maneja el sistema de inyección y reinyección de agua, ya que la prueba de dilución progresiva solo fue una prueba cualitativa en la que se halló una fase entre el producto Clean n Cor y el agua de la línea de inyección.

Se recomienda realizar una prueba para determinar el tamaño de las partículas en la línea de inyección y reinyección de agua al haber utilizado Clean n Cor, para estudiar el comportamiento de la emulsión que queda luego de la aplicación del producto.

Se recomienda utilizar una concentración de 100 ppm de Clean n Cor en la línea de inyección y reinyección de agua para recuperación secundaria del petróleo ya que esta concentración favoreció a la reducción de la velocidad de corrosión, disminuyó los residuos presentes en la cabeza del pozo y aumento la productividad de la extracción de crudo en el pozo.

### Referencias bibliográficas

Arias, M. S. (2002). *Estudio y optimización de características de la planta de tratamiento para recuperación secundaria de la estación AUCA*. Quito: Escuela politécnica nacional.

Asrar, N., Mackay, B., Birketveit, O., Stipanicev, M., Jackson, J., Jenkins, A., . . . Vittonato, J. (2016). La corrosión: la lucha más extensa. *Oilfield Review*, 36-51.

Betancourt Lodroño, E. A., & Defaz Taipe, W. S. (2019). *Estudio de corrosión del acero API 5L X52 en solución de NaCl mediante uso de "rotating cylinder electrode" (RCE)*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Fernandez, P. (10 de Febrero de 2012). *Equilibrios Redox*. Obtenido de Universidad de Castilla La Mancha: <https://previa.uclm.es/profesorado/pablofernandez/QG-08-equilibrio%20redox/redoxteoria.pdf>

Nalco Champion. (6 de Julio de 2019). *Nalco Champion an Ecolab Company*. Obtenido de <https://es-es.ecolab.com/nalco-champion>

Nalco Champion an Ecolab Company. (28 de Julio de 2019). *Nalco Champion*. Obtenido de [https://www.ecolab.com/nalco-champion/solutions/corrosion-prevention#f:@websolutions=\[Oil%20Field%20Corrosion%20Protection\]&f:@webapplications=\[Asset%20Integrity\]](https://www.ecolab.com/nalco-champion/solutions/corrosion-prevention#f:@websolutions=[Oil%20Field%20Corrosion%20Protection]&f:@webapplications=[Asset%20Integrity])

Nalco Champion an Ecolab Company. (28 de 06 de 2019). *Nalco Champion*. Obtenido de <https://www.ecolab.com/nalco-champion/solutions/corrosion->

prevention#f:@websolutions=[Oil%20Field%20Corrosion%20Protection]&f:@webapplications=[Asset%20Integrity]

Perez, R. (2018). *Evaluación financiera de la aplicación de la tecnología Clean n Cor para el control de la depositación de sólidos en el sistema de inyección de agua de un campo petrolero del Magdalena Medio en Colombia*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Ruiz Pérez, D., & Ríos, J. (2013). Tecnologías químicas para la recuperación o mantenimiento de la inyektividad y la integridad en sistemas de inyección como estrategia complementaria a EOR. *Petrotecnia* , 70-72.

Salager, J. L. (2005). *Recuperación mejorada de petróleo*. Mérida: Universidad de los Andes.

Schlumberger. (10 de Octubre de 2018). *Glosario de campos petroleros*. Obtenido de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/secondary\\_recovery.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/secondary_recovery.aspx)

Tecnología Total. (9 de Enero de 2014). *Tecnología Total*. Obtenido de <http://tecnologitotal.net/analisis-electroquimico/>

Universidad de Hull. (2014). *A break-through corrosion inhibitor technology for heavily fouled systems*. Londres: Research Excellence Framework.

Universidad Politécnica de Valencia. (8 de Julio de 2019). *Curso de fundamento de la ciencia de los materiales*. Obtenido de [https://www.upv.es/materiales/Fcm/Indice\\_FCM.html](https://www.upv.es/materiales/Fcm/Indice_FCM.html)