

Evaluación experimental de un tratamiento químico para mitigar el fenómeno de corrosión en
fondo de un pozo productor

Richard Campos Contreras

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Germán González Silva

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios todo poderoso por guiar mi camino hasta la culminación de este objetivo.

A mi madre Lilia Contreras por darme la vida, por siempre creer en mí, por cada consejo y por todo el apoyo que me ha brindado a lo largo de mi carrera universitaria y de mi vida, sin su sacrificio y amor incondicional nada de esto sería posible, ¡Eres el primer amor de mi vida!

A mi padre Javier Campos por ser mi mentor y ejemplo que seguir, por estar presente en cada faceta de mi vida y por brindarme constantemente sus conocimientos en los momentos más cruciales de mi desarrollo académico, sin duda este triunfo también les pertenece. A mi madre y mi padre muchas gracias por todo.

A mi abuelita Blanca y mi abuelita Melba que desde el cielo deben estar entusiasmadas con la obtención de este logro, siempre quisieron verme como profesional y es un honor para mí el haberlo cumplido.

A mi abuelito Guillermo por todos los sabios consejos, cada oración elevada por mi bienestar y por ser tan incondicional.

A mi hermana Catia, siempre serás la luz de mis ojos, te quiero mucho.

A mis hermanos Angelica, Kike, Christian, Camilo, Carlos y Néstor por las risas disfrazadas de motivación.

A mi esposa Katherin, llegaste en el preciso momento cuando necesitaba el último impulso para finiquitar este logro perseguido por años, gracias.

A mis grandes compañeros y amigos, Daniel, Diego y Anderson, tienen todo mi respeto y admiración.

Agradecimientos

A Dios que guía mi camino al andar.

A la Universidad Industrial de Santander, por permitir la consecución de este gran logro, siempre enalteceré el nombre de mi querida alma mater.

A mi padre y a mi madre, gracias a su esfuerzo, sacrificio y apoyo hoy soy la persona que soy y de la cual espero se sientan orgullosos.

A mi director de tesis Germán González Silva por el acompañamiento y apoyo durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

A mi gran amigo e ingeniero Luis Carlos, esto no sería posible sin su apoyo y directrices, gracias por la confianza depositada.

A cada uno de los docentes que se hicieron partícipes de mi proceso de formación universitario, gracias por compartir de sus conocimientos y experiencia.

Tabla de Contenido

| | Pág. |
|--|-------------|
| Introducción..... | 12 |
| 1. Objetivos..... | 18 |
| 1.1 Objetivo General | 18 |
| 1.2 Objetivos Específicos | 18 |
| 2. Corrosión en la industria del petróleo | 19 |
| 2.1 Definición de la corrosión | 19 |
| 2.2 Clases de corrosión en la industria..... | 19 |
| 2.2.1 Dióxido de carbono | 20 |
| 2.2.2 Ácido Sulhídrico | 21 |
| 2.2.3 Oxígeno..... | 22 |
| 2.2.4 Corrosión Microbiológica..... | 25 |
| 2.3 Técnicas para monitorear y controlar la corrosión..... | 25 |
| 2.4 Inhibidores de corrosión | 27 |
| 3. Generalidades del pozo..... | 28 |
| 3.1 Historial de producción y eventos relevantes del pozo | 29 |
| 3.2 Problemas de corrosión en el pozo..... | 31 |
| 4. Metodología para determinar la causa raíz de la corrosión | 36 |

| | |
|--|----|
| 4.2 Morfología del daño por microscopia óptica..... | 39 |
| 4.3 Marcha analítica..... | 42 |
| 4.4 Difracción de rayos x (DRX)..... | 43 |
| 4.5 Análisis de resultados..... | 45 |
| 5. Selección inhibidor de corrosión..... | 47 |
| 5.1 Pruebas de botella..... | 47 |
| 5.2 Análisis de resultados..... | 51 |
| 5.3 Descripción del inhibidor seleccionado..... | 53 |
| 6. Aplicación y evaluación del inhibidor de corrosión..... | 54 |
| 6.1 Análisis de resultados..... | 58 |
| 6.2 Eficiencia inhibidor de corrosión..... | 60 |
| 7. Análisis económico..... | 61 |
| 8. Conclusiones..... | 64 |
| 9. Recomendaciones..... | 64 |
| Referencias Bibliográficas..... | 65 |

Lista de Tablas

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Técnicas para monitorear la corrosión..... | 26 |
| Tabla 2. Datos generales del pozo en estudio (octubre 2020) | 28 |
| Tabla 3. Clasificación de la corrosión según la pérdida de metal..... | 32 |
| Tabla 4. Análisis fisicoquímico del agua de producción..... | 48 |
| Tabla 5. Dosificación de inhibidores de corrosión en pruebas de botella..... | 48 |
| Tabla 6. Análisis fisicoquímico del agua presente en las botellas transcurridos 9 días..... | 50 |
| Tabla 7. Velocidades de corrosión con los diferentes inhibidores evaluados | 52 |
| Tabla 8. Composición e información sobre los componentes del inhibidor de corrosión | 53 |
| Tabla 9. Propiedades físicas y químicas del inhibidor de corrosión | 54 |
| Tabla 10. Baches de tratamiento químico realizados en el pozo | 56 |
| Tabla 11. Costos aplicación tratamiento químico..... | 62 |
| Tabla 12. Costos mantenimiento tubería y bomba electrosumergible | 62 |
| Tabla 13. Ahorro por producción días de workover (Precio petróleo Brent para el día 19/10/2020)..... | 63 |

Lista de Figuras

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Formas principales de corrosión por CO ₂ | 21 |
| Figura 2. Tubería bajo corrosión por H ₂ S | 22 |
| Figura 3. Corrosión por O ₂ | 23 |
| Figura 4. Índices de corrosión para el O ₂ y H ₂ S en acero al carbono | 24 |
| Figura 5. Índices de corrosión para el O ₂ y CO ₂ en acero al carbono..... | 24 |
| Figura 6. Corrosión influenciada microbiológicamente..... | 25 |
| Figura 7. Inhibidores formadores de películas | 27 |
| Figura 8. Historial de producción de petróleo y agua | 30 |
| Figura 9. Historial de producción de gas..... | 30 |
| Figura 10. Perfil de daño tubería de producción..... | 33 |
| Figura 11. Perfil de daño tubería de revestimiento | 34 |
| Figura 12. Estado de la sarta recuperada..... | 35 |
| Figura 13. Sección 1. Tubing “Tb-1”..... | 37 |
| Figura 14. Sección 2. Tubing “Tb-2” | 38 |
| Figura 15. Morfología del daño por microscopía óptica “Tb-1” | 40 |
| Figura 16. Morfología del daño por microscopía óptica “Tb-2” | 41 |
| Figura 17. Resultados marcha analítica a productos de corrosión del “Tb-1” y “Tb-2” | 42 |
| Figura 18. Espectro de difracción de los productos de corrosión del “Tb-1” | 44 |
| Figura 19. Espectro de difracción de los productos de corrosión del “Tb-2” | 45 |
| Figura 20. Reacción de formación del FeS y Fe ₃ O ₄ a partir del H ₂ S..... | 46 |

| | |
|--|----|
| Figura 21. Reacción de formación del FeCO_3 a partir del CO_2 | 47 |
| Figura 22. Dosificación de inhibidores e instalación de cupones en las botellas | 49 |
| Figura 23. Cupones transcurridos 9 días | 50 |
| Figura 24. Limpieza de cupones luego de ser retirados de las botellas | 51 |
| Figura 25. Velocidades de corrosión con los inhibidores evaluados | 53 |
| Figura 26. Cupón de corrosión sin tratamiento químico..... | 55 |
| Figura 27. Monitoreo cupones de corrosión en el pozo | 58 |
| Figura 28. Velocidades de corrosión en el pozo..... | 59 |

Lista de Ecuaciones

| | Pág. |
|--|-------------|
| Ecuación 1. Ecuación para calcular el coeficiente de protección | 60 |
| Ecuación 2. Resultado coeficiente de protección inhibidor de corrosión | 60 |
| Ecuación 3. Ecuación para calcular la eficiencia del inhibidor de corrosión | 60 |
| Ecuación 4. Resultado eficiencia inhibidor de corrosión | 61 |

Glosario

BES: bombeo electrosumergible

BOPD: barriles de aceite por día

BWPD: barriles de agua por día

CO₂: dióxido de carbono

DRX: difracción de rayos x

EEM: evaluación electromagnética

H₂S: Sulfuro de hidrogeno

KCFD: kilo pies cúbicos por día

MIC: corrosión influenciada microbiológicamente

MPY: milésimas de pulgada por año

PPM: partes por millón

SLA: sistema de levantamiento artificial

Resumen

Título: Evaluación experimental de un tratamiento químico para mitigar el fenómeno de corrosión en fondo de un pozo productor*

Autor: Richard Campos Contreras**

Palabras Clave: Evaluación, corrosión, mitigación, tratamiento químico

Descripción:

La corrosión es uno de los problemas más frecuentes en los campos petroleros a nivel mundial, la presencia de este fenómeno se ve reflejado en grandes impactos como son las pérdidas de producción y paradas de producción, daños a tuberías de producción, tuberías de revestimiento, sistemas de levantamiento artificial, equipos, contaminación entre otros. El pozo en estudio presenta problemas de corrosión los cuales no fueron tratados a tiempo, debido a esto el pozo tuvo que ser intervenido para cambiar por completo la tubería de producción ya que se encontraba en estado crítico, además se instaló un nuevo sistema de levantamiento artificial. Mediante pruebas de laboratorio se identificó el mecanismo de corrosión presente en el pozo y se evaluaron cinco inhibidores mediante pruebas de botella con cupones de corrosión a concentraciones de 50 y 30 partes por millón (ppm), con una duración de 9 días. con el fin de alargar la vida útil de la tubería instalada, el sistema de levantamiento artificial y los demás equipos, se evaluó un tratamiento químico con el mejor inhibidor de corrosión de las pruebas de botella, el cual fue monitoreado con cupones de corrosión. Finalmente, se calculó la eficiencia del inhibidor teniendo en cuenta las velocidades de corrosión obtenidas sin el tratamiento químico y con el tratamiento químico.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: German Gonzalez Silva. Doctor en ingeniería química.

Abstract

Title: Experimental evaluation of a chemical treatment applied to mitigate downhole corrosion phenomenon in an oil production well*

Author: Richard Campos Contreras¹

Key Words: Evaluation, corrosion, mitigation, chemical treatment

Description:

Corrosion is one of the most common issues in oil fields around the world. This phenomenon presence is reflexed in several problems, including production losses and pauses, damage in production and casing pipes, artificial lift systems, equipment, and contamination. The corrosion-related problems on the analyzed well were not treated on time. Therefore, a workover service had to be applied to the well to completely change the production pipe since it was in critical condition. Also, the installation of a new artificial lift system was done. To identify the mechanism of corrosion in the well was necessary to perform laboratory tests. Five inhibitors were evaluated by bottle test with corrosion coupons at concentrations of 50 and 30 parts per million (ppm), with a duration of 9 days. Also, an evaluation of chemical treatment with the best corrosion inhibitor of bottle test was done to increase the life span of the production pipe, artificial lift system, and additional equipment. The treatment was monitored by corrosion coupons. Finally, the inhibitor efficiency was calculated taking into consideration the corrosion rates with and without the chemical treatment.

* Degree Work

¹ Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: German Gonzalez Silva. Doctor in chemical engineering.

Introducción

La exploración y producción de crudo y gas natural son de las primeras actividades que se realizan en el desarrollo de la cadena de hidrocarburos. Dichas actividades se agrupan en un área llamada upstream, la cual es la encargada de buscar prospectos de yacimientos de hidrocarburos, la perforación de pozos exploratorios y finalmente la perforación y explotación de los pozos que conducen los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

Un pozo es una perforación realizada en el subsuelo cuyo objetivo es poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. Existen tres tipos de pozos, exploratorios, de evaluación y de desarrollo. El objetivo principal de un pozo exploratorio es establecer la presencia de hidrocarburos mediante datos geológicos que son tomados de recortes de perforación, núcleos y registros que se corren al interior de este. Por su parte, los pozos de evaluación se encargan de determinar el tamaño del campo, propiedades del yacimiento y el mejor método de producción, finalmente, el propósito de los pozos de desarrollo es poner en producción el campo. Flatern (2012) define el diseño de un pozo de producción de la siguiente manera:

El diseño de un pozo de producción cuenta con una sarta de revestimiento o casing cuya principal función es mantener la integridad del pozo, tuberías de producción o tubing que sirven como conducto entre la formación en producción y la superficie, los empaques, los cuales producen un sello contra el interior de la tubería de revestimiento aislando las zonas de producción dentro del espacio anular entre la tubería de revestimiento y producción, y una zona de perforados los cuales son orificios hechos en el revestimiento que comunican la formación con el fondo del pozo (p.58-69).

Además, el diseño de un pozo también cuenta con un sistema de levantamiento artificial que consiste en agregar energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar o mejorar su producción (Fleshman y Lekic, 1999).

Dado que carecen de suficiente presión de yacimiento para llevar los fluidos a superficie, la mayoría de los pozos de petróleo y de gas de todo el mundo no pueden producir hidrocarburos con tasas rentables sin asistencia, esta condición puede resultar del agotamiento de presión producido con el tiempo o puede ser provocado por una baja de la presión original del yacimiento. Para compensar la falta de energía natural en estas formaciones, los operadores equipan los pozos con sistemas de levantamiento artificial (SLA). Los SLA corresponden a dos tipos básicos: sistemas de bombeo y sistemas de levantamiento artificial por gas, los sistemas de bombeo incluyen el bombeo eléctrico sumergible (BES), bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas (PCP) y bombeo hidráulico (Flatern, 2015).

Las tuberías de producción experimentan diferentes situaciones de falla, las cuales pueden afectar considerablemente la integridad de estas. Dichas fallas reflejan la falta de resistencia del material ante la exposición a cargas, las cuales pueden ser del tipo carga por presión interna, axiales, ambientales y mecánicas (Tena, 2013). En las tuberías se identifican cuatro diferentes tipos de falla: colapso, tensión, estallamiento y corrosión (Rivera, 2013).

La corrosión es uno de los problemas más frecuentes en los campos petroleros a nivel mundial, la presencia de este fenómeno se ve reflejado en grandes impactos como son las pérdidas de producción y paradas de producción, daños a tuberías de producción, tuberías de revestimiento, sistemas de levantamiento artificial, contaminación entre otros. Dichos impactos afectan directamente la estrategia de una compañía dedicada a la exploración y producción de

hidrocarburos ya que tales impactos representan altos costos asociados al mantenimiento correctivo o trabajos de workover para mitigar el problema.

El pozo en estudio presenta problemas de corrosión en fondo, el cual fue identificado mediante un estudio con herramienta de evaluación electromagnética (EEM) y posteriormente se corroboró el problema mediante inspección visual cuando se realizaba una intervención al pozo con el objetivo de cambiar el sistema de levantamiento artificial por gas lift a un sistema de bombeo electrosumergible (BES) para incrementar la producción. El pozo no contaba con técnicas para monitorear la corrosión ni con un sistema de protección que permitiera controlar la formación de procesos corrosivos y como consecuencia de esto la mayor parte de la sarta de producción se encontró en estado crítico, además, se incurrieron en gastos derivados en el mantenimiento del pozo como el reemplazo e instalación de una nueva sarta de producción, equipos asociados a la instalación, requerimiento de personal y pérdidas económicas para el operador debido a que el pozo dejó de producir durante la intervención.

Con el propósito de alargar la vida útil de la nueva sarta de producción, el sistema de levantamiento artificial, demás componentes del sistema, disminuir el número de intervenciones en el pozo y reducir los costos asociados a trabajos de mantenimiento correctivo del pozo se evaluó un tratamiento químico con un inhibidor de corrosión como alternativa para mitigar el problema de corrosión en el pozo para lo cual se procedió de la siguiente manera.

Se recopilaron los datos del estudio realizado con herramienta EEM junto con los datos obtenidos en la intervención del pozo para cambio de sistema de levantamiento artificial, los datos de la EEM mostraron que tanto la tubería de producción como la tubería de revestimiento presentaron en general corrosiones menores, sin embargo, los datos más profundos dentro del alcance de la herramienta evidenciaron corrosión severa con la posible pérdida de metal, debido a

este comportamiento en el perfil de corrosión se infirió que tanto la tubería de producción como revestimiento por debajo de la profundidad a la que se corrió la EEM presentaban un alto nivel de corrosión. Los resultados obtenidos en el estudio EEM posteriormente fueron verificados cuando se procedió a hacer el retiro de la sarta de producción para cambiar el sistema de levantamiento artificial en el pozo, se evidenció que las tuberías se encontraban en un estado crítico ya que en el lapso entre el estudio y la intervención al pozo no se aplicaron medidas correctivas para mitigar la formación de procesos corrosivos, de igual manera no se tenía un control de la tasa de corrosión en el pozo por la ausencia de un sistema de monitoreo.

Para identificar el mecanismo de corrosión presente en el pozo se realizó un análisis en el laboratorio de dos piezas retiradas en la intervención con problemas evidentes de corrosión, las técnicas usadas para determinar el mecanismo fueron las siguientes: inspección visual, microscopía óptica, marcha analítica y la técnica de difracción de rayos x (DRX). Los resultados obtenidos en las pruebas concluyeron que el daño evidenciado en las piezas analizadas se generó por la interacción mixta de sulfuro de hidrogeno (H_2S) con dióxido de carbono (CO_2).

Teniendo en cuenta el mecanismo de corrosión identificado en las piezas analizadas, se perfilaron como alternativa la aplicación de cinco inhibidores de corrosión en el pozo. Para la selección del mejor inhibidor se realizaron pruebas de botella con concentraciones de 30 y 50 ppm con el objeto de determinar con cuál de estos se obtenían los mejores resultados al reducir la velocidad de corrosión y posteriormente aplicarlo al pozo, las pruebas de botella tuvieron una duración de 9 días.

Para determinar la eficiencia del inhibidor seleccionado en las pruebas de botella se instalaron cupones de corrosión en cabeza de pozo, como no se tenían datos de velocidades de corrosión fue necesario dejar el pozo un mes sin el tratamiento con el fin de calcular la velocidad

de corrosión sin inhibidor y posteriormente compararla con las velocidades obtenidas aplicando el inhibidor. La velocidad de corrosión mínima permisible para el operador del pozo debe ser inferior a 3 mpy.

Para dar inicio al tratamiento químico se realizaron bacheos periódicos de inhibidor por el anular con una concentración de 150 ppm y se monitorearon las velocidades de corrosión mediante cupones de corrosión. Inicialmente el tratamiento logró disminuir la velocidad de corrosión, pero el parámetro no se encontraba dentro de los límites permisibles por el operador, por tal razón se elevó la dosis de inhibidor de 150 ppm a 250 ppm y se monitoreó el comportamiento de la corrosión en los siguientes meses. Con la nueva concentración de inhibidor de corrosión se obtuvieron resultados satisfactorios puesto que la velocidad de corrosión disminuyó hasta encontrarse por debajo del mínimo permisible por parte del operador.

Teniendo en cuenta el primer dato de corrosión sin el tratamiento químico y el último dato con el tratamiento químico se calculó la eficiencia del inhibidor de corrosión que llegó a ser del 89,92%, este dato es importante puesto que en cuestiones técnicas nos indica que el inhibidor es eficaz para controlar los fenómenos corrosivos bajo las condiciones operacionales del pozo además de disminuir la velocidad de corrosión en un rango permisible por el operador.

Finalmente se realizó un análisis financiero para determinar la viabilidad de la aplicación del tratamiento químico en el pozo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar experimentalmente un tratamiento químico para mitigar el fenómeno de corrosión en fondo de un pozo productor

1.2 Objetivos Específicos

Realizar un diagnóstico de la situación actual del pozo en estudio

Determinar la causa raíz del fenómeno de corrosión en fondo

Evaluar mediante cupones de corrosión el tratamiento químico

Determinar la viabilidad de la aplicación del tratamiento en el pozo productor

2. Corrosión en la industria del petróleo

2.1 Definición de la corrosión

La corrosión es un fenómeno espontáneo que se presenta en los materiales metálicos y se define como el deterioro del material o sus propiedades a causa de una reacción con su entorno las cuales pueden ser químicas y electroquímicas (NACE, 2011). El deterioro de los materiales metálicos por causas físicas no puede ser llamado corrosión, sin embargo, en algunos casos el proceso químico puede estar acompañado del deterioro físico (Revie y Uhlig, 2008).

2.2 Clases de corrosión en la industria

Para la industria del petróleo y gas existen varias clases de corrosión como lo son: corrosión por dióxido de carbono (CO_2), por ácido sulfhídrico (H_2S), por oxígeno (O_2) y la corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) (Popoola et al. , 2013). El fluido que producen los pozos contiene agua de formación, si el gas producido contiene una determinada concentración de CO_2 o H_2S y dependiendo de sus presiones parciales en la mezcla gaseosa además de la temperatura, estos se podrán disolver en el agua iniciando de esta manera el fenómeno de corrosión. Fuentes y Peña (2007) describen el inicio de la corrosión de la siguiente manera:

La corrosión por CO_2 o H_2S comienza con la disolución del CO_2 o H_2S gaseoso en la fase líquida para formar varias especies reactivas como el ácido carbónico, iones bicarbonato, iones carbonato, ácido sulfhídrico, iones hidrosulfuro, iones sulfuro y iones H^+ que toman parte en la transferencia electrónica en la interfaz metálica (p.882).

2.2.1 Dióxido de carbono

La corrosión por dióxido de carbono en un sistema de producción generalmente afecta las partes internas del pozo, las líneas de conducción y las redes de recolección. Para evitar la formación de procesos corrosivos asociados al CO₂ normalmente se emplean películas orgánicas o inhibidores, también se recomienda usar aleaciones resistentes a la corrosión, aunque estas últimas pueden llegar a tener costos elevados (Asrar et al. , 2016).

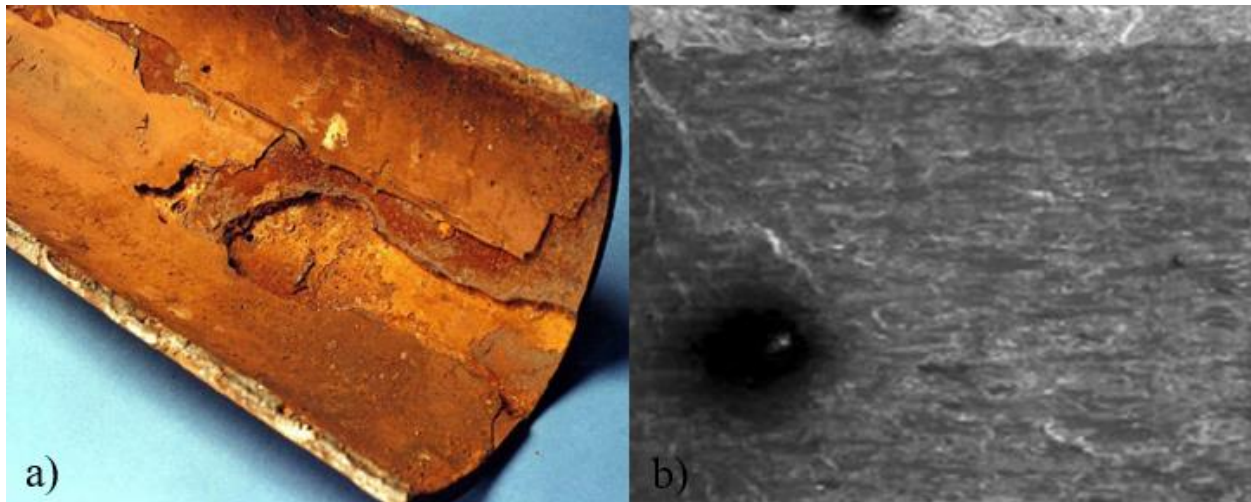
La corrosión por CO₂ depende de varios factores como la temperatura, el aumento del valor de pH, la composición de la corriente acuosa, la presencia de no fases, la condición de flujo y las características del metal (Nalli, 2012).

En la corrosión del hierro por CO₂, los productos de la reacción son el ácido carbónico [H₂CO₃], el carbonato ferroso [FeCO₃] y el gas hidrogeno [H₂] (Asrar et al. , 2016). La presencia del ácido carbónico aumenta significativamente las tasas de corrosión en tuberías de acero al carbono y depende de las condiciones ambientales involucradas, como pH, temperatura, presión, química de la solución, flujo, metalurgia del acero y películas superficiales (Genesca et al. , 2010).

La corrosión por CO₂ puede aparecer en dos formas principales (figura 1): picaduras (ataque localizado que resulta en una rápida penetración y remoción del metal en una pequeña área discreta) y ataque mesa (una forma de corrosión localizada por CO₂ en condiciones de flujo medio) (Popoola et al. , 2013).

Figura 1

Formas principales de corrosión por CO₂



Nota: a) Corrosión por picadura, b) Corrosión por ataque mesa. Tomado de *Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation* (p.3-4), 2013.

2.2.2 Ácido Sulhídrico

La figura 2 muestra una tubería afectada por corrosión a causa del H₂S. Además de generar daños en las partes internas del pozo, esta clase de corrosión puede estar presente en todo el sistema de producción incluyendo las redes recolectoras de petróleo y gas (Asrar et al. , 2016). La reacción del H₂S con el hierro en presencia de agua forma diferentes variantes del sulfuro de hierro [Fe_xS], como la mackinawita [(Fe,Ni)_(1+x)S], pirrotita [Fe_(1-x)S] y troilita [FeS] (Ning et al. , 2013)

La corrosión por picaduras o pitting es un tipo de corrosión que se asocia con la presencia de fenómenos corrosivos provocados por la acción del H₂S (Kvarekval, 2007), este tipo de corrosión es capaz de generar perforaciones y producir fallas en los equipos de fondo, equipos de superficie, tuberías de producción y revestimiento afectando seriamente la integridad de las mismas (Asrar

et al. , 2016), se ha observado el pitting en fallas de campo tanto de pozos como de tuberías cuando existen altas concentraciones de H_2S y cloruros presentes (Fang et al. , 2010).

Para disminuir la formación de procesos corrosivos asociados a la presencia de H_2S se pueden usar materiales formadores de películas orgánicas, secuestradores de H_2S , limpieza de las tuberías con pigs y tratamientos con nitratos (Asrar et al. , 2016).

Figura 2

Tubería bajo corrosión por H_2S



Nota: Tomado de *Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation* (p. 3-4), 2013

2.2.3 Oxígeno

La corrosión por oxígeno (figura 3) se incrementa según la concentración del gas disuelto, además, si hay presencia de cloruros, CO_2 y H_2S , el índice de corrosión para el oxígeno aumentará significativamente provocando que se genere rápidamente la corrosión en los componentes del sistema de producción (Asrar et al. , 2016). Los métodos usados para inhibir la corrosión por

oxígeno incluyen la exclusión total del oxígeno como el bisulfito de amonio [NH_4HSO_3], el sulfito de sodio [Na_2SO_3] y el bisulfito de sodio [NaHSO_3] (Chillingar et al. , 2008)

Figura 3

Corrosión por O_2

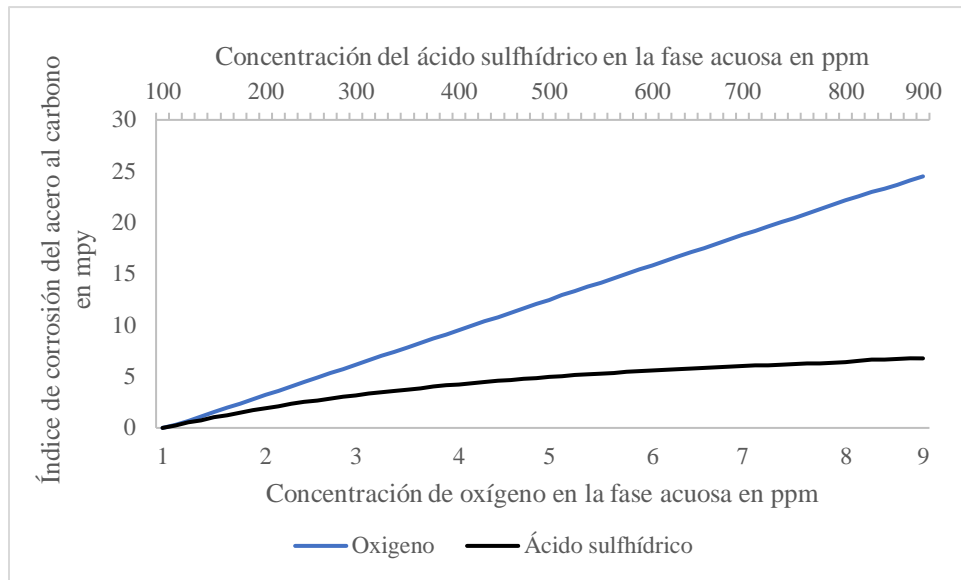


Nota: Tomado de *Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation* (p.5), 2013

Las figuras 4 y 5 muestran que la corrosión relacionada con el oxígeno en los ambientes de producción de hidrocarburos tiene un mayor impacto que la corrosión provocada por el CO_2 o el H_2S . (Popoola et al. , 2013). Las figuras 4 y 5 muestran una comparación entre las velocidades de corrosión a diferentes concentraciones para el O_2 , CO_2 y H_2S , de allí se puede concluir que con concentraciones cercanas a las 5 ppm, el oxígeno puede llegar a ser un 30% más corrosivo que el dióxido de carbono y casi tres veces más corrosivo que el ácido sulfhídrico (Asrar et al. , 2016).

Figura 4

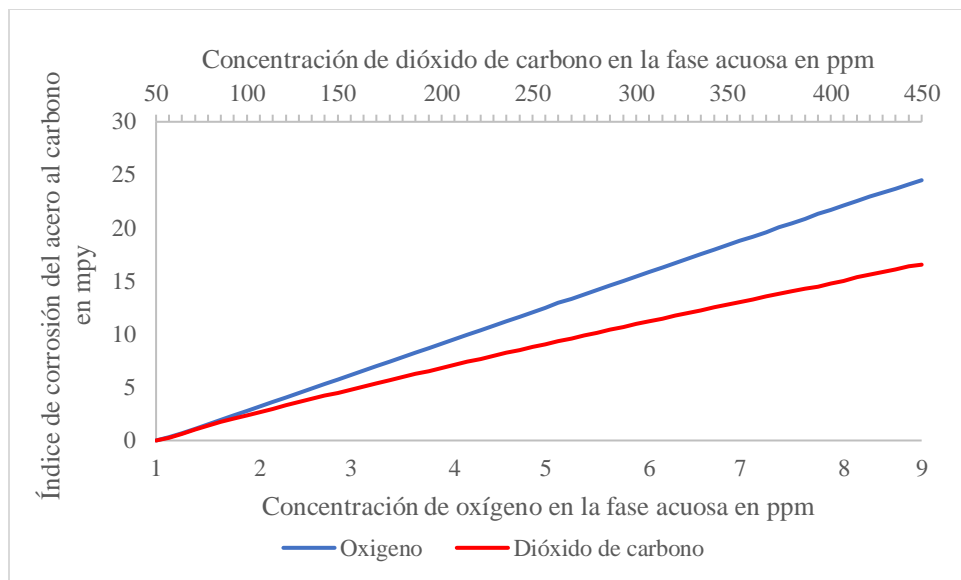
Índices de corrosión para el O_2 y H_2S en acero al carbono



Nota: Adaptado de *La corrosión: la lucha más extensa* (p.39), 2016.

Figura 5

Índices de corrosión para el O_2 y CO_2 en acero al carbono



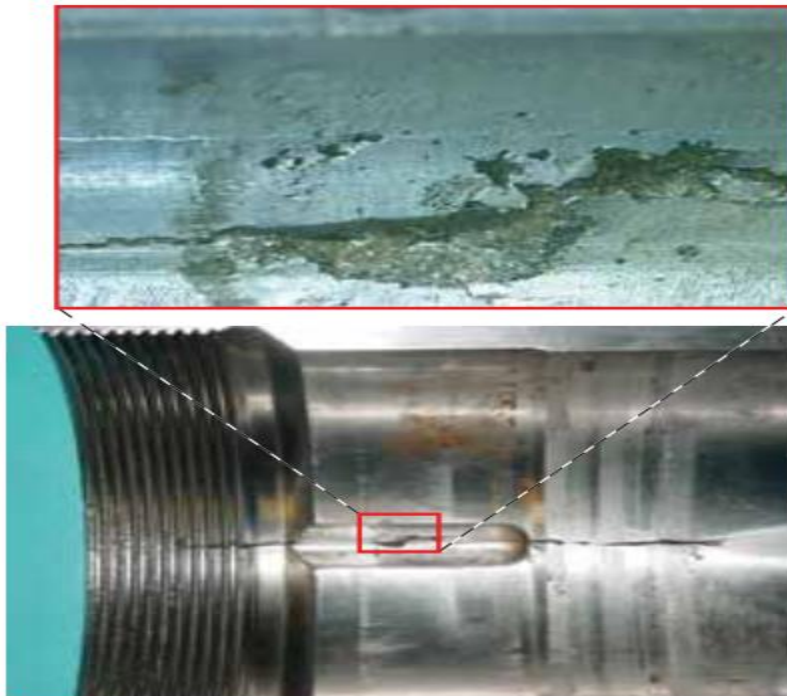
Nota: Adaptado de *La corrosión: la lucha más extensa* (p.39), 2016.

2.2.4 Corrosión Microbiológica

La corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) puede causar una corrosión que puede pasar desapercibida o mal diagnosticada en la producción del petróleo, el resultado final de este fenómeno puede ser un daño costoso al equipo de perforación y otros componentes del pozo, esto lleva a una pérdida de producción y a una falla prematura del equipo del sistema de bombeo electrosumergible, así como otros componentes del fondo del pozo (Adams, 2010).

Figura 6

Corrosión influenciada microbiológicamente



Tomado de *La corrosión: la lucha más extensa* (p.42), 2016.

2.3 Técnicas para monitorear y controlar la corrosión

Las técnicas de monitoreo de la corrosión (tabla 1) proporcionan mediciones directas o indirectas de las velocidades de corrosión, las de medición directa se dividen en intrusivas y no

intrusivas, las intrusivas están en contacto con el ambiente mientras que las no intrusivas no lo están (Al-Janabi, 2013).

El cupón de pérdida de metal es probablemente el más antiguo y simple, consiste fundamentalmente en medir la pérdida de peso de un cupón de metal que se ha colocado en la ubicación deseada en la corriente de fluido durante un periodo de tiempo, otra técnica ampliamente utilizada es la medición de resistencia eléctrica (ER), la pérdida de metal se calcula a partir del cambio del grosor de un elemento resistivo a medida que se corroe (Chandran et al. , 2017).

Tabla 1

Técnicas para monitorear la corrosión

| | Directas | Indirectas |
|----------------------|--|------------------------------------|
| Intrusivas | Cupones de corrosión | Probetas de hidrogeno |
| | Probetas de resistencia eléctrica (ER) | Química del agua |
| | Probetas de resistencia a la polarización lineal (LPR) | Análisis de solidos |
| | Ruido electroquímico | Análisis de la composición del gas |
| No Intrusivas | Pruebas ultrasónicas (UT) | Probetas de parche de hidrogeno |
| | Mapeo de campo eléctrico (EFM) | Monitoreo acústico |

Nota: Información tomada de *Internal Corrosion for Pipelines – Advanced* (Cap.2,p.4), 2011

Las técnicas de control de la corrosión incluyen: Soluciones metalúrgicas, revestimientos de superficie, usar pigs para limpiar las superficies internas de las tuberías, usar biocidas para evitar la formación de la corrosión MIC y los inhibidores de corrosión usados para reducir las velocidades de corrosión (Asrar et al. , 2016).

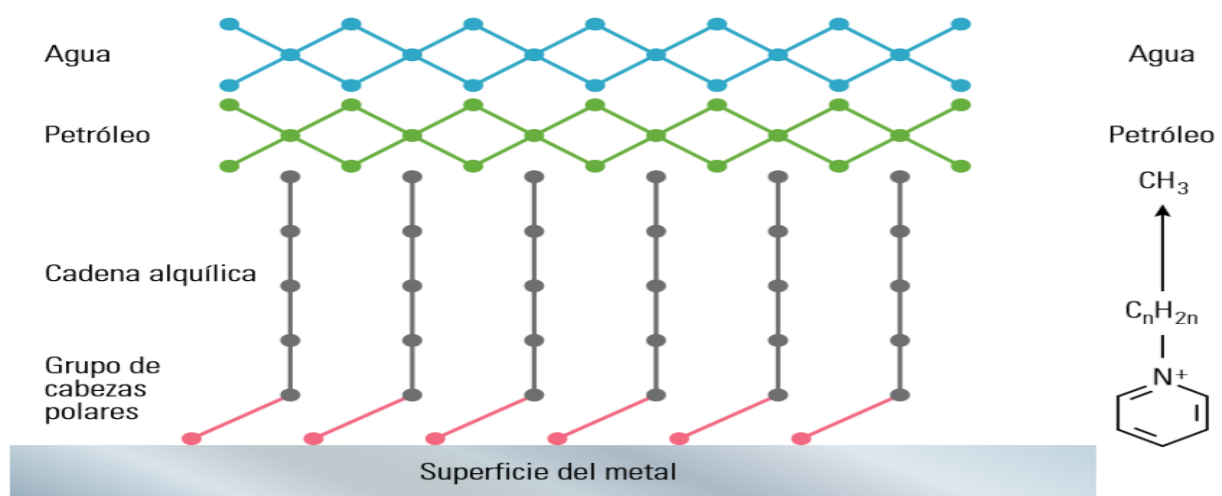
2.4 Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión se usan comúnmente con sistemas de acero al carbono y de baja aleación. La mayoría de los inhibidores de corrosión funcionan adsorbiéndose a una superficie metálica y formando una película protectora, también pueden adsorberse en sólidos o incrustaciones presentes en el sistema. La efectividad de un inhibidor de corrosión depende del material de la tubería, la composición del inhibidor, los mecanismos de corrosión, la composición del fluido y el tipo de flujo (NACE, 2011).

Los inhibidores se clasifican en cuatro categorías: secuestradores, agentes reactivos, inhibidores en fase vapor y formadores de películas, siendo este último el tipo de inhibidor seleccionado en las pruebas de botella para evaluar su eficiencia de inhibición en el pozo en estudio. Los formadores de películas actúan creando una capa entre el metal y los fluidos reactivos reduciendo la incidencia de los agentes corrosivos en el metal, también se asocian a superficies ya corroídas reduciendo el índice de corrosión.

Figura 7

Inhibidores formadores de películas



Nota: Tomado de *La corrosión: la lucha más extensa* (p.44), 2016

Los inhibidores formadores de películas se encuentran en distintas formas: solubles en petróleo, solubles en agua y solubles en petróleo/dispersarles en agua, los inhibidores solubles en agua se utilizan en corrientes de flujo con alto corte de agua. En la industria petrolera, se utilizan con frecuencia inhibidores orgánicos, las amidas, imidazolinas y aminas son inhibidores orgánicos formadores de película que son efectivos en ambientes de corrosión por CO₂ y H₂S (Asrar et al. , 2016). El uso de inhibidores de corrosión proporciona una eficiencia inferior al 100% (Groysman, 2016).

3. Generalidades del pozo

El pozo en estudio es productor de petróleo y gas con un alto corte de agua, tiene una profundidad vertical verdadera de 7928,5 ft y una profundidad media de 9460 ft, inició su producción con una prueba oficial de completamiento con un aporte de 497,9 BO, 841,4 BW y 1043,01 KCFN de gas, inicialmente se completó con un sistema de levantamiento artificial por gas lift.

Actualmente el pozo produce petróleo y gas mediante un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. Los datos del pozo se detallan en la tabla 2.

Tabla 2

Datos generales del pozo en estudio (octubre 2020)

| | |
|--------------------------------------|-------------|
| Gravedad API | 41° |
| Producción de aceite promedio | 140,73 BOPD |
| Producción de gas promedio | 323,36 KPCD |
| Producción de agua promedio | 848,93 BWPD |

| | |
|--------------------------------|-----------|
| Presión Intake | 850 psi |
| Temperatura Intake | 186 °F |
| Profundidad (TVD) | 7928,5 ft |
| Profundidad bomba (TVD) | 6264,7 ft |
| PMP (TVD) | 7901 ft |

3.1 Historial de producción y eventos relevantes del pozo

Durante su historial de producción la cual puede verse en las figuras 8 y 9 el pozo ha mostrado un comportamiento estable en el aporte de fluidos por lo cual no ha sido necesario someterlo a estimulaciones, a razón de este comportamiento estable en el aporte de fluidos se concluye que no ha existido un daño de formación que pudiera generar pérdidas de productividad tanto en el pasado como en el presente.

En las figuras del historial de producción de petróleo, agua y gas se pueden apreciar 4 líneas verticales de diferentes colores, dichas líneas representan los eventos más relevantes acontecidos en el pozo durante los últimos años. A continuación se describen dichos eventos.

Línea naranja: A finales del año 2018 el pozo al que pertenece el campo cambia de operador

Línea roja: En diciembre del año 2019 se realizó un estudio con herramienta de evaluación electromagnética (EEM) para evaluar la corrosión de la tubería de producción y tubería de revestimiento en el pozo, la evaluación se realizó desde la profundidad de 5440 ft MD hasta la superficie. Los resultados que se obtuvieron en dicha evaluación se detallaran más adelante.

Línea amarilla: En el mes de julio del 2019 se intervino el pozo para cambiar el sistema de levantamiento artificial por gas lift a un sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible,

durante la intervención se detectó que la tubería presentaba daño severo por corrosión y posible contenido de material en fondo.

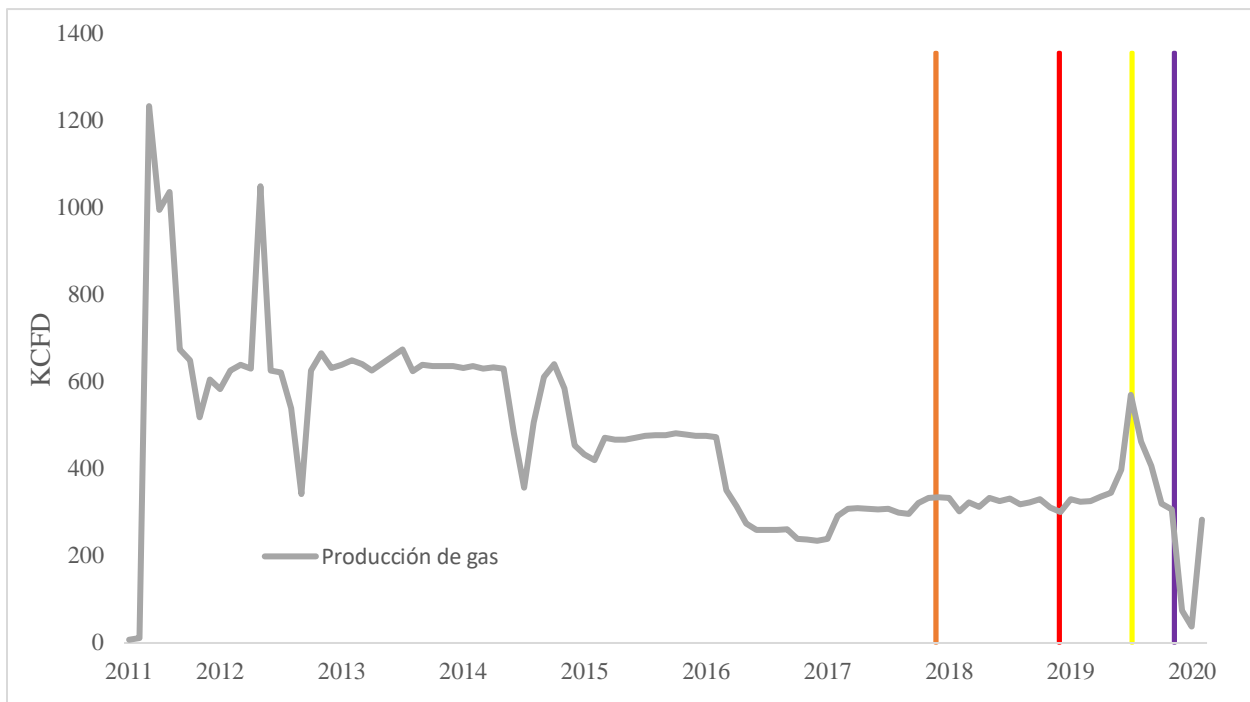
Línea morada: En el mes de diciembre del 2019 la bomba electrosomergible del sistema de levantamiento artificial sufre un taponamiento debido al movimiento en el equipo de perforación el cual genero un daño que pudo ser solucionado hasta enero del 2020, en las gráficas 8 y 9 se puede apreciar como las curvas de producción de petróleo, agua y gas descienden hasta llegar a un mínimo de 13,18 barriles de aceite, 66,98 barriles de agua y 37,5 kilo pies cúbicos de gas.

Figura 8

Historial de producción de petróleo y agua



Nota: Tomado de *Empresa operadora del pozo*, 2020

Figura 9*Historial de producción de gas*

Nota: Tomado de *Empresa operadora del pozo*, 2020

3.2 Problemas de corrosión en el pozo

El pozo en estudio no contaba con herramientas para monitorear las velocidades de corrosión y tampoco contaba con un sistema de protección que permitiera mitigar la formación de procesos corrosivos. Recientemente el pozo no había sido intervenido para realizar tratamientos alusivos al manejo de la corrosión, siendo el tratamiento químico que se expone en este trabajo el primero en realizarse en muchos años.

Inicialmente los problemas de corrosión se detectaron a partir de un estudio EEM con herramienta electromagnética, la herramienta se corrió desde 5440 ft hasta la superficie evaluando el estado de las tuberías de producción y revestimiento. La EEM es una herramienta de memoria

diseñada para evaluar la corrosión mediante la medición directa del ancho del casing y tubing en pozos de gas y petróleo, la medición se realiza a través de una o múltiples tuberías y revestidores.

Para evaluar la corrosión en las tuberías se tuvo en cuenta la clasificación mostrada en la tabla 3

Tabla 3

Clasificación de la corrosión según la pérdida de metal

| Grado (color) | Perdida del metal % | Descripción |
|----------------------|----------------------------|---|
| Amarillo | 0-5 % | Despreciable Generalmente no algo importante o que sea significativamente concerniente |
| Naranja | 5-10 % | Bajo Puede indicar el inicio de una actividad de corrosión localizada |
| Azul | 10-20 % | Moderado Este grado está asociado con un más alto nivel de corrosión y/o con la posibilidad de daño crítico en un área localizada |
| Rojo | ≥ 20 % | Intensivo Generalmente, está asociado con problemas de integridad en esa parte del tubular. Las corrosiones elevadas tienen alta probabilidad de peligro de penetración en la tubería |

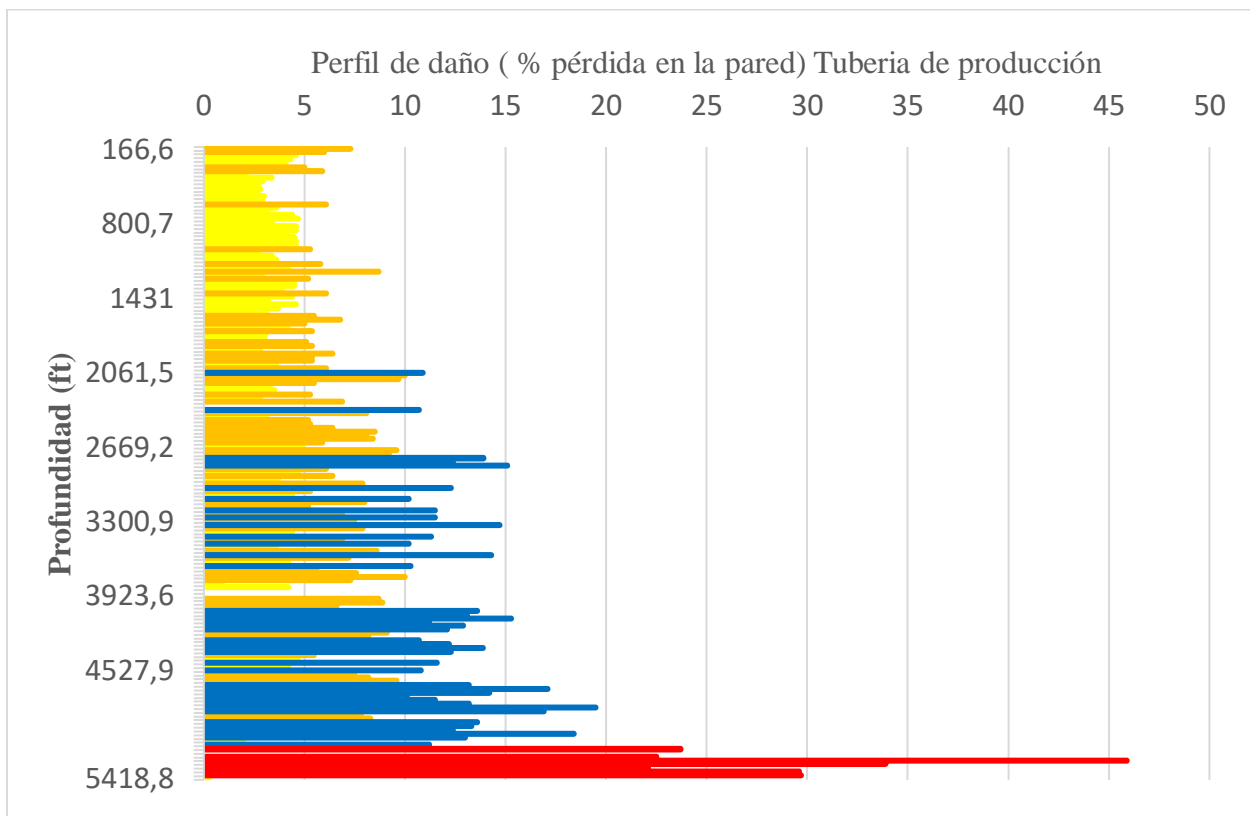
Nota: Tomado de *Empresa operadora del pozo*, 2019

La figura 10 muestra el perfil de daño obtenido con la EEM de la tubería de producción y la figura 11 muestra el perfil de daño para el caso de la tubería de revestimiento. Los ejes de las figuras relacionan el % de pérdida de metal en las paredes de la tubería de producción y revestimiento con la profundidad a la cual los datos de pérdida de metal fueron recolectados por la herramienta. En las figuras se pueden apreciar barras con distintos colores, dichos colores relacionan el grado de la corrosión presente en las tuberías tal como se indica en la clasificación de la corrosión mostrada en la tabla 3, siendo el color amarillo una corrosión despreciable, el color naranja una corrosión baja, el color azul una corrosión moderada y el color rojo una corrosión intensiva.

Basados en el perfil de daño obtenido con los datos recolectados con la EEM para la tubería de producción (figura 10), se concluyó que en la mayoría del intervalo en el que se corrió la herramienta se tenían corrosiones menores (barras naranja y amarilla), también se concluyó que a partir de la profundidad de 4000 ft la tubería de producción presentó daño por corrosión moderada (barra azul) y por debajo de la profundidad de 5210 ft se estaban presentando corrosiones altas (barra roja) con una posible pérdida significativa de metal. El máximo porcentaje de pérdida de metal en el intervalo estudiado para la tubería de producción fue de 45,9% a una profundidad de 5265,3 ft. Para construir el perfil de daño de la tubería de producción se utilizaron 170 pares de datos recolectados con la herramienta EEM.

Figura 10

Perfil de daño tubería de producción

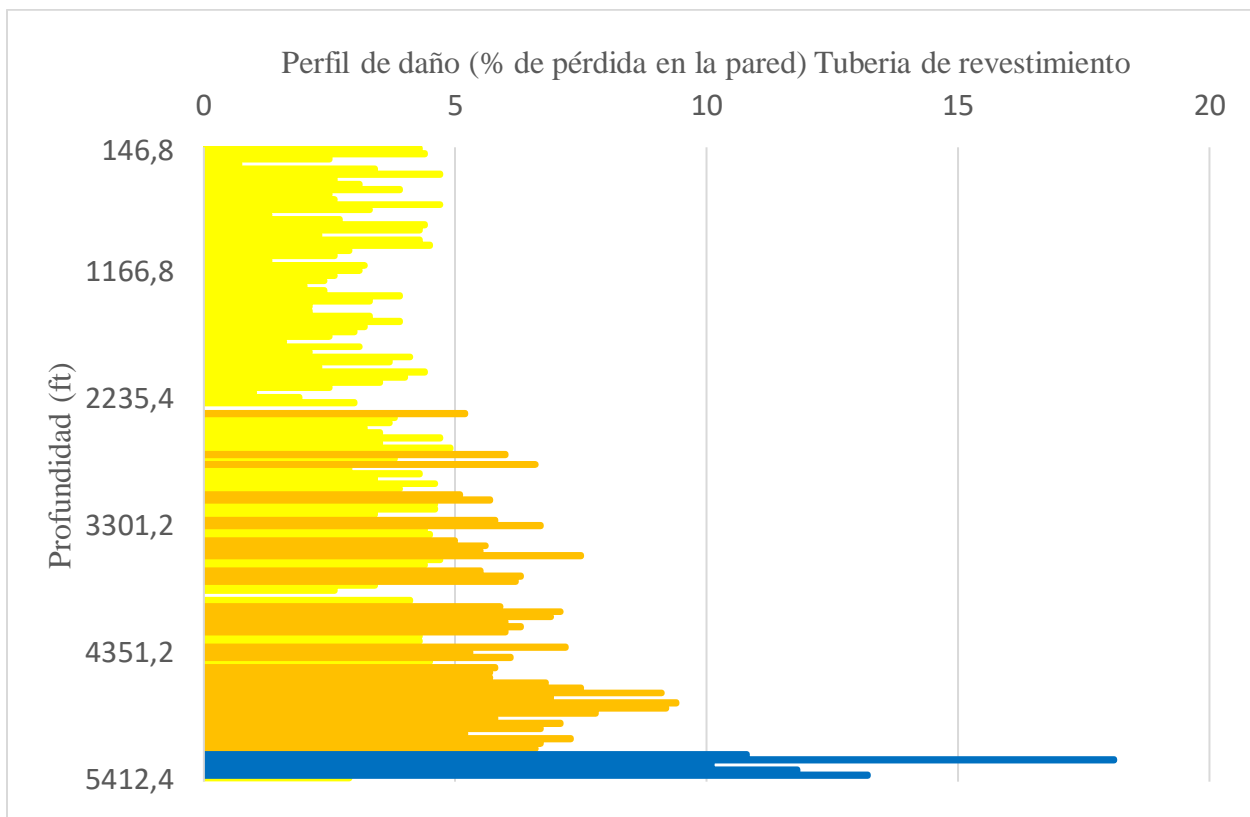


Nota: Adaptado de *Empresa operadora del pozo*, 2019

Para el caso del perfil de daño obtenido con los datos recolectados con la EEM para la tubería de revestimiento (figura 11), se concluyó que en la mayoría del intervalo en el que se corrió la herramienta se tenían corrosiones menores (barras naranja y amarilla), también se concluyó que por debajo de la profundidad de 5210 ft se estaban presentando corrosiones moderadas (barra azul) con una posible pérdida significativa de metal. El máximo porcentaje de pérdida de metal en el intervalo estudiado para la tubería de revestimiento fue de 18,1% a una profundidad de 5265,1 ft. Para construir el perfil de daño de la tubería de revestimiento se utilizaron 125 pares de datos recolectados con la herramienta EEM.

Figura 11

Perfil de daño tubería de revestimiento



Nota: Adaptado de *Empresa operadora del pozo*, 2019

El estudio EEM concluyó la existencia de problemas de corrosión en el pozo, sin embargo, no se aplicaron las respectivas medidas correctivas para mitigar el problema en su momento.

Los problemas de corrosión fueron más evidentes en el pozo gracias a que se realizó un trabajo de wellservice con el objeto de cambiar el sistema de levantamiento artificial por gas lift a un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. Durante la operación de retiro de la sarta de producción se identificó que esta presentaba problemas severos de corrosión (figura 12), tubería rota y colapsada.

Figura 12

Estado de la sarta recuperada



Nota: Tomado de *Empresa operadora del pozo*, 2019.

Teniendo en cuenta el estado crítico que presentaba la sarta de producción se corrió un registro de integridad para determinar el estado del casing cuya respuesta permitió inferir que no presentaba daños ni presencia severa de corrosión. El registro se corrió desde una profundidad de 6400 ft hasta la superficie. A continuación, se describen los aspectos más relevantes de la intervención al pozo:

- Se recuperó una longitud total de 6212 ft de tubería de producción, en este punto la tubería salió partida por cuerpo

- A partir de la junta # 147 la tubería presentó corrosión severa, tubería rota y colapsada
- En el pozo quedó como pescado 1837 ft de tubería de producción los cuales posteriormente fueron recuperados mediante trabajos de pesca
- Se concluyó que el intervalo productor podría estar afectado por material metálico
- Se instaló el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible

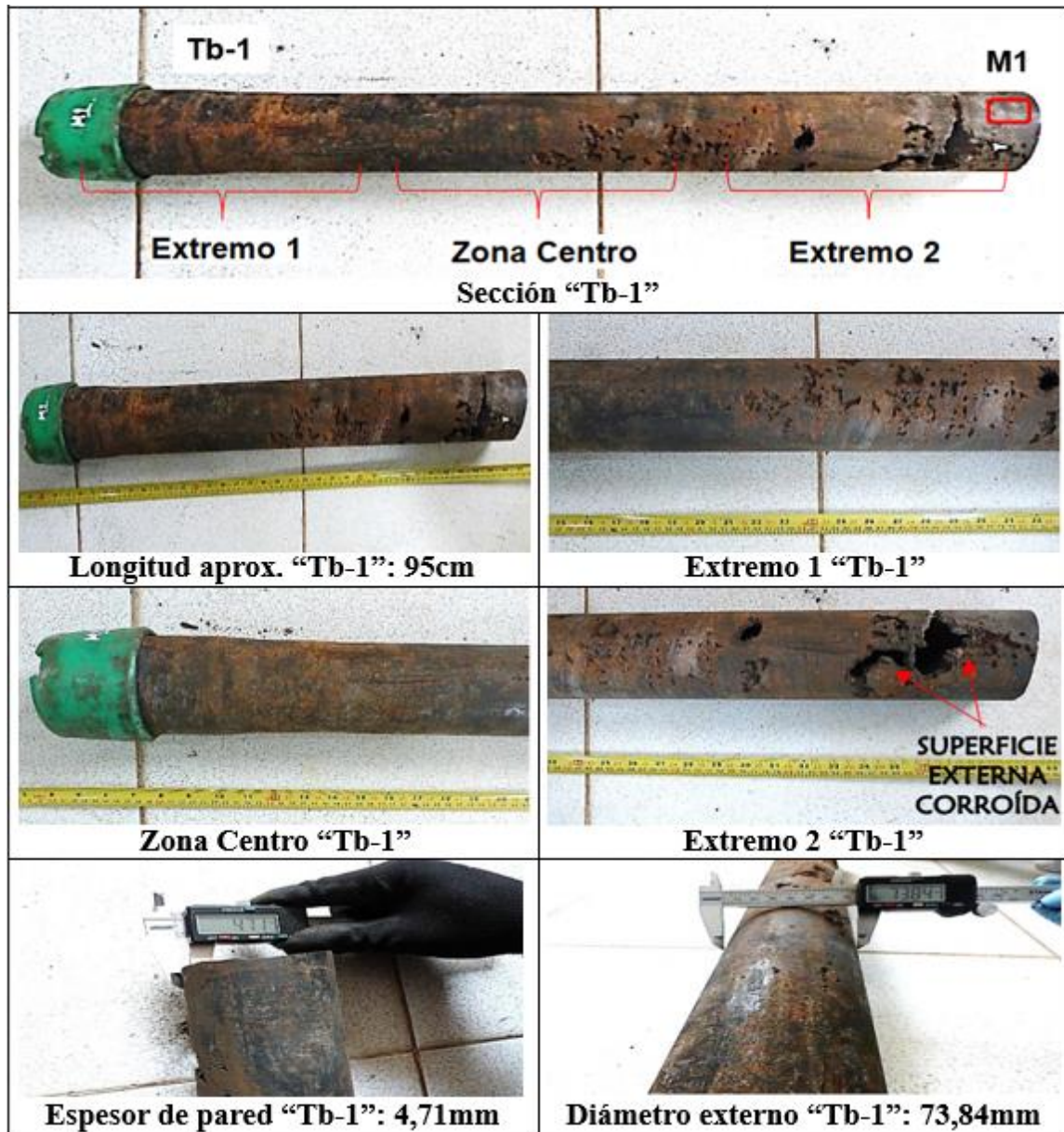
Evidentemente la ausencia de un sistema de protección que mitigará la formación de procesos corrosivos en la tubería generó costos elevados por concepto de cambio de tubería y limpieza del pozo, además de pérdidas económicas por el tiempo que se dejó de producir.

4. Metodología para determinar la causa raíz de la corrosión

Para determinar la causa raíz de la corrosión se analizaron dos secciones de tubería retiradas del pozo denominadas “Tb-1” y Tb-2” mediante técnicas de laboratorio, posterior a esto y teniendo en cuenta los resultados obtenidos en cada una de las pruebas se concluye el mecanismo de corrosión. Las técnicas de laboratorio empleadas para determinar la causa raíz de la corrosión son las siguientes:

4.1 Inspección visual

Se realizó la inspección visual a la tubería “Tb-1” (figura 13) el cual tiene una longitud de 96 cm, espesor de pared de 4,41 mm y diámetro externo de 73,84 mm, la tubería presenta daños en la cara externa asociados a fenómenos de corrosión y pérdida de material en el extremo 2. La cara interna no presenta deterioros alusivos a procesos de corrosión.

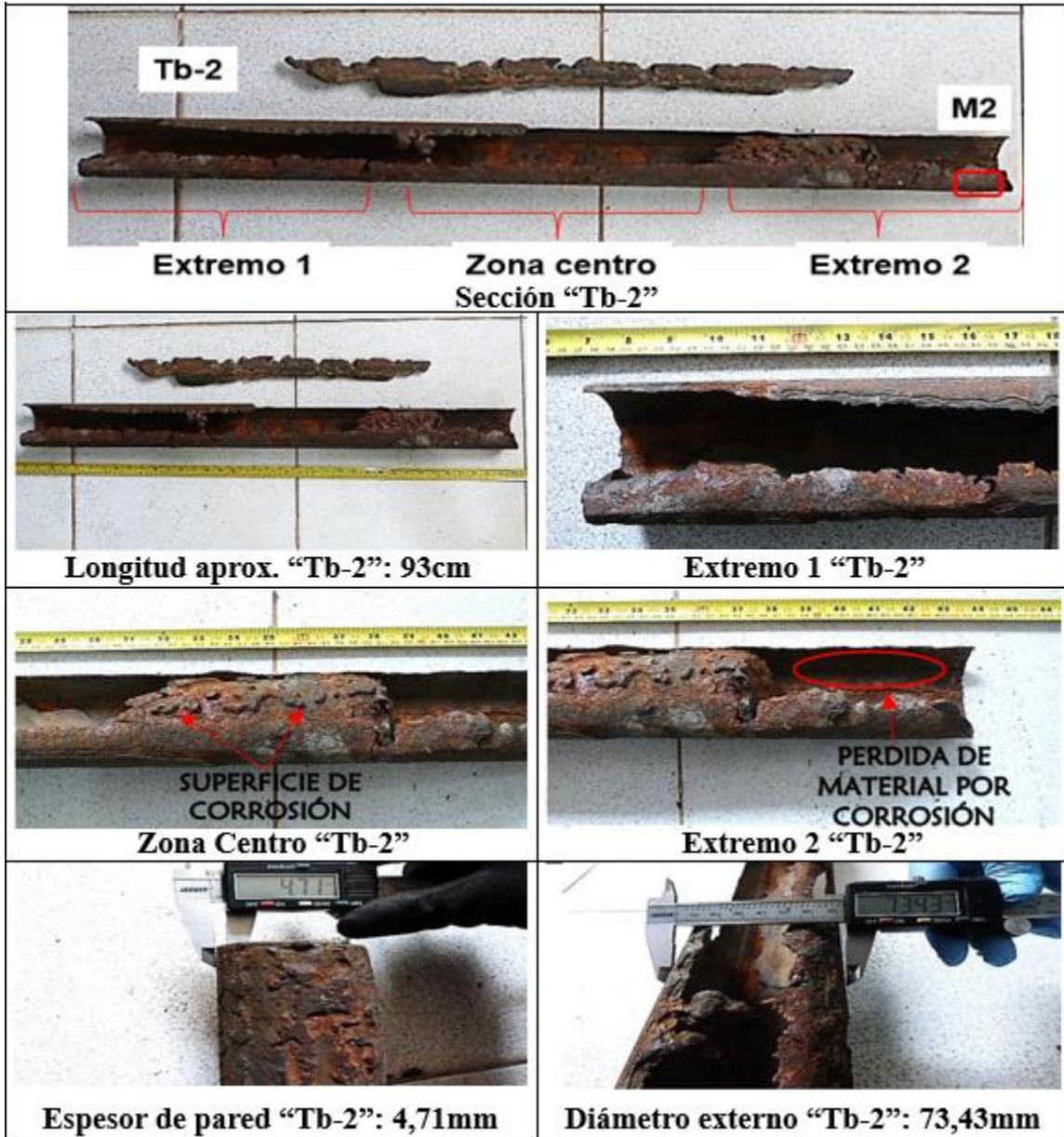
Figura 13*Sección 1, Tubería "Tb-1"*

De igual manera se realizó la inspección visual a la tubería "Tb-2" (figura 14) el cual tiene una longitud de 93 cm, espesor de pared de 4,71 mm y diámetro externo de 73,43 mm, la tubería presenta daños en la cara externa asociados a fenómenos de corrosión y se evidencia una pérdida

severa de material tanto en el extremo 1, centro y extremo 2. La superficie interna no presenta deterioros alusivos a procesos de corrosión.

Figura 14

Sección 2, Tubería "Tb-2"



4.2 Morfología del daño por microscopia óptica

Para determinar la morfología del daño de cada sección de tubería se empleó la técnica de microscopia óptica cuyos resultados se detallan a continuación.

Se observó mediante la técnica de microscopia óptica para el “Tb-1” (figura 15) una morfología de corrosión con lagos o cráteres (pits) en forma de conos, los pits en algunos casos terminan en perforaciones con un avance de daño significativo que puede terminar en la pérdida masiva de material. Así mismo, se evidenciaron ángulos agudos grabados que junto con la morfología de lagos en forma de cono son característicos de procesos de corrosión por H₂S.

En el caso del “Tb-2” (figura 16) se presentó una morfología de corrosión similar al “Tb-1”, sin embargo, es más evidente la generalización del daño, la integridad del material se ve afectada respecto a su espesor que para algunas zonas generaron perforaciones.

Figura 15

Morfología del daño por microscopía óptica "Tb-1"

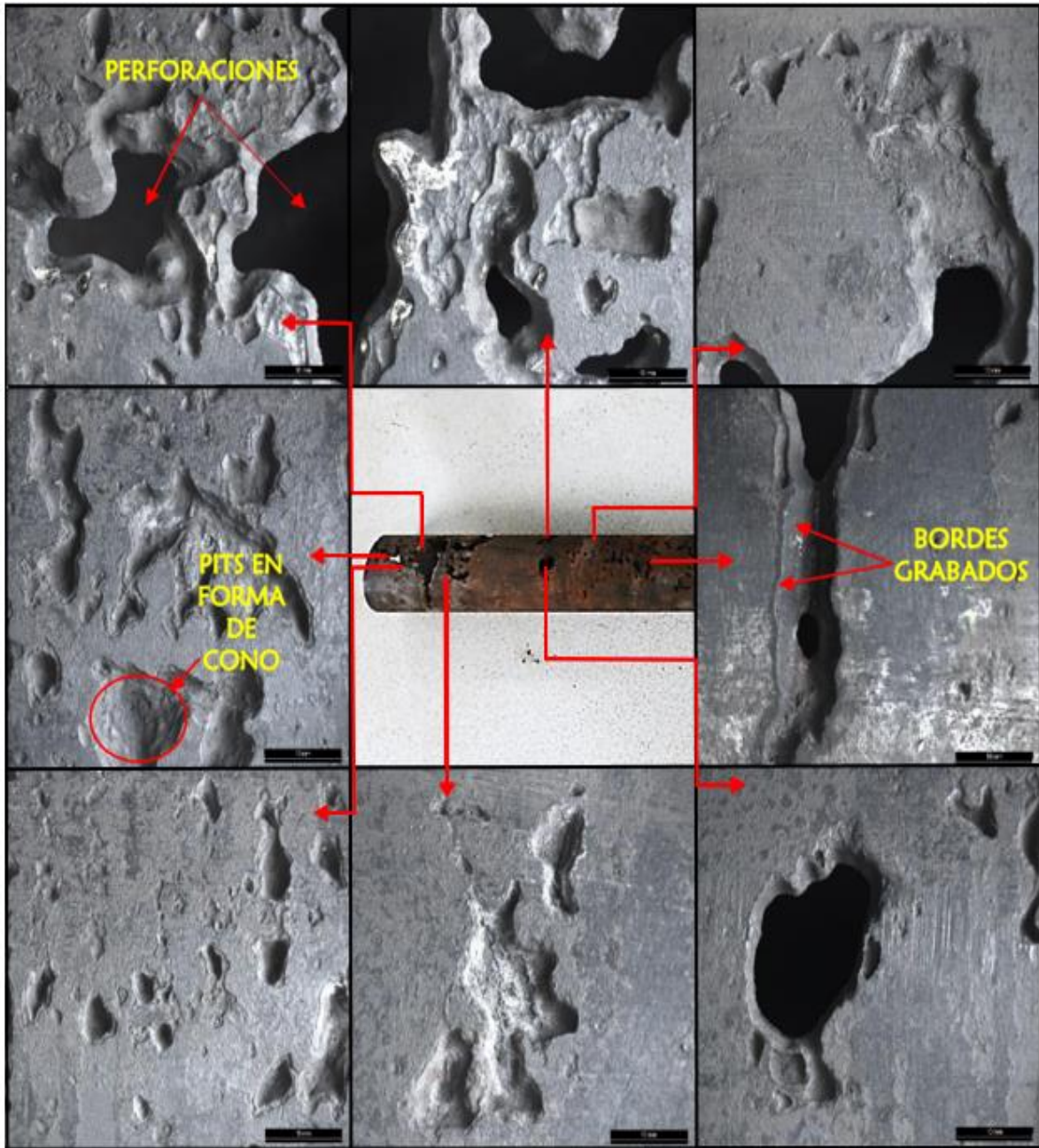
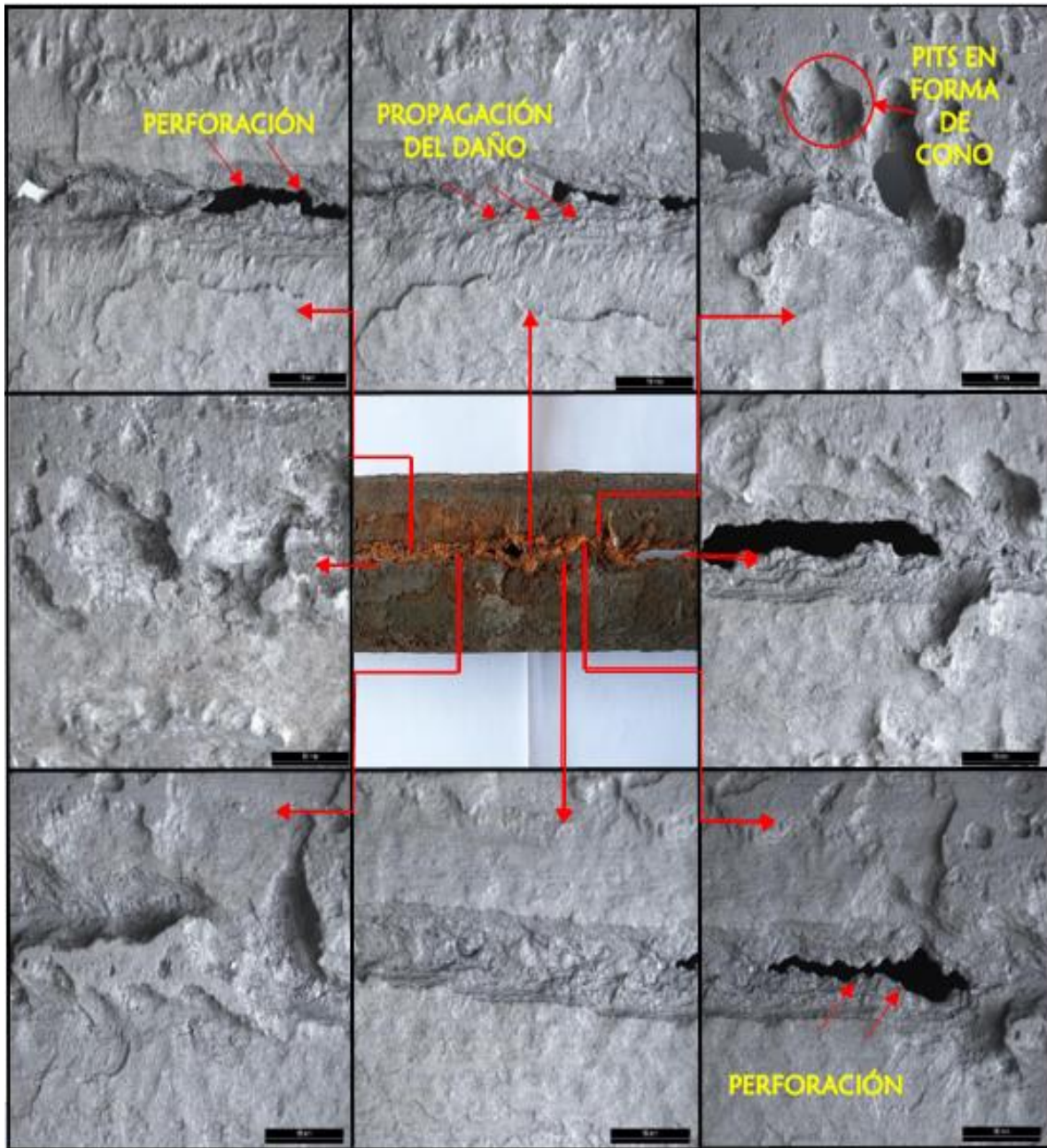


Figura 16

Morfología del daño por microscopía óptica "Tb-2"

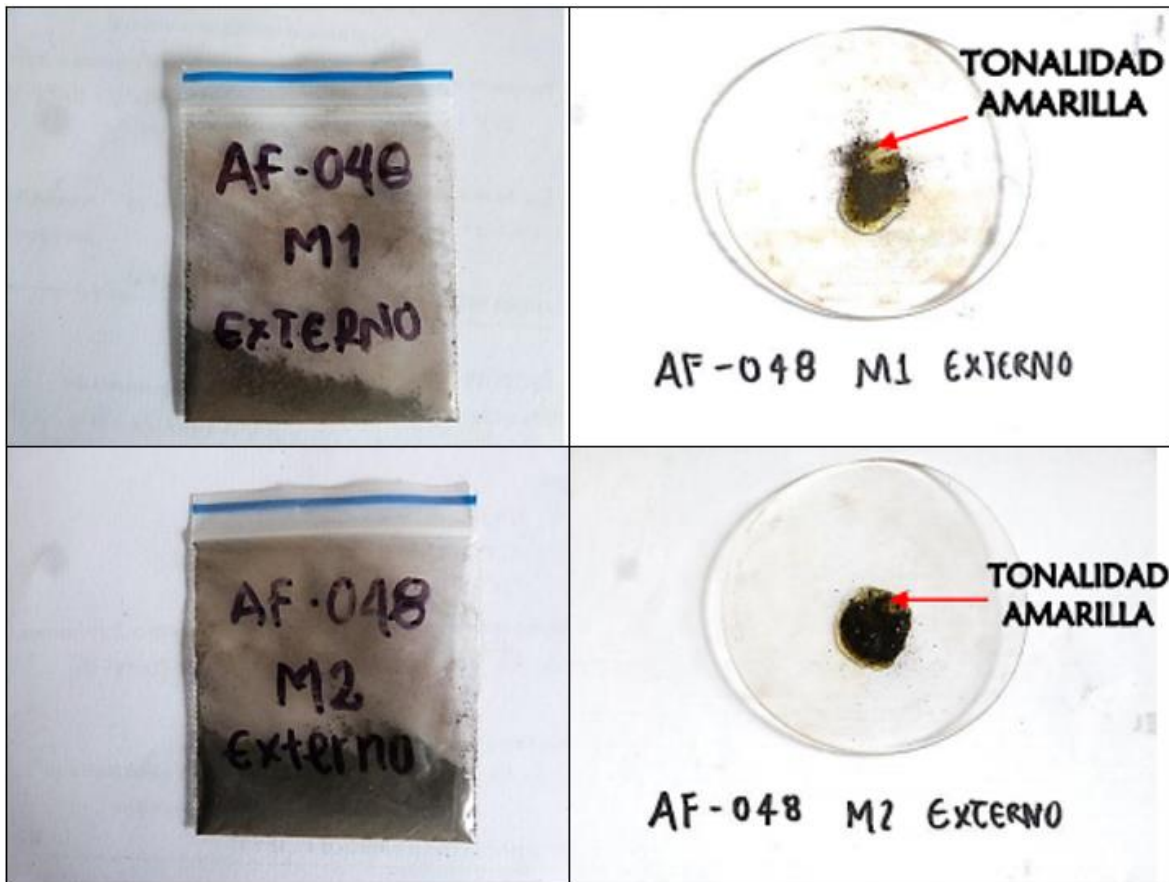


4.3 Marcha analítica

De la superficie externa de las secciones de tubería se tomaron productos de corrosión con el fin de realizar una marcha analítica con ácido clorhídrico (HCl) (figura 17) para determinar los posibles compuestos presentes.

Figura 17

Resultados marcha analítica a productos de corrosión del “Tb-1” y “Tb-2”



Se identificó mediante el método de marcha analítica que al contacto entre los productos de corrosión con el HCl tanto para el “Tb-1” como para el “Tb-2” se generó una coloración de tonalidad amarilla la cual es un indicativo de la presencia de compuestos formados por azufre o dióxido de carbono.

4.4 Difracción de rayos x (DRX)

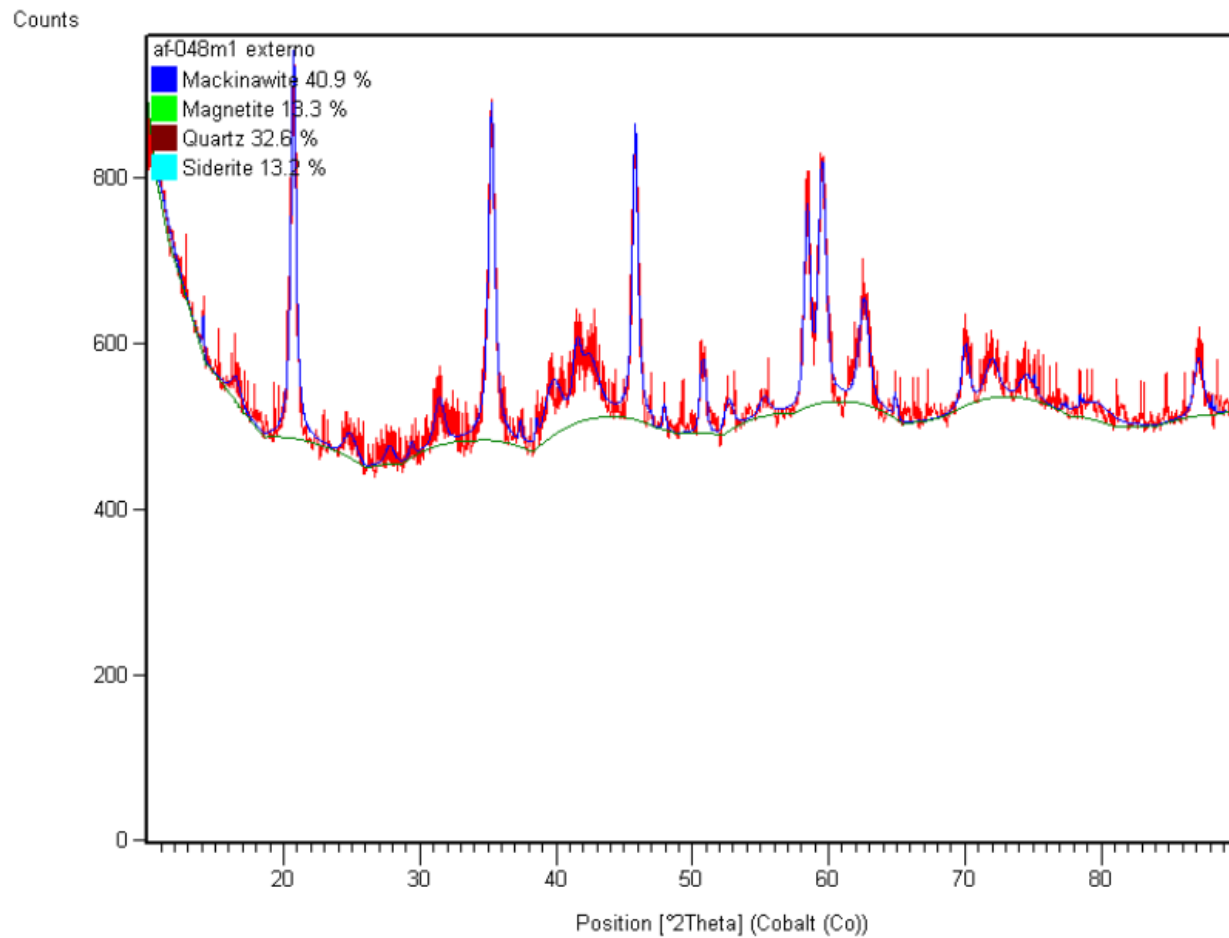
Debido a los resultados obtenidos en la prueba de la marcha analítica, se realizó un análisis de los productos de corrosión tanto para el “Tb-1” como para el “Tb-2” mediante la técnica de DRX con el fin de corroborar la presencia de compuestos formados por azufre y por dióxido de carbono.

La difracción de rayos x realiza una determinación cualitativa de los compuestos cristalinos presentes en los materiales sólidos recuperados de las tuberías, estos análisis identifican el compuesto presente comparando el patrón de difracción de rayos x de una muestra desconocida con una base de datos de patrones de referencia reconocida internacionalmente, la identificación del compuesto es sencilla ya que cada sustancia cristalina presenta su propio espectro de difracción. Las figuras 18 y 19 muestran los difractogramas correspondientes a los productos de corrosión de las tuberías analizadas.

Los patrones de difracción de rayos x de los productos de corrosión del “Tb-1” presentados en la figura 18 muestran picos correspondientes a compuestos del tipo sulfuro como la mackinawita (40,9 %), óxidos como la magnetita (18,3 %) y carbonatos de hierro como la siderita (13,2 %) en la muestra analizada. Los anteriores resultados permitieron comprobar la presencia de estos compuestos en los productos de corrosión. El compuesto de mayor porcentaje (mackinawita) es un sulfuro de hierro el cual se forma a partir de la acción del H_2S , por lo cual se dedujo la existencia de fenómenos corrosivos asociados al sulfuro de hidrogeno en el sistema.

Figura 18

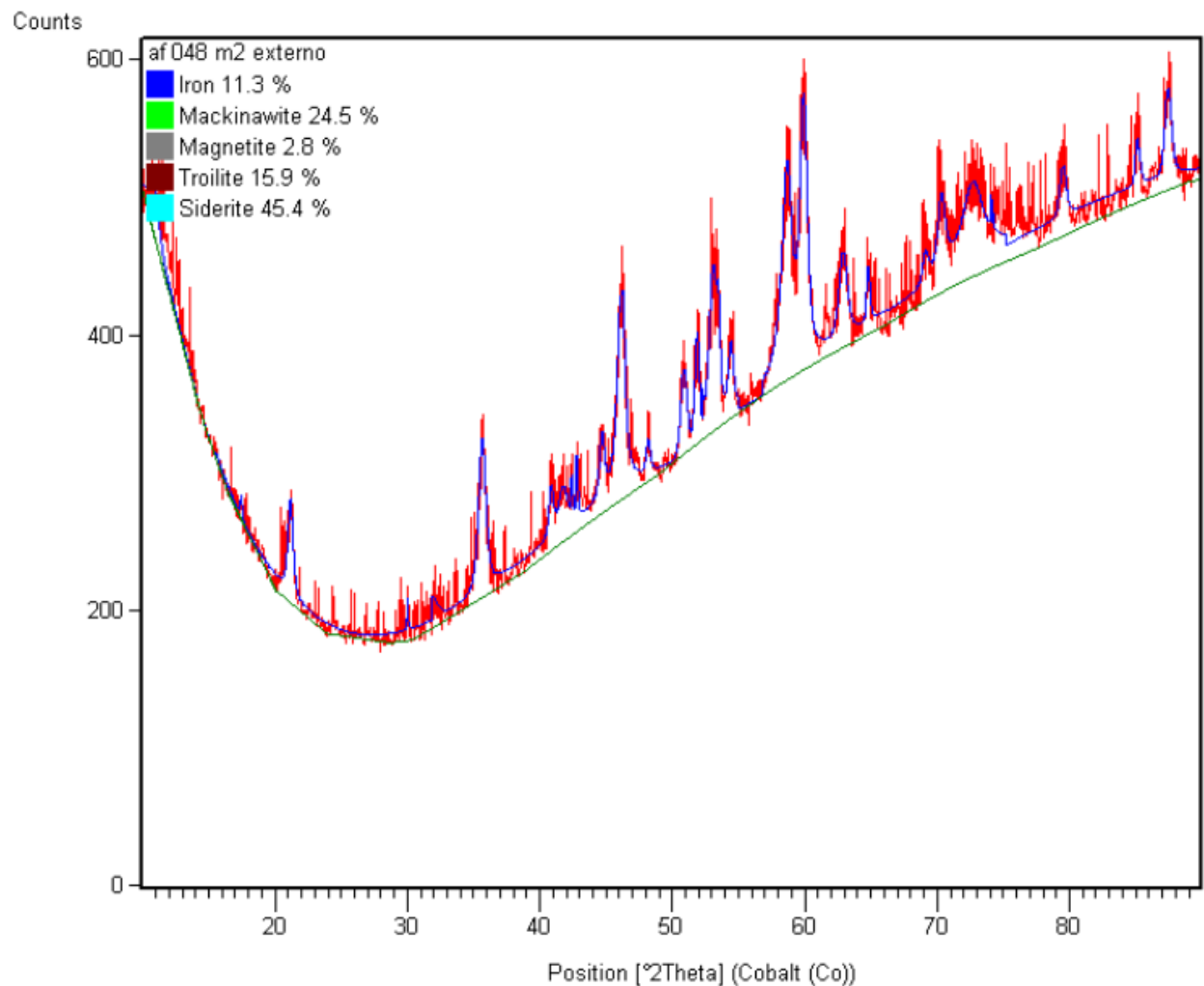
Espectro de difracción de los productos de corrosión del “Tb-1”



Los patrones de difracción de rayos x de los productos de corrosión del “Tb-2” presentados en la figura 19 muestran picos correspondientes a compuestos del tipo sulfuro como la mackinawita (24,5 %) y la troilita (15,9)%, óxidos como la magnetita (2,8 %) y carbonatos de hierro como la siderita (45,4 %) en la muestra analizada. Los anteriores resultados permitieron comprobar la presencia de estos compuestos en los productos de corrosión. El compuesto de mayor porcentaje (siderita) es un carbonato de hierro el cual se forma a partir de la acción del CO_2 en contacto con el agua, por lo cual se dedujo la existencia de fenómenos corrosivos asociados al dióxido de carbono en el sistema.

Figura 19

Espectro de difracción de los productos de corrosión del “Tb-2”



4.5 Análisis de resultados

Se realizó un barrido topográfico en la zona de daño, una marcha analítica a los productos de corrosión y un análisis por medio de DRX con el propósito de determinar la causa raíz de la falla en estudio, el diagnóstico del daño se realizó en base a las evidencias presentes en las secciones de tubería.

Mediante inspección visual se identificaron daños severos en la superficie externa de ambas tuberías alusivos a fenómenos corrosivos, por el contrario, en su interior no se evidenciaron rastros que indiquen daños por procesos de corrosión.

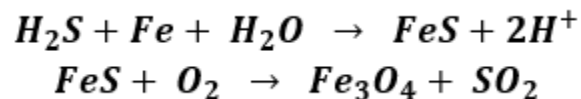
Por medio de microscopia óptica para el caso de la tubería identificada como “Tb-1”, se evidenciaron diferentes “pits” en forma de cono con bordes agudos y grabados que en algunas zonas generaron perforaciones en su espesor de pared afectando la integridad de la tubería, dicha morfología es característica de procesos de corrosión por presencia de H₂S. Por su parte para el caso de la tubería denominada “Tb-2” se identificó que el mecanismo de daño en su superficie es similar al del “Tb-1”, sin embargo, el daño es más generalizado ya que existe una pérdida de material severa.

Los resultados de la interacción entre el ácido clorhídrico y los productos de corrosión externos en ambas tuberías usando la técnica de la marcha analítica permitió identificar una tonalidad amarilla para ambos casos, dicha tonalidad amarilla indicó la posible presencia de compuestos formados por azufre. Lo anterior se confirmó por el método de DRX, teniendo como resultado la presencia de compuestos en forma de sulfuros, óxidos y carbonatos de hierro.

Los compuestos en forma de sulfuros y óxidos se forman a partir de la siguiente interacción por medio del sulfuro de hidrogeno (H₂S):

Figura 20

Reacción de formación del FeS y Fe₃O₄ a partir del H₂S



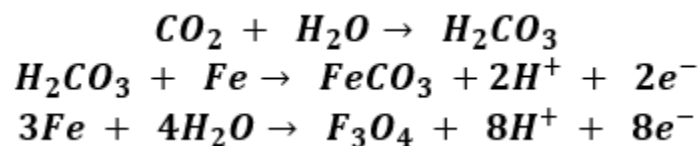
Una vez el sulfuro de hidrogeno entra en contacto con el hierro metálico y con la presencia de agua proveniente del pozo se produce una interfase donde el hierro metálico actúa como ánodo

en la reacción cediendo sus electrones, de esta manera se forma el sulfuro de hierro. El sulfuro de hierro reacciona con el oxígeno contenido por el agua y forma la magnetita más un gas denominado dióxido de sulfuro.

De igual manera la formación de carbonatos de hierro es debida a la interacción del dióxido de carbono de la siguiente manera:

Figura 21

Reacción de formación del $FeCO_3$ a partir del CO_2



El dióxido de carbono interactúa con el agua formando ácido carbónico débil, dicho ácido reacciona con el hierro produciendo carbonato de hierro.

Finalmente, teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se concluyó que el daño evidenciado en las secciones de tubería se generó por la interacción mixta de sulfuro de hidrógeno (H_2S) con dióxido de carbono (CO_2).

5. Selección inhibidor de corrosión

5.1 Pruebas de botella

Para seleccionar el inhibidor más adecuado para su aplicación en el pozo se realizaron pruebas de botella con cupones y diferentes alternativas de inhibidor de corrosión a concentraciones de 30 y 50 ppm. Se tomó una muestra representativa del agua de producción del pozo y se realizó su respectivo análisis fisicoquímico cuyos resultados se muestran en la tabla 4.

Tabla 4*Análisis fisicoquímico del agua de producción*

| VARIABLE | AGUA INICIAL |
|---|---------------------|
| pH | 7 |
| Temperatura °F | 20,6 |
| Alcalinidad (mg/l) | 340 |
| Dureza total CO ₃ (mg/l) | 610 |
| Dureza cálcica CaCO ₃ | 510 |
| Hierro total (mg/l) (Fe ⁺⁺) | 3 |
| Bario (mg/l) (Ba ⁺⁺) | 2 |
| Sulfatos (mg/l) | 1 |
| <u>Gases Disueltos:</u> | |
| Oxigeno PPB | 100 |
| H ₂ S (mg/l) | 0 |
| CO ₂ (mg/l) | 120 |

A continuación, se dosificaron los diferentes productos a evaluar (tabla 5) con una concentración de 30 y 50 ppm en 10 botellas de 400 ml con su respectivo blanco, cada botella se agitó durante un minuto.

Tabla 5*Dosificación inhibidores de corrosión en pruebas de botella*

| | PRODUCTO | PPM |
|----------|-----------------|------------|
| 1 | INH COR A | 30 |
| 2 | INH COR B | 30 |
| 3 | INH COR A | 50 |
| 4 | INH COR B | 50 |

| | | |
|----|-----------|----|
| 5 | INH COR C | 50 |
| 6 | INH COR D | 50 |
| 7 | INH COR E | 50 |
| 8 | INH COR C | 30 |
| 9 | INH COR D | 30 |
| 10 | BLANCO | - |

Figura 22

Dosificación de inhibidores e instalación de cupones en las botellas



Transcurridos 9 días se retiraron los cupones para su respectiva lectura y se realizaron análisis fisicoquímicos a cada una de las botellas.

Figura 23*Cupones transcurridos 9 días*

A continuación, se muestran los resultados en la tabla 6 de los análisis fisicoquímicos para cada una de las botellas.

Tabla 6*Análisis fisicoquímicos al agua presente en las botellas transcurridos 9 días*

| Variable | Agua inicial | Blanco | Inh | Inh | Inh | Inh | Inh | Inh | Inh | Inh | Inh |
|-------------------------------------|--------------|--------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | A (30 ppm) | B (30 ppm) | A (50 ppm) | B (50 ppm) | C (50 ppm) | D (50 ppm) | E (50 ppm) | C (30 ppm) | D (30 ppm) |
| pH | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| Temperatura °F | 340 | 340 | 340 | 290 | 290 | 290 | 290 | 300 | 420 | 340 | 340 |
| Alcalinidad (mg/l) | 340 | 340 | 340 | 290 | 290 | 290 | 290 | 300 | 420 | 340 | 340 |
| Dureza total CO ₃ (mg/l) | 610 | 710 | 710 | 620 | 610 | 750 | 630 | 590 | 670 | 630 | 650 |
| Dureza cálcica CaCO ₃ | 510 | 510 | 570 | 390 | 480 | 430 | 450 | 390 | 390 | 450 | 510 |

| | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|---|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Hierro Total | 3 | 3 | 5,8 | 5,43 | 5,67 | 5,57 | 3,94 | 4,16 | 4,44 | 4,29 | 4,33 |
| (mg/l) (Fe ⁺⁺) | | | | | | | | | | | |
| Bario (mg/l) | 2 | 2 | 0 | 0 | 4 | 2 | 6 | 3 | 8 | 6 | 7 |
| (Ba ⁺⁺) | | | | | | | | | | | |
| Sulfatos (mg/l) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| (mg/l) | | | | | | | | | | | |
| <u>Gases disueltos</u> | | | | | | | | | | | |
| Oxígeno PPB | 100 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| H ₂ S (mg/l) | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CO ₂ (mg/l) | 120 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

5.2 Análisis de resultados

Según los análisis fisicoquímicos (tabla 6), se observa un mínimo cambio del contenido de hierro disuelto para la botella con el inhibidor C a 50 ppm y la botella con el inhibidor D a 50 ppm comparado con el valor del agua inicial, por lo cual podría inferirse que para estos inhibidores se obtendrán menores tasas de corrosión y una mayor protección del cupón.

Figura 24

Limpieza de cupones luego de ser retirados de las botellas



Luego de retirarse los cupones de las botellas se realizó el respectivo lavado (figura 24) y pesaje con el fin de calcular la velocidad de corrosión representada en mpy.

Tabla 7

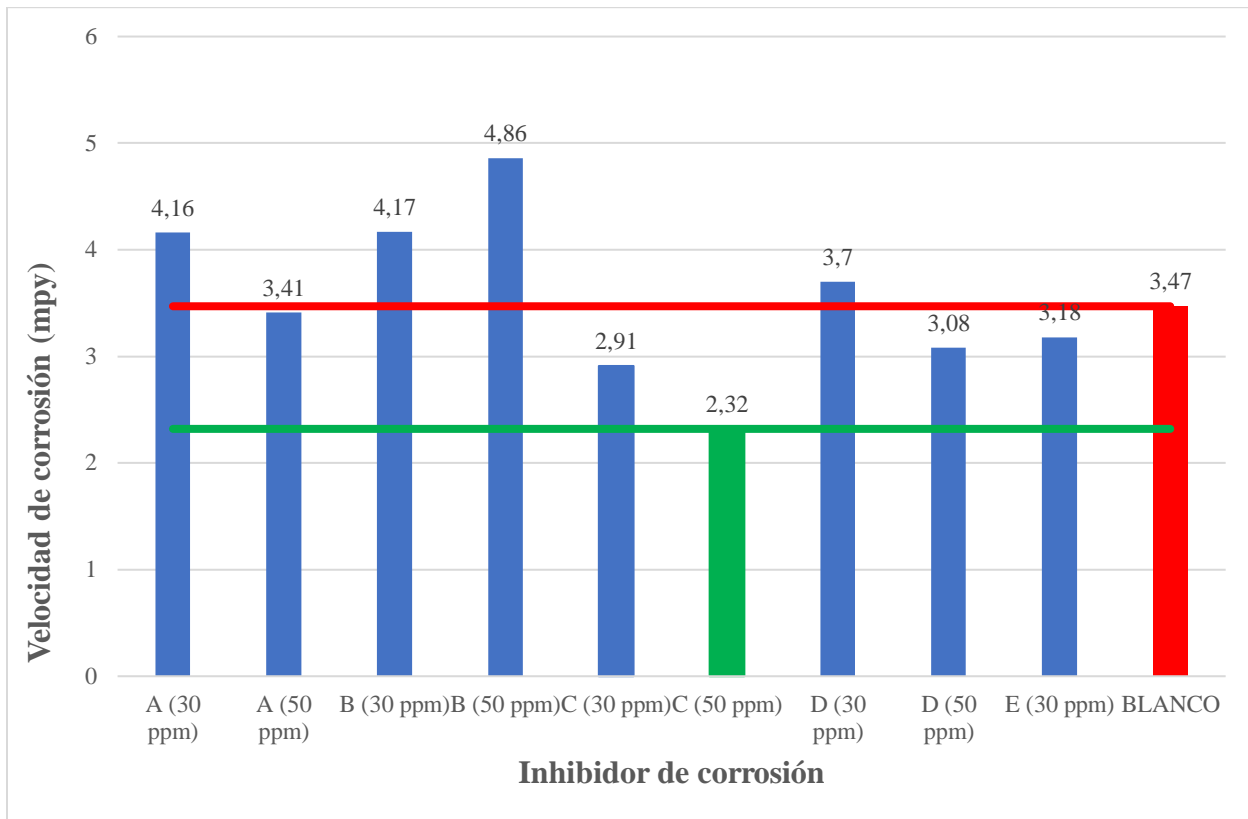
Velocidades de corrosión con los diferentes inhibidores evaluados

| Producto | Ppm | # | Pi (g) | Pf (g) | Velocidad de corrosión (mpy) |
|-----------------|------------|----------|---------------|---------------|-------------------------------------|
| INH COR A | 30 | D454 | 34.4986 | 34,4371 | 4,16 |
| INH COR B | 30 | D445 | 34.4476 | 34,386 | 4,17 |
| INH COR A | 50 | D453 | 34.4005 | 34,3502 | 3,41 |
| INH COR B | 50 | D451 | 34.6851 | 34,6133 | 4,86 |
| INH COR C | 50 | D446 | 34.3413 | 34,307 | 2,32 |
| INH COR D | 50 | D448 | 34.8043 | 34,7588 | 3,08 |
| INH COR E | 50 | D450 | 34.4189 | 34,3719 | 3,18 |
| INH COR C | 30 | D449 | 34.387 | 34,344 | 2,91 |
| INH COR D | 30 | D452 | 34.6416 | 34,5869 | 3,70 |
| BLANCO | - | D447 | 34.2598 | 34,2086 | 3,47 |

Como se observa en la figura 25, la menor velocidad de corrosión fue con el inhibidor C (2,32 mpy) a una concentración de 50 ppm transcurridos 9 días de la prueba, por tanto el inhibidor C se seleccionó para ser aplicado en el pozo . Con los resultados anteriormente obtenidos se concluye que a mayor concentración el inhibidor C tendrá mejores rendimientos traducidos en reducción de la velocidad de corrosión.

Figura 25

Velocidad de corrosión con los diferentes inhibidores evaluados



5.3 Descripción del inhibidor seleccionado

Inhibidor de corrosión que es utilizado cuando se necesita un alto grado de disolubilidad en el agua. Provee una excelente protección cuando se tiene presencia de gases disueltos como CO₂, H₂S, O₂ y contra la biocorrosión en sistemas con o sin hidrocarburos.

Tabla 8

Composición e información sobre los componentes del inhibidor de corrosión

| | |
|--------------------------------|------------------------|
| Nombre químico genérico | Mezcla de ácidos |
| Sinónimos | Inhibidor de corrosión |
| Categoría | Formador de película |

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Naturaleza química | Orgánica |
| Componentes peligrosos | Ácidos fuertes |

Nota: Tomado de *Empresa prestadora de servicios químicos*, 2020

Tabla 9

Propiedades físicas y químicas del inhibidor de corrosión

| Aspecto | Unidades de referencia | Valor/Aspecto |
|-----------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Estado físico | No aplica | Líquido |
| Color | No aplica | Ámbar |
| Olor | Sin datos disponibles | Característico de los ácidos |
| Gravedad específica | Agua= 1gm/cm ³ | 0,90-0,94 |
| Densidad relativa del vapor | Aire= 1kg/m ³ | <1 |
| pH | Sin unidades | 4.0- 6.0 |
| Punto de ebullición | °C | 110 |
| Punto de inflamación | °C | <23 |
| Presión de vapor | mm Hg | <1 |
| Solubilidad | % | 100% agua |
| Índice de refracción | nD | 1,37-1,39 |
| Viscosidad | cP | <100 |

Nota: Tomado de *Empresa prestadora de servicios químicos*, 2020

6. Aplicación y evaluación del inhibidor de corrosión

Como se describió con anterioridad, no existía en el pozo un sistema que permitiera monitorear las velocidades de corrosión, por tal razón fue necesaria la instalación de cupones de corrosión en cabeza de pozo y poner en funcionamiento el pozo durante un mes sin el tratamiento químico con la finalidad de tener un valor de referencia (línea base) para posteriormente

contrastarlo con las velocidades de corrosión obtenidas aplicando el inhibidor y determinar la eficiencia de este.

Los primeros cupones de corrosión se instalaron en el pozo a principios del mes de febrero y fueron retirados al final del mismo mes (figura 27), luego de retirados los cupones, se procedió a determinar la velocidad de corrosión y así mismo se inició con la aplicación y monitoreo del tratamiento químico mediante cupones, el método seleccionado para aplicar el inhibidor es tratamiento por baches. El tratamiento por baches está diseñado para colocar una película de inhibición que proporciona protección entre tratamientos.

Figura 26

Cupón de corrosión sin tratamiento químico



En el mes de marzo se inició bombeando el tratamiento químico por el anular a una concentración de 150 ppm de inhibidor de corrosión, mensualmente se bombea cuatro veces el tratamiento con un lapso entre tratamientos generalmente de 7 días. A continuación, se observa una tabla con la descripción de las aplicaciones por baches realizadas en el pozo.

Tabla 10*Baches de tratamiento químico realizados en el pozo*

| BACHE # | FECHA | PPM | INH COR (gal) | PRODUCTO |
|----------------|--------------|------------|----------------------|-----------------|
| 1 | 01/03/2020 | 150 | 7,5 | Inhibidor C |
| 2 | 08/03/2020 | 150 | 7,5 | Inhibidor C |
| 3 | 16/03/2020 | 150 | 6,8 | Inhibidor C |
| 4 | 23/03/2020 | 150 | 6,8 | Inhibidor C |
| 5 | 06/04/2020 | 150 | 7,5 | Inhibidor C |
| 6 | 12/04/2020 | 150 | 6,8 | Inhibidor C |
| 7 | 19/04/2020 | 150 | 6 | Inhibidor C |
| 8 | 26/04/2020 | 150 | 6,2 | Inhibidor C |
| 9 | 03/05/2020 | 150 | 7,2 | Inhibidor C |
| 10 | 11/05/2020 | 150 | 7,2 | Inhibidor C |
| 11 | 18/05/2020 | 150 | 7 | Inhibidor C |
| 12 | 23/05/2020 | 150 | 7,2 | Inhibidor C |
| 13 | 30/05/2020 | 150 | 6,9 | Inhibidor C |
| 14 | 08/06/2020 | 150 | 7 | Inhibidor C |
| 15 | 13/06/2020 | 150 | 7,2 | Inhibidor C |
| 16 | 21/06/2020 | 150 | 7 | Inhibidor C |
| 17 | 28/06/2020 | 150 | 7 | Inhibidor C |
| 18 | 04/07/2020 | 250 | 10 | Inhibidor C |
| 19 | 11/07/2020 | 250 | 10 | Inhibidor C |
| 20 | 18/07/2020 | 250 | 9,8 | Inhibidor C |
| 21 | 25/07/2020 | 250 | 9,7 | Inhibidor C |
| 22 | 03/08/2020 | 250 | 10 | Inhibidor C |
| 23 | 10/08/2020 | 250 | 10 | Inhibidor C |
| 24 | 17/08/2020 | 250 | 9,3 | Inhibidor C |
| 25 | 25/08/2020 | 250 | 9,6 | Inhibidor C |

| | | | | |
|-----------|------------|-----|------|-------------|
| 26 | 06/09/2020 | 250 | 9,9 | Inhibidor C |
| 27 | 14/09/2020 | 250 | 10,5 | Inhibidor C |
| 28 | 21/09/2020 | 250 | 10,2 | Inhibidor C |
| 29 | 28/09/2020 | 250 | 10,5 | Inhibidor C |

Como se observa en la tabla 9, el inicio del tratamiento químico para el pozo fue el 1 de marzo de 2020 con una concentración de 150 ppm de inhibidor de corrosión, antes no tenía ningún tipo de tratamiento y como consecuencia de esto a finales del año 2019 fue necesario cambiar por completo la sarta de producción que presentaba fallas por corrosión severa.

En el mes de julio fue necesario aumentar la concentración de inhibidor a 250 ppm debido a que la velocidad de corrosión se encontraba por encima de la máxima velocidad de corrosión permitida por el operador la cual es 3 mpy.

A continuación, se muestra el monitoreo mensual mediante cupones de las velocidades de corrosión (figura 28) obtenidas sin el tratamiento químico y con el tratamiento, los meses de los cuales no se encuentra información corresponden a la falta de personal de integridad en el pozo que instalara, retirara y analizara los cupones.

Figura 27*Monitoreo cupones de corrosión en el pozo*

| VELOCIDADES DE CORROSIÓN EN EL POZO | | | | | |
|--|---------|-------|---|------------|------|
| CUPÓN | MES | MPY | CUPÓN | MES | MPY |
|  | FEBRERO | 12,47 |  | MARZO | 3,42 |
|  | JUNIO | 4,16 |  | JULIO | 1,47 |
|  | AGOSTO | 1,51 |  | SEPTIEMBRE | 1,27 |

6.1 Análisis de resultados

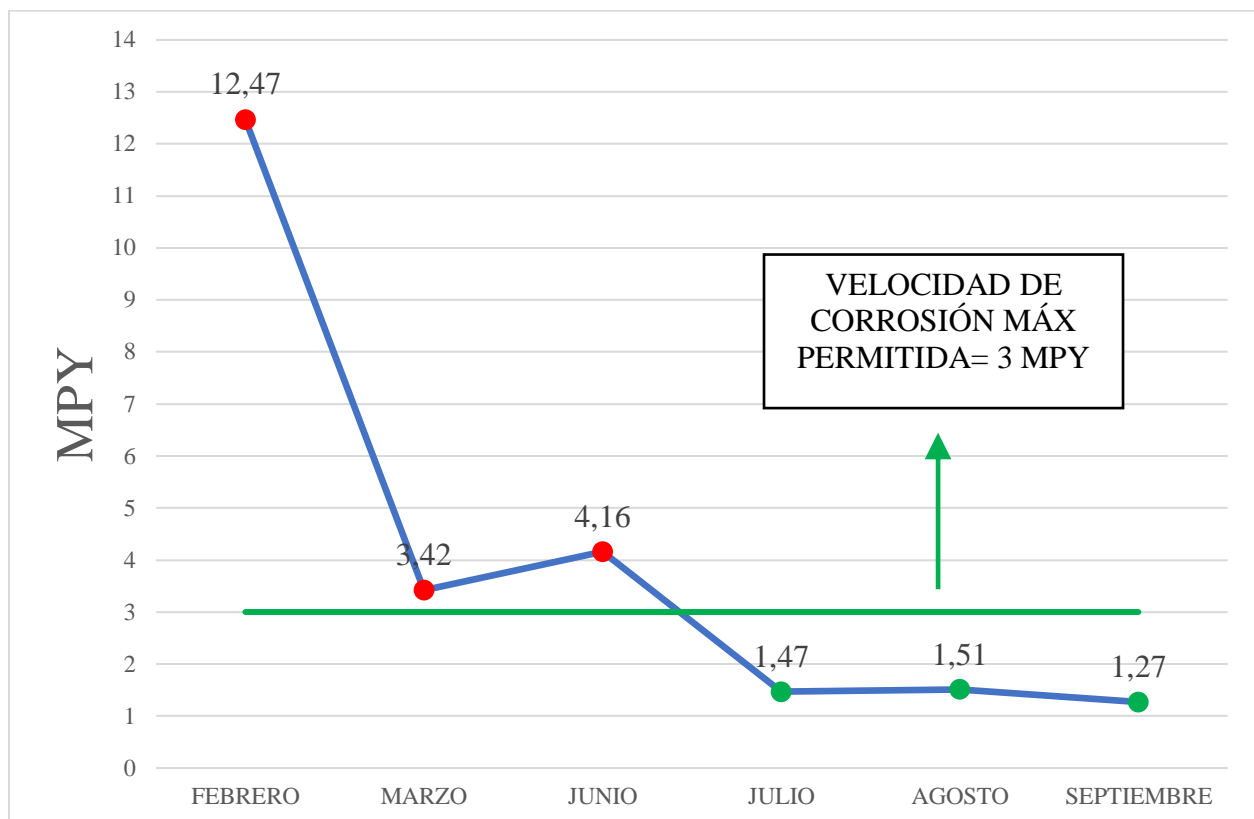
Antes de aplicar el tratamiento químico fue necesario dejar el pozo en funcionamiento durante un mes con el objetivo de calcular la velocidad de corrosión sin el tratamiento químico, dicho dato es importante puesto que nos da una idea de las condiciones agresivas a las cuales se encuentra expuesta la tubería, la bomba y demás equipos, además nos permite calcular la eficiencia del inhibidor la cual es el objeto principal de este trabajo de investigación.

Inicialmente la velocidad de corrosión sin la aplicación del inhibidor fue de 12,47 mpy, en el mes de marzo se evidencia que se logró disminuir la velocidad hasta 3,42 mpy, pero este valor

se encontraba aún por encima del máximo valor permitido por el operador que es 3 mpy. Durante los meses siguientes se continuó bombeando la misma concentración de inhibidor y como resultado en el mes de junio se obtuvo una velocidad de corrosión mayor que la anterior, debido a este incremento en la velocidad y teniendo en cuenta que el valor se encontraba por encima de 3 mpy fue necesario aumentar la concentración de inhibidor a 250 ppm y monitorear la corrosión en los siguientes meses.

Figura 28

Velocidades de corrosión en el pozo



En la figura 28 se puede observar una tendencia a la baja en las velocidades de corrosión. A partir del mes de julio la velocidad pudo ser controlada y mantenida por debajo de 3 mpy alcanzando un valor mínimo de 1,27 mpy en el mes de septiembre, igualmente se evidencia que a

pesar de tener una baja velocidad se identifican puntos focales de corrosión en los cupones de julio y agosto, sin embargo, se cumple con las especificaciones del operador.

6.2 Eficiencia inhibidor de corrosión

Para determinar la eficiencia del inhibidor de corrosión se debe calcular el coeficiente de protección, el cual se determina de la siguiente manera:

Ecuación 1

Ecuación para calcular el coeficiente de protección

$$\gamma = \frac{V_{cor}^o}{V_{cor}^i}$$

La velocidad de corrosión inicial es la obtenida en el mes de febrero y la velocidad de corrosión final es el último valor que se tiene reportado en este trabajo de investigación,

Entonces el coeficiente de protección es el siguiente

Ecuación 2

Resultado coeficiente de protección inhibidor de corrosión

$$\gamma = \frac{12,47}{1,27} = 9,82$$

El anterior resultado indica que la adición del inhibidor reduce la velocidad de corrosión en el pozo hasta casi 10 veces su valor inicial. Para calcular la eficiencia del inhibidor de corrosión se aplica la siguiente ecuación en función del coeficiente de protección:

Ecuación 3

Ecuación para calcular la eficiencia del inhibidor de corrosión

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) * 100\%$$

Donde $\gamma=9,82$

Ecuación 4

Resultado eficiencia inhibidor de corrosión

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{1}{9,82}\right) * 100\% = 89,82\%$$

Finalmente se concluye que la eficiencia del inhibidor de corrosión al mes de septiembre es de 89,92% con una concentración de inhibidor de 250 ppm, dicha eficiencia podría aumentarse si se aplicara una mayor concentración de inhibidor, puesto que ya se comprobó en laboratorio con las pruebas de botella y en el pozo que a mayor volumen de inhibidor mayor será la disminución de la velocidad de corrosión para .

7. Análisis económico

A continuación, se presenta la evaluación económica de la aplicación del tratamiento químico comparado con los costos de servicio al pozo por objeto de mantenimiento de tubería y mantenimiento de la bomba del sistema de levantamiento artificial.

Bajo las condiciones operativas del pozo sin la aplicación del tratamiento químico se requiere al menos una intervención al año para mantenimiento de la tubería, mientras que para el caso de la bomba se requiere al menos dos intervenciones anuales cada seis meses. Se proyecta que con la protección que provee el tratamiento químico las intervenciones tanto para la tubería como para la bomba se puedan alargar hasta dos años. Teniendo en cuenta lo anterior se realiza la comparación entre los costos aplicando el tratamiento y los costos de las intervenciones para mantenimiento durante dos años.

Tabla 11*Costos aplicación tratamiento químico*

| COSTOS APLICACIÓN TRATAMIENTO QUÍMICO | | |
|---|---------------|----------------|
| | Mensual (USD) | Dos Años (USD) |
| Inhibidor de corrosión | 600 | 14.400 |
| Ingeniero operativo – Aplicación de química y monitoreo | 2.300 | 55.200 |
| Técnico operativo – Aplicación de química y monitoreo | 1.600 | 38.400 |
| Camioneta | 2.400 | 57.600 |
| Servicio de mantenimiento bomba neumática | 280 | 6.720 |
| TOTAL | 7.180 | 172.320 |

Tabla 12*Costo mantenimiento de tubería y bomba electrosumergible*

| | Costo/intervención (USD) | Costo a dos años (USD) |
|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Mantenimiento bomba electrosumergible | 20.000 | 80.000 |
| Mantenimiento tubería | 60.000 | 120.000 |
| Total | | 200.000 |

Como se puede observar en las tablas anteriores, la aplicación del tratamiento químico permitirá un ahorro hasta de 27.600 USD al reducir el número de intervenciones realizadas.

Un servicio al pozo generalmente puede tomar de 3 a 8 días dependiendo del estado de la tubería, bomba electrosumergible y trabajos de workover adicionales que se realicen, durante este

tiempo el pozo no produce, por tanto, el operador no recibe ingresos por producción. En la siguiente tabla se presenta el ahorro dependiendo de los días que tome la intervención.

Tabla 13

Ahorro por producción días de workover (Precio petróleo Brent para el día 19/10/2020)

| Workover | Producción | Total | Precio | Total |
|-----------------|-------------------|-------------------|---------------|--------------|
| (Días) | (BOPD) | producción | (USD) | (USD) |
| | | (BO) | | |
| 3 | 140 | 420 | 41,38 | 17.379,60 |
| 4 | 140 | 560 | 41,38 | 23.172,80 |
| 5 | 140 | 700 | 41,38 | 28.966,00 |
| 6 | 140 | 840 | 41,38 | 34.759,20 |
| 7 | 140 | 980 | 41,38 | 40.552,40 |
| 8 | 140 | 1120 | 41,38 | 46.345,60 |

El ahorro por intervención puede ser desde 17.000 USD aproximadamente hasta unos 46.000 USD.

8. Conclusiones

Se determinó mediante pruebas de laboratorio que los problemas de corrosión presentes en el pozo son debidos a la presencia de sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono.

Se demostró mediante las pruebas de botella y la aplicación del inhibidor en el pozo que la velocidad de corrosión disminuye en función de la concentración del inhibidor, a mayor concentración se incrementa la eficiencia del inhibidor.

El tratamiento químico aplicado en el pozo es eficaz para controlar la formación de procesos corrosivos bajo las condiciones operacionales del pozo logrando una eficiencia del 89,82% manteniendo velocidades de corrosión por debajo de las 3 mpy.

La aplicación del tratamiento químico provee la protección necesaria extendiendo la vida útil de cada uno de los componentes presentes en el sistema de producción y disminuyendo la cantidad de intervenciones realizadas para mantenimiento así como la disminución de pérdidas por producción.

La aplicación del tratamiento químico es viable puesto que permite un ahorro de hasta 27.600 USD disminuyendo las intervenciones para mantenimiento realizadas en el pozo.

9. Recomendaciones

Implementar la aplicación del tratamiento químico con el inhibidor de corrosión usado en este trabajo de investigación en otros pozos cuyo mecanismo de corrosión sea por la presencia de sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono.

Referencias Bibliográficas

- Adams, D. (2010). Microbiologically influenced corrosion of electrical-submersible-pumping-system components associated with acid-producing bacteria and sulfate-reducing bacteria: case histories. *Society of Petroleum Engineers*, 1. <https://doi.org/10.2118/136756-MS>
- Al-Janabi, Y. (2013). Monitoring of downhole corrosion: an overview. *Society of Petroleum Engineers*, 4. <https://doi.org/10.2118/168065-MS>
- Asrar, N., MacKay, B., Birketveit, O., Jackson, J., Jenkins, A., Melot, D., Scheie, J., y Vittonato, J. (2016). La corrosión: la lucha más extensa. *Oilfield Review*, 28(2), 38-45. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish>
- Chandran, A., Liu, Y., Monteiro, O., Scott, T. M., Liu, Z., y Krueger, S. (2017). Asset optimization using downhole corrosion sensor for electrical submersible pumps. *Society of Petroleum Engineers*, 3. <https://doi.org/10.2118/188448-MS>
- Chillingar, G., Mourhatch, R., y Al-Qahtani, G. (2008). *The fundamentals of corrosion and scaling for petroleum and environmental engineers*. <https://doi.org/10.1016/B978-1-933762-30-2.50001-X>
- Fang, H., Brown, B., y Nestic, S. (2010). High salt concentration effects on CO₂ corrosion and H₂S corrosion. *NACE International*, 2. https://www.researchgate.net/publication/254547345_High_salt_concentration_effects_on_CO_2_corrosion_and_H_2S_corrosion
- Flatern, R. V. (2012). La ciencia de la construcción de pozos petroleros y gas. *Oilfield review*, 23(4), 52-54. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-completion-jun-2012.ashx>

Flatern, R. V. (2015). Definición de levantamiento artificial. *Oilfield Review*, 27(2), 58-60.

https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish15/sept15/composite.pdf

Fleshman, R., & Lekic, H. O. (1999). Artificial lift for high-volume production. *Oilfield Review*,

49. https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors99/spr99/lift.pdf

Fuentes, C., & Peña, D. (2007). Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono. *Scienza et Technica*, 13(36), 881-882.

<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4799121>

Genesca, J., Olalde, R., Garnica, A., Balderas, N., Mendoza-Flores, J., y Duran-Romero, R. (2010).

Electrochemical evaluation of corrosion inhibitors in CO₂ containing brines. An RCE and flow-loop comparison. *NACE Internacional*, 2-3.

https://www.researchgate.net/profile/Juan_Genesca/publication/254547350_Electrochemical_evaluation_of_corrosion_inhibitors_in_CO2_containing_brines_An_RCE_and_flow-loop_comparison/links/566f748b08aecdc23562992/Electrochemical-evaluation-of-corrosion-inhi

Groysman, A. (2016). The role of corrosion management in prevention of corrosion failures.

NACE Internacional, 4. <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2171/conference-papers-proceedings/role-corrosion-management-prevention-failures/docview/1863564419/session2?accountid=29068>

Kvarekval, J. (2007). Morphology of localised corrosion attacks in sour environments. *NACE*

International. <https://onepetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR07/All-CORR07/NACE-07659/118672>

- NACE International. (2011). *Internal corrosion for pipelines - advanced*.
https://kupdf.net/download/nace-internal-corrosion-for-pipelines-advanced-pdf_58e74d7edc0d607836da981f_pdf
- Nalli, K. (2012). Corrosion and its mitigation in the oil and gas industries. En M. Holloway, C. Nwaoha, y O. Onyewuenyi (Edits.), *Process Plant Equipment: operation, reliability and control* (pp. 673-679). John Wiley and Sons.
- Ning, J., Zheng, Y., Young, D., Brown, B., y Nesic, S. (2013). Thermodynamic study of hydrogen sulfide corrosion of mild steel. *CORROSION*, 70(4), 382-384. .
<https://doi.org/10.5006/0951>
- Popoola, L. T., Grema, I. S., Latinwo, G. K., Gutti, B., y Balogun, A. S. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *Internal Journal of Industrial Chemistry*, 4(35), 2-8. <https://doi.org/10.1186/2228-5547-4-35>
- Revie, W., & Uhlig, H. (2008). *Corrosion and corrosion control: an introduction to corrosion science and engineering*.
https://www.researchgate.net/profile/Mohammad_Sadegh_Khanahmadi/publication/317589893_367Corrosion_and_Corrosion_Control/data/5941cf50a6fdcc13d688ce30/367Corrosion-and-Corrosion-Control.pdf
- Rivera, P. (2013). *Diseño de sarta de perforación pozo Mecatepec 118* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Coyoacán, México.
- Tena, A. (2013). *Nueva tecnología de tubería expandible en la perforación de pozos* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Coyoacán, México.