

CONTROL DE CORROSIÓN EN UN POZO CON ALTA TENDENCIA DE DAÑO
POR MECANISMOS COMBINADOS DE DAÑO INTERNO

YUDY ALEXANDRA PALMA PACHECO

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRIA EN GESTION DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN
TUNJA, BOYACÁ
2019

CONTROL DE CORROSIÓN EN UN POZO CON ALTA TENDENCIA DE DAÑO
POR MECANISMOS COMBINADOS DE DAÑO INTERNO

YUDY ALEXANDRA PALMA PACHECO

Monografía, para obtener el título de Maestría en Gestión de la Integridad y
Corrosión.

Director: Dr. Enrique Vera López

Codirector: Dr. Carlos Mauricio Moreno Téllez

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRIA EN GESTION DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN
TUNJA, BOYACÁ
2019

Nota de Aceptación

Firmas de Jurados

Tunja, Boyacá, 09 de Agosto 2019

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|-------|--|----|
| 0. | INTRODUCCIÓN | 9 |
| 1 | DEFINICIÓN DEL PROBLEMA..... | 10 |
| 1.1 | ANTECEDENTES DEL PROBLEMA..... | 10 |
| 1.2 | FORMULACIÓN | 10 |
| 2 | JUSTIFICACIÓN | 12 |
| 3 | OBJETIVO GENERAL..... | 13 |
| 3.1 | OBJETIVOS ESPECIFICOS..... | 13 |
| 4 | MARCO REFERENCIAL..... | 14 |
| 4.1 | CRITERIOS PARA LA CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE FLUIDOS..... | 14 |
| 4.2 | CRITERIOS DE INSPECCIÓN | 17 |
| 4.2.1 | Procedimiento de inspección | 17 |
| 4.3 | INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN PRODUCCIÓN DE GAS Y PETROLEO 20 | |
| 4.4 | MECANISMO DE CORROSIÓN..... | 21 |
| 4.4.1 | Corrosión Por CO ₂ | 21 |
| 4.4.2 | Corrosión por H ₂ S | 23 |
| 4.4.3 | Corrosión MIC (corrosión inducida microbiológicamente)..... | 24 |
| 4.5 | FORMAS DE CORROSIÓN. | 26 |
| 4.5.1 | Corrosión Por Picadura (Pitting)..... | 26 |
| 4.6 | TÉCNICA DE EVALUACIÓN E INSPECCIÓN DE TUBBING..... | 27 |
| 4.7 | TÉCNICAS DE MONITOREO DE CORROSION EN LINEA | 27 |
| 4.7.1 | Técnica De Monitoreo Por Resistencia De Polarización Lineal(LPR) 28 | |
| 4.7.2 | Principio de operación LPR..... | 28 |
| 4.8 | DESCRIPCIÓN POZO..... | 29 |
| 4.8.1 | Descripción general del Sistema:..... | 29 |
| 4.8.2 | Históricos de Inspecciones directas a la línea..... | 30 |
| 4.8.3 | Históricos de Monitoreo de Corrosión Interna realizado a los sistemas. 31 | |
| 4.8.4 | Seguimiento a la estrategia de control de corrosión implementada ... | 37 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.9 | ANTECEDENTES DEL CAMPO PRODUCTOR..... | 42 |
| 4.9.1 | Antecedentes línea productora | 44 |
| 5 | DISEÑO METODOLÓGICO | 45 |
| 6 | DESARROLLO..... | 47 |
| 6.1 | MONITOREO DE VELOCIDADES DE CORROSIÓN | 47 |
| 6.1.1 | Tecnología Microcor Wirless..... | 48 |
| 6.1.2 | Resultados del monitoreo de las velocidades de corrosión..... | 49 |
| 6.2 | VALIDACIÓN DE RESULTADOS..... | 59 |
| 6.3 | ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN..... | 61 |
| 7 | CONCLUSIONES..... | 62 |
| 8 | BIBLIOGRAFIA | 63 |

LISTA DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| Ilustración 1. Molécula base de un inhibidor de corrosión (ácidos grasos y amina de polietileno) | 21 |
| Ilustración 2. Caso agresivo de corrosión por CO ₂ e línea de flujo de acero al carbono | 22 |
| Ilustración 3. Corrosión focalizada por CO ₂ de tubería de 16” en línea de producción | 22 |
| Ilustración 4. Efecto de la pérdida de espesor de un accesorio de acero al carbón después de dos años de servicio (falla por sulfidización). | 23 |
| Ilustración 5. Curvas mostrando la relación entre la temperatura y la velocidad de corrosión en un ambiente con sulfuros al 0.6 % en peso..... | 23 |
| Ilustración 6. Daño en sección por bacterias en tubería de 16 in | 25 |
| Ilustración 7. Corrosión por picadura en una superficie metálica..... | 26 |
| Ilustración 8. Proceso de formación de una picadura en un material metálico M. . | 27 |
| Ilustración 9. Descripción de la medición de la técnica LPR..... | 29 |
| Ilustración 10. Resumen de resultados de presiones en el sistema correspondiente al pozo productor 1. | 32 |
| Ilustración 11. Resumen de BS&W en el sistema..... | 32 |
| Ilustración 12. Resumen de BS&W en el sistema..... | 33 |
| Ilustración 13. Resumen de BS&W en el sistema..... | 34 |
| Ilustración 14. Resultados de análisis de cupones antes de iniciar estrategia de tratamiento químico | 36 |
| Ilustración 15. Visualización de los cupones de corrosión | 36 |
| Ilustración 16. Resumen de resultados de monitoreo por gravimetría antes y después del tratamiento químico. | 38 |
| Ilustración 17. Resultados de análisis de cupones con inicio de estrategia de tratamiento químico | 38 |
| Ilustración 18. Cupones de corrosión..... | 39 |
| Ilustración 19. Evidencia de la formación de Pitting por presencia de CO ₂ | 40 |
| Ilustración 20. Mecanismos de daño combinado en línea troncal..... | 40 |
| Ilustración 21. Mapa Estructural Campo Productor..... | 42 |
| Ilustración 22. Diagrama de proceso de tratamiento de estación de Producción ... | 43 |
| Ilustración 23. Flujograma del proceso de evaluación del pozo productor 1 | 46 |
| Ilustración 24. Instalación de probetas Microcorr Wireless | 47 |
| Ilustración 25. Microcor ER Wireless Transmitter (M-310 / M-320)..... | 48 |

| | |
|---|----|
| Ilustración 26 evaluación de la velocidad perdida de metal en mpy antes de la implementación del sistema de control | 50 |
| Ilustración 27 monitoreo de la perdida de espesor del pozo productor 1 intervalo cercano al primer bacheo | 51 |
| Ilustración 28. Perdida de espesor de material no superior a 0.355 mils, intervalo cercano al primer bacheo | 52 |
| Ilustración 29 velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al primer bacheo | 53 |
| Ilustración 30. Perdida de espesor de material, intervalo cercano al segundo bacheo. | 54 |
| Ilustración 31. Velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al segundo bacheo | 55 |
| Ilustración 32. Perdida de espesor de material, intervalo cercano al tercer bacheo. | 56 |
| Ilustración 33. Velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al tercer bacheo | 57 |
| Ilustración 34. Perdida de espesor de material, intervalo cercano al cuarto bacheo | 58 |
| Ilustración 35. Velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al cuarto bacheo | 58 |
| Ilustración 36. Resultados de análisis de cupones con inicio de estrategia de tratamiento químico | 59 |
| Ilustración 37. Cupones de Corrosión..... | 60 |
| Ilustración 38. Evolución de la tasa de corrosión(mpy) en función de la dosificación(ppm)..... | 61 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Los criterios para la clasificación de fluidos según norma “NACE SP0775-13 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations” | 14 |
| Tabla 2. Los criterios de clasificación para la corrosividad del agua según norma NACE MR 0176-06 | 15 |
| Tabla 3. Los criterios de clasificación para la corrosividad del agua según la concentración de O ₂ disuelto..... | 15 |
| Tabla 4. Los criterios de clasificación para la corrosividad del agua según la concentración de cloruros. | 16 |
| Tabla 5. Criterio de presión parcial para la susceptibilidad a SSC..... | 16 |
| Tabla 6. Criterio de clasificación para el índice de Langelier (IL)..... | 16 |
| Tabla 7. Datos generales del Pozo Productor 1 | 30 |
| Tabla 8. Resumen de inspecciones realizadas al pozo Productor 1 | 30 |
| Tabla 9. Datos generales monitoreos por cupones y gravimetrías Pozo Productor 1 | 35 |
| Tabla 10. Datos generales monitoreos por cupones y gravimetrías Pozo Productor 1..... | 37 |
| Tabla 11. Variables para medición en pozo productor 1 | 45 |
| Tabla 12. Especificaciones tecnología Microcor Wireless | 49 |
| Tabla 13. Comparación de resultados con monitoreo por gravimetría..... | 59 |

0. INTRODUCCIÓN

El manejo y control de la integridad y confiabilidad de la infraestructura de equipos involucran un constante desarrollo de metodologías de tratamiento y control de la corrosión que evalúen el estado mecánico y de operación de los equipos que la componen; los cuales son puntos de alta sensibilidad ante las eventuales fallas en la integridad y confiabilidad mecánica, La implementación de técnicas puede ayudar a los operadores a optimizar la utilización de la infraestructura, maximizar la producción y minimizar el impacto negativo en el impacto ambiental, social y de negocio para el campo productor objeto de este estudio.

A partir de esta premisa, se hace necesaria la aplicación de nuevas herramientas que permitan evaluar las características fisicoquímicas de los fluidos producidos, y que en general es crítica la presencia del fenómeno corrosivo en ductos, tanques y recipientes. En cuanto al material, los aceros al carbono utilizados en las facilidades instaladas en estaciones, son muy susceptibles al picado y corrosión generalizada. Este fenómeno se presenta fuertemente en las formaciones productoras Guadalupe del Yacimiento de Castilla (K1 y K2); así como en las mezclas de las mismas incluyendo la formación productora Terciario, denominada como unidad T2 y que es clasificada como altamente incrustante.

Las velocidades de corrosión calculadas en estaciones, hacen evidente la aparición y desarrollo de los procesos corrosivos debido a la agresividad de los fluidos tratados de los anteriores yacimientos. Estas velocidades encontradas son clasificadas de acuerdo a su nivel de agresividad corrosiva como SEVERAS según los lineamientos “NACE RP-0775 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations”.

El operador debe monitorear e inspeccionar continuamente la infraestructura para medir la integridad de las tuberías y de los equipos de superficie y fondo de pozo y la efectividad de la mitigación. En la actualidad se utilizan diversas técnicas de monitoreo de la corrosión en el campo de producción de crudo y gas. En parte, las técnicas se seleccionan sobre la base de la facilidad de implementación del sistema para una aplicación o una localización dada dentro del sistema de producción, la

facilidad con que pueden implementarse los resultados la severidad relativa del ataque corrosivo.

1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

El control de la corrosión interna en los campos de producción es un factor importante con el fin de prolongar la vida útil de los activos. Así las cosas, para la implementación de la estrategia de control en cada uno de los activos, se tiene antes que definir un plan de monitoreo con el propósito de identificar adecuadamente los mecanismos de daño.

Una vez identificadas las tendencias corrosivas, es necesario diseñar un plan o realizar una valoración del riesgo para validar y monitorear los datos obtenidos, diseñado con el único propósito de establecer una estrategia de control a fin de evitar pérdidas al ambiente.

Dentro del marco de la estrategia de monitoreo y control de corrosión, se han identificado brechas en el control de corrosión en los pozos provenientes de la formación T2, los cuales se consideran los pozos más críticos del campo por la calidad del fluido manejado. Entre ellos el Pozo productor 1, un pozo productor con velocidades de corrosión considerada severa, que no se han podido ser controlada a pesar de los esfuerzos del operador por implementar una estrategia adecuada de tratamiento químico. Se requiere, para la implementación de esta estrategia, conocer de forma rápida y oportuna las velocidades de corrosión de una línea flujo de manera remota y, lograr con esto una rápida y adecuada respuesta a los fenómenos corrosivos que se presenten en el sistema monitoreado.

1.2 FORMULACIÓN

Teniendo en cuenta los resultados de los monitoreos gravimétricos, tendencias fisicoquímicas evidenciadas, análisis de falla de los pozos vecinos, resultados de monitoreo de velocidad de corrosión y tendencia de picado in situ, mediante técnicas electroquímicas de este pozo y otros similares, los cuales provienen de la misma formación; se realizará una verificación de los resultados obtenidos mediante la instalación de una probeta de medición en tiempo real, con esta se verificará cuánto dura la película dosificadora y se estimaran si los tiempos de bacheo implementados

actualmente son los adecuados, en mira de buscar la mejor opción de tratamiento químico.

2 JUSTIFICACIÓN

El uso de nuevas tecnologías alternativas para verificar las tendencias encontradas en los monitoreos convencionales, se traduce en decisiones más rápidas y eficientes. Se requiere disminuir las fallas de integridad generadas por corrosión interna a fin de evitar pérdidas de contención.

Teniendo en cuenta que se podrían considerar como líneas críticas por corrosión interna a todas aquellas que presentan alguna de las siguientes condiciones: velocidad de corrosión generalizada (CR) ≥ 5 mpy, contenido de agua y sedimentos (BS&W) $\geq 25\%$ y presión parcial del dióxido de carbono (CO₂) ≥ 7 psia o las tres condiciones citadas previamente y adicionalmente que los cupones laminares evaluados hayan presentado evidencia de picaduras con una velocidad de corrosión por picado (PR).

De acuerdo a lo anterior, así como las variables y los históricos de control de corrosión expuestos en la sección 4 de este documento para el **Pozo Productor 1**, se requiere establecer una estrategia más adecuada para controlar la química para mantener en control y por debajo de 5 mpy, las tendencias de velocidad de corrosión. Realizar mediciones en tiempo real a las velocidades de corrosión del sistema, permite establecer en qué momento posterior a la dosificación se pierde el control de las velocidades de corrosión a fin de optimizar los tiempos de bacheo y las dosificaciones realizadas.

3 OBJETIVO GENERAL

Implementar un sistema de tratamiento químico efectivo a fin de controlar las velocidades de corrosión del sistema de la línea de flujo **Pozo Productor 1**, mediante el seguimiento e instalación de una probeta en tiempo real, que valide el momento en que se pierda la película protectora a fin de tomar las acciones necesarias para incrementar o realizar nuevamente el bache de dosificación.

3.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Conocer de forma rápida y oportuna las velocidades de corrosión de la línea flujo del Pozo Productor 1; de manera remota, y lograr con esto, una rápida y adecuada respuesta a los fenómenos corrosivos que se presenten en el sistema monitoreado.
- Implementar técnicas alternativas de monitoreo que puedan predecir el estado de la tubería y compararlas con las existentes
- Verificar la eficiencia del tratamiento químico en el pozo basándose en los resultados y ajustar la dosificación para formar la película.
- Comparar los resultados de los monitoreos con técnicas convencionales, Vs los monitoreos realizados en tiempo real.

4 MARCO REFERENCIAL

El manejo de integridad de un activo estático está compuesto por estrategias de corrosión y monitoreo que se encuentran alienadas a fin de predecir el estado mecánico y de corrosión de las mismas, los parámetros establecidos por la normatividad internacional y por las normas de referencia para los temas de inspección y monitoreo de tuberías son los siguientes:

4.1 CRITERIOS PARA LA CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE FLUIDOS

Los criterios de velocidad de corrosión en fluidos que determinan las tendencias de corrosión interna sirven para establecer el tiempo estimado de vida de una línea o sistema, estos criterios sirven como marco de referencia para establecer las acciones de mitigación, monitoreo y control de los sistemas. Se describen a continuación:

Tabla 1. Los criterios para la clasificación de fluidos según norma “NACE SP0775-13 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations”

| Promedio de la velocidad de corrosión generalizada (mpy) | Máxima velocidad de picadura (mpy) | Grado de corrosividad |
|--|------------------------------------|-----------------------|
| <1.0 | <5,0 | Baja |
| 1 - 4,9 | 5 - 7,9 | Moderada |
| 5,0 – 10 | 8,0 – 15 | Alta |
| >10 | > 15 | Severa |

Fuente: NACE SP0775-13 (Tabla 2: “Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems”)

Tabla 2. Los criterios de clasificación para la corrosividad del agua según norma NACE MR 0176-06

| Clasificación de la corrosividad del agua | | |
|--|----------------|---|
| BS&W | < 25 % | Pérdida leve de metal por corrosión |
| H ₂ S | < 10 ppm | |
| CO ₂ | < 250 ppm | |
| BS&W | 25 % - 75 % | Pérdida moderada de metal por corrosión |
| y/o H ₂ S | 10 a 100 ppm | |
| y/o CO ₂ | 250 a 1500 ppm | |
| BS&W | > 75 % | Pérdida leve de metal por corrosión |
| y/o H ₂ S | > 100 ppm | |
| y/o CO ₂ | > 1500 ppm | |

Fuente: NACE MR 0176-06 (Table 1: Classification of metal-loss corrosion for sucker-rod pumps)

Tabla 3. Los criterios de clasificación para la corrosividad del agua según la concentración de O₂ disuelto.

| Concentración de O₂ Disuelto | | Grado de Corrosividad |
|--|-----------------|------------------------------|
| 0-20 ppb | 0 - 0,02 ppm | Baja |
| 20-40 ppb | 0,02 - 0,04 ppm | Moderada |
| 40-100 ppb | 0,04 - 0,1 ppm | Alta |
| > 100 ppb | > 0,1 ppm | Severa |

Fuente: PALACIOS, C. Risk based corrosion management system for oilfield production installations- development, methodology and application. Corrosion 2003 Paper 03160

Tabla 4. Los criterios de clasificación para la corrosividad del agua según la concentración de cloruros.

| Presión Parcial (psi) CO ₂ | Grado de Corrosividad |
|---------------------------------------|-----------------------|
| 0-7 psi | Baja |
| 7-30 psi | Moderada |
| > 30 psi | Alta Mayor |

Fuente: BYARS H. Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 1999)

Tabla 5. Criterio de presión parcial para la susceptibilidad a SSC

| Presión Parcial (psi) H ₂ S | Grado de Corrosividad |
|--|--|
| < 0,05 psi | La norma NACE MR-0175 establece como criterio de presión parcial para la susceptibilidad a SSC (Sulfide Stress Cracking) un valor de 0,05 psi (0,3 Kpa). |

Fuente: NACE MR0175. "Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment" (Parágrafo 1.3.1.1)

Tabla 6. Criterio de clasificación para el índice de Langelier (IL)

| Valor del Índice de Langelier | Clasificación |
|-------------------------------|---|
| IL < 0 | Agua no saturada con respecto al carbonato de calcio (CaCO ₃). El agua no saturada posee la tendencia de eliminar láminas de carbonato de calcio. |
| IL = 0 | Agua considerada neutral. No existe formación de incrustaciones ni eliminación de las mismas. |
| IL > 0 | Agua supersaturada con respecto al carbonato de calcio (CaCO ₃). Posible formación de incrustaciones. |

Fuente: LENNTECH BV. Calculadora del Índice de Saturación Langelier.

4.2 CRITERIOS DE INSPECCIÓN

Las líneas de flujo en la gerencia Chichimene, se rigen bajo los siguientes parámetros de inspección. Para el campo productor, el espesor de retiro es del 50% del espesor nominal.

Así las cosas, se consideran líneas críticas por corrosión interna a todas aquellas que presentan alguna de las siguientes condiciones: pérdidas de espesor superiores al 50% medida en campo, velocidad de corrosión generalizada (CR) ≥ 5 mpy, contenido de agua y sedimentos (BS&W) $\geq 25\%$ y presión parcial del dióxido de carbono (CO₂) ≥ 7 psia o las tres condiciones citadas previamente y adicionalmente que los cupones laminares evaluados hayan presentado evidencia de picaduras con una velocidad de corrosión por picado (PR).

El propósito de la inspección Detectar los focos de corrosión interna que generen pérdida de espesor en la pared de tuberías metálicas y evaluarlos con el fin de determinar, respecto a los criterios definidos por Ecopetrol, si los mismos permiten o no la operación segura del Sistema.

4.2.1 Procedimiento de inspección

4.2.1.1 Inspección Visual

La inspección visual a realizar en el sistema consiste en lo siguiente:

- Levantamiento de isométricos con medidas donde se ubiquen puntos para medición de espesores, válvulas, tramos de pierna muerta, cambios de dirección, soportes, puntos de inyección de química, instrumentos y/o cualquier otro elemento que pueda incidir en los fenómenos de corrosión interna.
- Determinación e inventario de puntos críticos para determinar zonas de falla de acuerdo con los históricos del campo y ensayos no destructivos a utilizar con el fin de planear adecuadamente la actividad.
- Determinar zonas de remoción de recubrimiento para realizar ensayos no destructivos especializados y/o ultrasonido.
- Comparar los históricos de inspección de cada sistema y evaluar las diferencias de los mismos con respecto a la inspección a realizar

4.2.1.2 Medición de espesores por UT - Scan A

Este ensayo no destructivo se utilizará para tomar datos iniciales de la inspección y servirá como insumo principal para determinar espesores nominales de las tuberías y conocer si existe o no fenómenos de corrosión interne uniforme; la cantidad estimada de puntos de espesor por ultrasonido a tomar es la siguiente:

Es importante resaltar que en caso que existan pérdidas de espesor detectadas por Ultrasonido Scan A mayores al 12.5%¹ con respecto al espesor nominal se procederá a realizar la remoción del recubrimiento y barridos por Ultrasonido Scan B con el fin de delimitar las áreas afectadas por corrosión

Para esta técnica se utilizarán equipos configurados como eco-eco con palpador de 5MHz, diámetro máximo 1/4”.

| TIPO DE ACCESORIO | IMAGEN DE REFERENCIA | CANTIDAD DE PUNTOS (ESTIMADO) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|--|------------------|------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|----|-----|----|-----|----|-----|----|-----|
| Tubería, Codos de 90 y/o 45, Reducción excéntrica y/o concéntrica Tee reductora y/o 1 a 1 | | <table border="1"> <thead> <tr> <th>PUNTOS</th> <th>DIÁMETRO NOMINAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10</td> <td>2"</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>4"</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>6"</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>8"</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>10"</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>12"</td> </tr> <tr> <td>70</td> <td>14"</td> </tr> <tr> <td>80</td> <td>16"</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>20"</td> </tr> </tbody> </table> | PUNTOS | DIÁMETRO NOMINAL | 10 | 2" | 20 | 4" | 30 | 6" | 40 | 8" | 50 | 10" | 60 | 12" | 70 | 14" | 80 | 16" | 90 | 20" |
| | | PUNTOS | DIÁMETRO NOMINAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 2" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | 4" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | 6" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 8" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | 10" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 60 | 12" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 70 | 14" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 80 | 16" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 90 | 20" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>*Los puntos de ultrasonido en el borde del accesorio deben ser tomados tan cerca como sea posible a la junta soldada</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

¹ Se considera pérdida por corrosión a cualquier disminución de espesor mayor al 12.% del nominal debido a que las menores del 12.5% pueden ser consideradas como tolerancias de fabricación.

| | |
|-------|---------------------------------------|
| Otros | Dependiendo de cambios en condiciones |
|-------|---------------------------------------|

4.2.1.3 Inspección por técnica “Screening”

El objetivo del uso de las técnicas de MFL y EMAT consiste en detectar variaciones en el perfil transversal de la tubería buscando zonas donde se causen cambios a los campos magnéticos y/o ondas que generen los mencionados equipos, como resultado de esta inspección se obtienen zonas donde “probablemente” se tengan focos de corrosión por lo cual las zonas deben ser evaluadas con Ultrasonido Scan B, previa remoción del recubrimiento.

Cuando estas zonas tengan pérdidas de espesor mayores al 12.5% verificado con ultrasonido debe incluirse dentro del isométrico diligenciado en punto de inspección visual.

Las zonas que no sean inspeccionadas por las técnicas “screening” deben ser claramente identificadas en el isométrico levantado inicialmente para proceder con técnicas distintas de inspección, se estima que aproximadamente 10 centímetros a lado y lado de soldadura no sean inspeccionables, así como accesorios tipo Tee, codo, reducciones, así como ramales y demás.

4.2.1.4 Inspección por Técnica Scan B

La inspección por Scan B se realizará en las siguientes zonas

- Zonas detectadas por ultrasonido Scan A con pérdidas mayores al 12.5% con respecto al nominal
- Anomalías de cualquier severidad detectadas por técnicas Screening
- Zonas no inspeccionadas por técnicas “Screening”

Como requisito previo a la utilización de esta técnica se requieren las siguientes condiciones:

- Remoción del recubrimiento en las zonas a inspeccionar
- Equipo configurado en modo pulso-eco con palpador de 7.5 MHz de diámetro $\frac{1}{4}$ ” máximo

El uso de esta técnica debe garantizar barridos 100% en las áreas descritas anteriormente, los datos serán almacenados como barridos de Scan B en los puntos de monitoreo listado en el ítem de inspección visual.

4.2.1.5 Parámetros para la evaluación de tuberías

La evaluación se realizará siguiendo los lineamientos establecidos en las siguientes normas:

1. ASME B31.4
2. API570
3. API579
4. Frecuencias de inspección dadas de acuerdo con los históricos de ECP junto con espesores mínimo de retiro

El resultado de la evaluación tendrá la siguiente información:

1. Calculo de espesor de retiro
2. Comparación de espesores con respecto a la inspección anterior, en caso de existir.
3. Cálculo de velocidad de corrosión
4. Cálculo de vida remanente
5. Frecuencia de inspección
6. Presión máxima de operación
7. Evaluación API579 para zonas con pérdida mayores al 30% con respecto al nominal

4.3 INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO

Los inhibidores de corrosión² comúnmente usados en el área de gas y petróleo pueden interactuar en el medio como pasivantes, en forma fase vapor, de reacción catódica, reacción anódica, formación de película, acción neutralizante, y reacción reactiva. En general en la construcción de líneas de flujo de gas y petróleo se emplea acero al carbón y aceros de baja aleación, así, el objetivo principal de los inhibidores es proteger el acero de agentes potenciadores de corrosión y formación de incrustaciones.

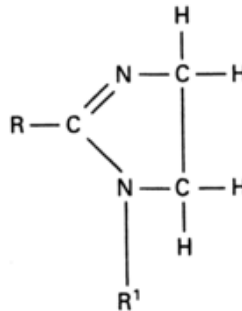
La funcionalidad del inhibidor va directamente relacionada, de acuerdo el estado orgánico o inorgánico del mismo. Los inhibidores inorgánicos como el arsénico sódico (Na_2HAsO_3) y el ferrocianuro de sodio $\text{Na}_4\text{Fe}(\text{CN})_6$, son usados para inhibir

² ASM Metals Handbook. "Corrosion: fundamentals, testing and protection". 10a. ed., volume 13A. Materials Park, Ohio: ASM International ,2003. p.2250.

el CO₂, en recipientes de crudo. Los orgánicos se caracterizan por tener mayor eficiencia, dentro del medio, las cuales incorporan aminas de formación de películas y sales.

En detalle, el trabajo del inhibidor orgánico es la adsorción en la interface de la solución y el metal. Tres tipos de Adsorción pueden presentarse en los inhibidores orgánicos: enlace π - orbital adsorción, adsorción electrostática y quemisorción. El mecanismo de control con inhibidores de corrosión se describe como una precipitación controlada del ambiente circundante (hidrocarburos y agua), sobre el metal.

Ilustración 1. Molécula base de un inhibidor de corrosión (ácidos grasos y amina de polietileno)



Fuente. ASM Metals Handbook. "Corrosion: fundamentals, testing and protection". 10a. ed., volume 13A. Materials Park, Ohio: ASM International ,2003. p.2251.

4.4 MECANISMO DE CORROSIÓN

4.4.1 Corrosión Por CO₂

La corrosión por dióxido de carbono se genera cuando el CO₂ se disuelve en agua formando Acido carbónico (H₂CO₃). Cuando se presenta un desbalance entre el ácido y el pH, se potencia el medio para formar corrosión y Pitting, en general en los aceros al carbono³.

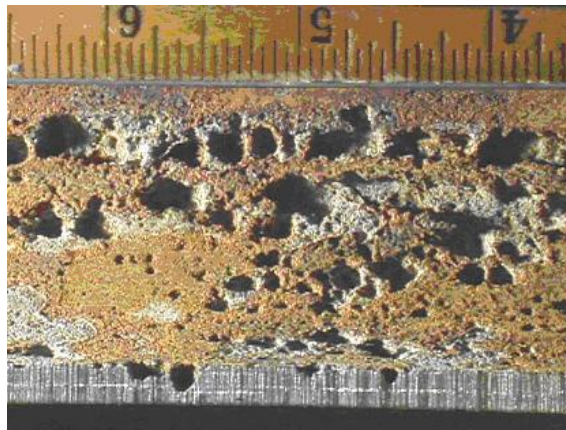
Como variables críticas a tener en cuenta dentro de un proceso de formación de corrosión por CO₂, se encuentra los niveles de pH, la temperatura de servicio y la presión parcial del CO₂. Cuando se incrementa las presiones parciales de CO₂ da como resultado bajas nivel de pH en el condesado, e incrementado las tasas de

³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the refining Industry". API Recommended Practice 571 2011. 2ed. Washington DC: API, 2011. p. 4-124

corrosión. En general el fenómeno de corrosión ocurre en la fase líquida, y a menudo en locaciones donde los condensados de CO_2 , desde la fase de vapor. Otro aspecto se relaciona directamente con la temperatura, cuando esta se incrementa las tasas de corrosión aumentan.

Para mitigar el daño es importante el uso de inhibidores de corrosión, así como mantener los niveles de pH por arriba de 6.

Ilustración 2. Caso agresivo de corrosión por CO_2 e línea de flujo de acero al carbono



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the refining Industry". API Recommended Practice 571 2011. 2ed. Washington DC: API, 2011. p. 4-126.

Ilustración 3. Corrosión focalizada por CO_2 de tubería de 16" en línea de producción



Fuente. El autor

4.4.2 Corrosión por H₂S

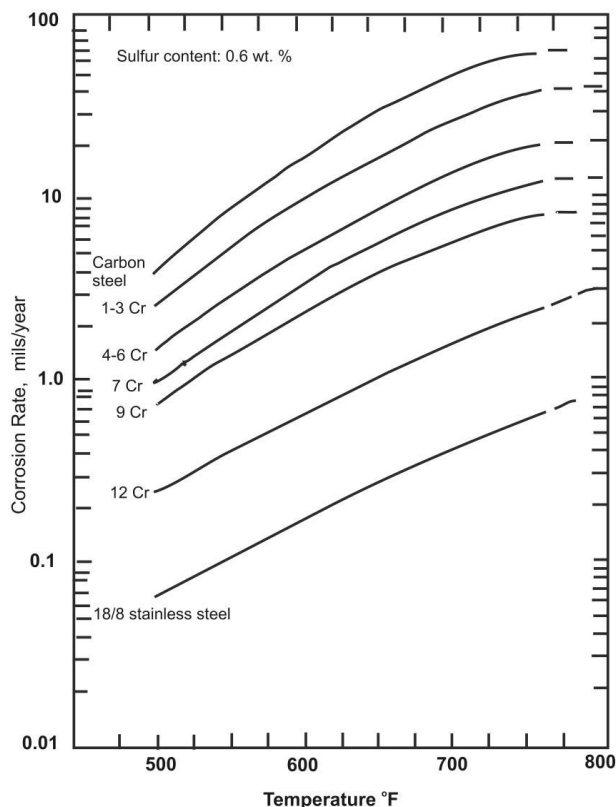
Este proceso de corrosión se presenta en aceros al carbono y aceros aleados, como resultado de la interacción del material metálico con trazas de ácido sulfhídrico H₂S.

Ilustración 4. Efecto de la pérdida de espesor de un accesorio de acero al carbón después de dos años de servicio (falla por sulfidización).



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the refining Industry". API Recommended Practice 571 2011. 2ed. Washington DC: API, 2011. p. 4-164.

Ilustración 5. Curvas mostrando la relación entre la temperatura y la velocidad de corrosión en un ambiente con sulfuros al 0.6 % en peso



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the refining Industry". API Recommended Practice 571 2011. 2ed. Washington DC: API, 2011. p. 4-161.

Los mayores factores que propician la sulfuración, son la composición química del material, la temperatura del medio y la concentración de los compuestos del sulfuro. Las trazas de sulfuros se encuentran por lo general en hidrocarburos y carbón. La sulfuración es principalmente causada por acción directa del H₂S, y otros reactivos, como reacción de la descomposición por el efecto de la temperatura⁴.

La resistencia de un acero al carbono o un material con aleación base Níquel, es determinada por el contenido de cromo. Cuando se tiene altas concentraciones de cromo mayor es la resistencia a la sulfuración.

4.4.3 Corrosión MIC (corrosión inducida microbiológicamente)

⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the refining Industry". API Recommended Practice 571 2011. 2ed. Washington DC: API, 2011. p. 4-159.

Se define como la corrosión causada por organismos vivos, relacionadas con bacterias, algas y hongos.

Dentro de la variedad de bacterias es de importancia las BSR (bacterias sulfato reductoras) microorganismos anaerobios que utilizan sulfatos como agente oxidante. Son adaptables a cualquier medio, inclusive en ausencia de oxígeno. Los principales medios de incubación son ambientes anóxicos ricos en sulfatos.

Los ambientes acuosos, fluidos estancados o condiciones donde se presenta baja velocidad el fluido, son condiciones propicias para el crecimiento de las bacterias. Pueden desarrollarse en ambientes donde varia el pH entre 0 a 12 y temperaturas de -17°C y 113°C

En general lo microorganismos requieren un medio acuoso para sobrevivir. Así, los recipientes como tanques de almacenamiento, sistemas de enfriamiento de agua, deben ser tratados con biocidas, como el cloro, bromo y ozono y luz ultravioleta

Ilustración 6. Daño en sección por bacterias en tubería de 16 in



Fuente. El autor

4.5 FORMAS DE CORROSIÓN.

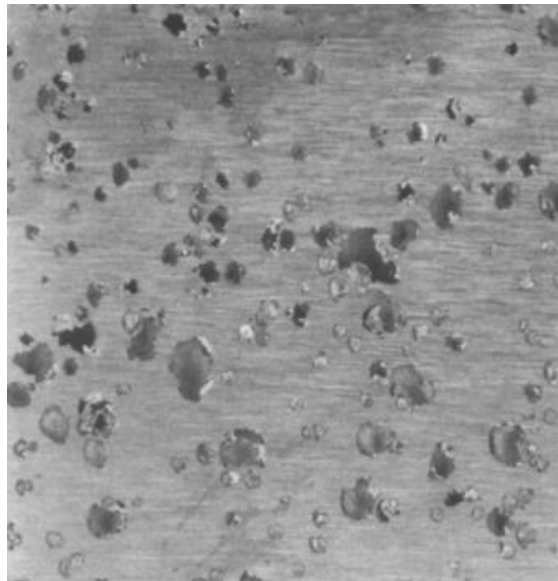
4.5.1 Corrosión Por Picadura (Pitting).

Este mecanismo de daño se refleja cuando se presencia picaduras en una superficie abierta del material metálico. Estas formas de corrosión localizada pueden acelerar el proceso de falla de los componentes estructurales, por perforación o propiciando la generación de grietas.

El proceso ocurre con la presencia de especies anionicas agrasivas, por lo general los cloruros son iones latamente agresivos y generadores del mecanismo de daño. La severidad de los procesos de Pitting varia de forma algorítmica de acuerdo al volumen de concentración de cloruros.

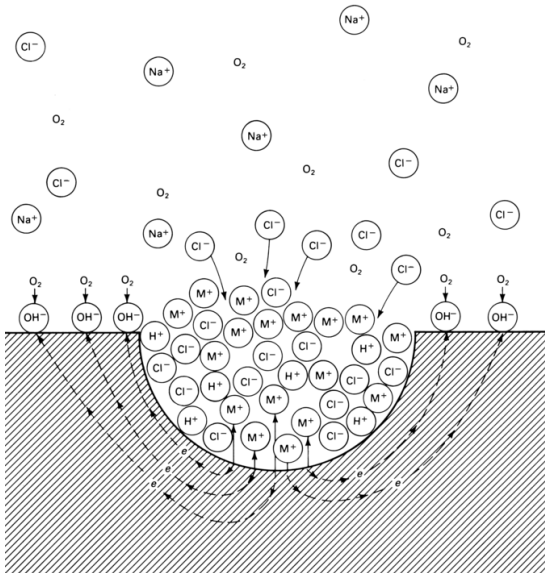
La corrosión por picadura va directamente relacionada con diferentes parámetros, que incluyen, el medio ambiente, la composición del material, temperatura de servicio, el acabado superficial y el potencial eléctrico del material. En los parámetros ambientales es de resaltar la concentración del ion agresivo, el pH y la concentración del inhibidor de corrosión⁵.

Ilustración 7. Corrosión por picadura en una superficie metálica.



⁵ Fuente. ASM Metals Handbook. "Corrosion: fundamentals, testing and protection". 10a. ed., volume 13A. Materials Park, Ohio: ASM International ,2003. p.591.

Ilustración 8. Proceso de formación de una picadura en un material metálico M.



Fuente. ASM Metals Handbook. "Corrosion: fundamentals, testing and protection". 10a. ed., volume 13A. Materials Park, Ohio: ASM International ,2003. p.592.

4.6 TÉCNICA DE EVALUACIÓN E INSPECCIÓN DE TUBBING

4.7 TÉCNICAS DE MONITOREO DE CORROSION EN LINEA

Las técnicas de monitoreo de la corrosión se dividen en dos grandes categorías, Directa e indirecta. Los procesos de medición directa miden los parámetros directamente relacionados con el proceso de corrosión. Estas técnicas trabajan con cupones de resistencia eléctrica ER , resistencias inductivas, resistencias de

polarización lineal (LPR), Espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS), Ruido electroquímico (ECN)⁶.

La técnica indirecta de corrosión mide los parámetros indirectos de relacionados con las tasas de corrosión. Ejemplo; el monitoreo del potencial de corrosión usando probetas de hidrogeno.

4.7.1 Técnica De Monitoreo Por Resistencia De Polarización Lineal(LPR)⁷

La técnica LPR, o de resistencia de polarización lineal es un método de monitoreo de la corrosión que tiene la ventaja de evaluar las tasas de corrosión en tiempo real y de forma directa. De aplicación abierta, donde puede implementarse en sistemas de tratamiento de agua, sistemas secundarios de recuperación, producción de hidrocarburos, industria papelera procesos de extracción mineral etc..

Cuando un electrodo metálico o de aleación es inmerso en un líquido electrolíticamente conductivo con suficiente poder oxidante, éste se empezará corroer a través de un fenómeno típico electroquímico. Este proceso involucra dos reacciones simultáneas y complementarias. En la zona anódica, el metal molecular empezará a pasar a través de la superficie sólida hacia la solución adyacente, y de esta forma, deja un excedente de electrones en la superficie metálica. El exceso de electrones fluirá a las zonas cercanas adyacentes, designadas como áreas catódicas, las cuales serán oxidadas por los agentes oxidantes del líquido corrosivo. Como ejemplo, se presenta un diagrama que ilustra el hierro disolviéndose en una solución ácida.

4.7.2 Principio de operación LPR

Cuando un electrodo metálico o de aleación es inmerso en un líquido electrolíticamente conductivo con suficiente poder oxidante, éste se empezará a corroer a través de un fenómeno típico electroquímico. Este proceso involucra dos reacciones simultáneas y complementarias.

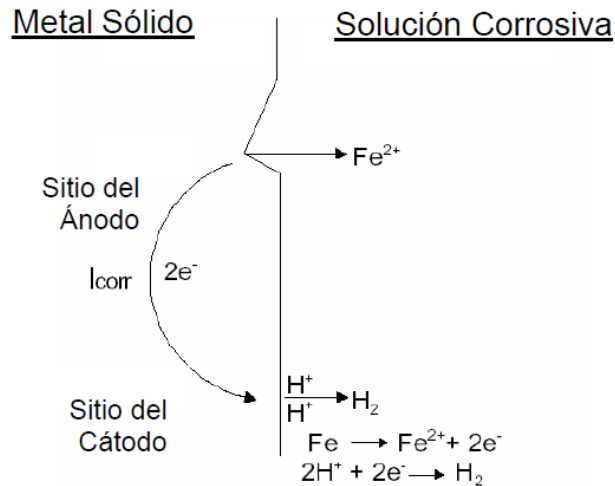
En la zona anódica, el metal molecular empezará a pasar a través de la superficie sólida hacia la solución adyacente, y de esta forma, deja un excedente de electrones

⁶ ASM Metals Handbook. "Corrosion: fundamentals, testing and protection". 10a. ed., volume 13A. Materials Park, Ohio: ASM International ,2003. p.1325.

⁷ Supliequip servicios. Monitoreo por resistencia de polarización lineal. Maracaibo Venezuela

en la superficie metálica. El exceso de electrones fluirá a las zonas cercanas adyacentes, designadas como áreas catódicas, las cuales serán oxidadas por los agentes oxidantes del líquido corrosivo. Como ejemplo, se presenta un diagrama que ilustra el hierro disolviéndose en una solución ácida.

Ilustración 9. Descripción de la medición de la técnica LPR



Fuente. Supliequip servicios. Monitoreo por resistencia de polarización lineal. Maracaibo Venezuela

La conductiva eléctrica (recíproco de la resistencia) de un fluido puede relacionarse directamente con la corrosividad del medio. Dos o más electrodos se insertan en la línea de proceso. Un pequeño potencial en el orden de los 20mv es aplicado entre los elementos, así como resultado se mide la corriente La resistencia de polarización es la razón entre el potencial aplicado y la resultante del nivel de corriente.

..

4.8 DESCRIPCIÓN POZO

Los datos generales de la línea productora objeto de este estudio, son los siguientes:

4.8.1 Descripción general del Sistema:

Los datos generales, condición de diseño construcción y operación del activo Pozo Productor 1, se presenta en las tablas 7.

Tabla 7. Datos generales del Pozo Productor 1

| Desde | Hasta | Longitud | Diámetro | Fecha puesta en servicio | Código de diseño | Material | Tipo de recubrimiento |
|----------------|----------------------|----------|----------|--------------------------|------------------|-----------|-----------------------|
| Cabeza de Pozo | Múltiple Productor 1 | 525,0 | 6 | ene-11 | ASME B31.4 | API 5LX42 | FB DUAL |

Fuente: El autor.

4.8.2 Históricos de Inspecciones directas a la línea.

Se implementó una vez realizado el montaje y puesta en servicio de la línea productora, un plan de inspección basado en la metodología según el RBI del sistema. El resumen de los resultados obtenidos se presenta en la tabla 8.

Tabla 8. Resumen de inspecciones realizadas al pozo Productor 1

| REPORTE | TRAMO | | ASPECTOS GENERALES | | | | | |
|-------------------|-----------|-----------|--|-------|----------|-----------|-----------|--|
| | AÉREO | ENTERRADO | FECHA INSPECCIÓN | TRAMO | ESPESOR | ACCESORIO | % PÉRDIDA | UBICACIÓN |
| Inspección 1-2014 | Si | No | 1/03/2014 | 9 | 0,245 in | Codo 45° | 12,50% | Codo 45° en múltiple antes de la "EFE" |
| Inspección 2-2014 | No | Si | 28/05/2014 | - | 0,154 in | Tubería | 45,00% | Tubería llegada al múltiple |
| Reposición | 1/07/2014 | | Se realiza reposición del tramo enterrado por hallazgos de inspección informe previo | | | | | |
| Inspección 1-2015 | Si | No | 21/07/2015 | 25 | 0,229 in | Codo 45° | 18,21% | Codo 45° en múltiple antes de la "EFE" |
| Inspección 1-2016 | Si | No | 5/08/2016 | 39 | 0,227 in | Codo 45° | 19,29% | Codo 45° en múltiple antes de la "EFE" |

| REPORTE | TRAMO | | ASPECTOS GENERALES | | | | | |
|-------------------|-------|-----------|--------------------|-------|----------|-----------|-----------|---|
| | AÉREO | ENTERRADO | FECHA INSPECCIÓN | TRAMO | ESPESOR | ACCESORIO | % PÉRDIDA | UBICACIÓN |
| Inspección 1-2017 | Si | 1 | 17/05/2017 | 16 | 0,251 in | Codo 45° | 10,36% | Codo 45° excavación 3. afloramiento de llegada múltiple |

Fuente: El autor.

Se identificó en las inspecciones, según lo evidenciado en la tabla 8, pérdidas de espesor a mediados del año 2014, se realizó reposición de la línea y se continuó con el plan de inspección establecido, haciendo énfasis en realizar seguimiento a los puntos donde se presentaron pérdidas significativas de espesor.

4.8.3 Históricos de Monitoreo de Corrosión Interna realizado a los sistemas.

El monitoreo de corrosión interna, realizado a la línea realizados con el propósito de establecer la mejor estrategia para el control de la corrosión, inicio en el año 2012, sin embargo para esta época se tenía que la línea identificada como línea Productora 1, evidenciaba tendencia incrustante, no corrosiva.

En el año 2014, posterior a la reposición de la línea del **Pozo Productor 1**, se intensificó la estrategia de seguimiento a los fisicoquímicos del fluido transportado (crudo extra pesado) y la estrategia de monitoreo de corrosión interna, con el propósito de determinar la tendencia de daño por corrosión interna y tener bases para la implementación de la estrategia de tratamiento químico.

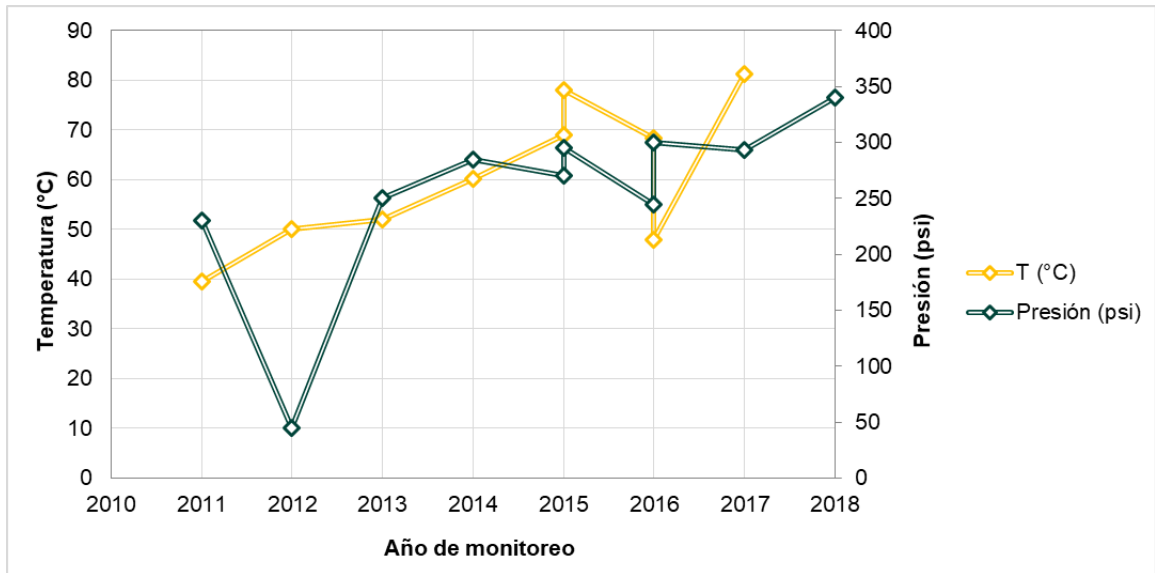
4.8.3.1 Tendencias presentadas por análisis fisicoquímicos de fluidos.

Los análisis fisicoquímicos para este caso, se realizan con el propósito de determinar la agresividad del mismo y la susceptibilidad a presentar daños por corrosión interna, se tienen como principales parámetros fisicoquímicos de estos sistemas, lo siguientes:

4.8.3.2 Presiones y temperaturas

Se observa un incremento durante la vida útil del pozo en general de las presiones y temperaturas de los fluidos.

Ilustración 10. Resumen de resultados de presiones en el sistema correspondiente al pozo productor 1.

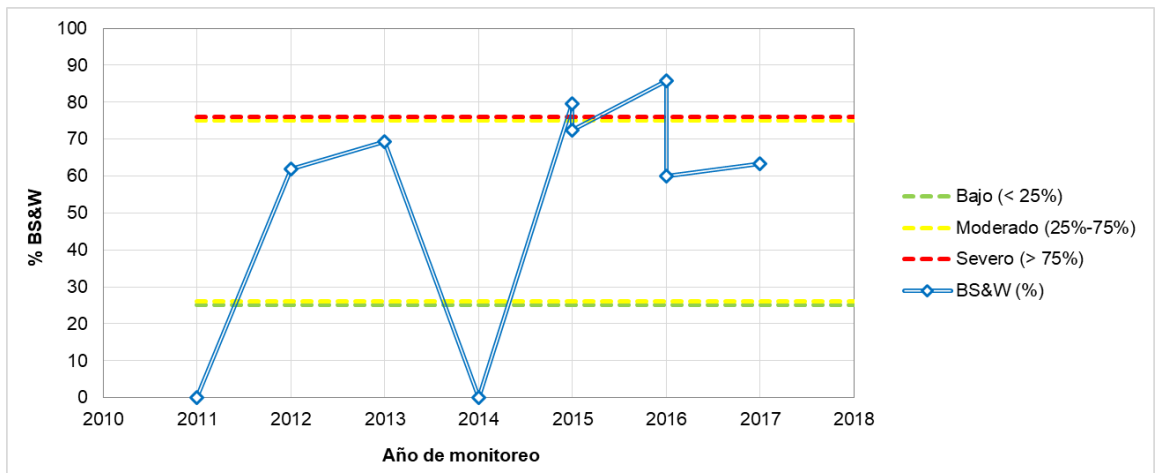


Fuente: Tecnicontrol S.A., Informe técnico de análisis fisicoquímicos de fluido, 2018.

4.8.3.3 Análisis de BS&W del Pozo Productor 1

El BS&W se encuentra en el rango de clasificación moderado, es decir entre el 25%-75%, sin embargo se encuentran valores en donde se ve el incremento superior al 75%, colocándolo dentro de los parámetros de corrosividad severos.

Ilustración 11. Resumen de BS&W en el sistema

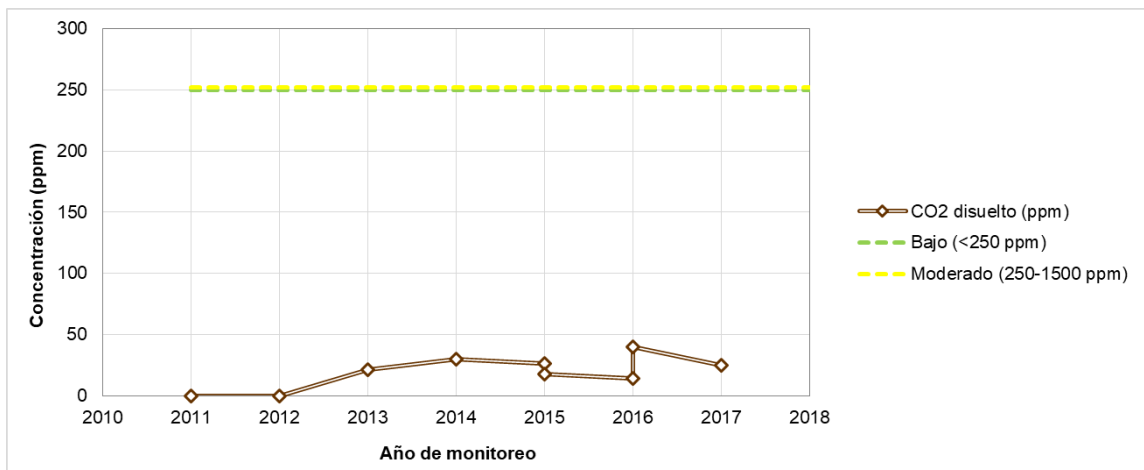


Fuente: Tecnicontrol S.A., Informe técnico de análisis fisicoquímicos de fluido, 2018.

4.8.3.4 Análisis de CO2 disuelto en agua

Los análisis fisicoquímicos realizados en campo aún no evidencia tendencia de CO2 disuelto en agua, se encuentran por debajo del rango bajo, es decir en todos los casos son menores a 250 ppm. Ver ilustración 3.

Ilustración 12. Resumen de BS&W en el sistema

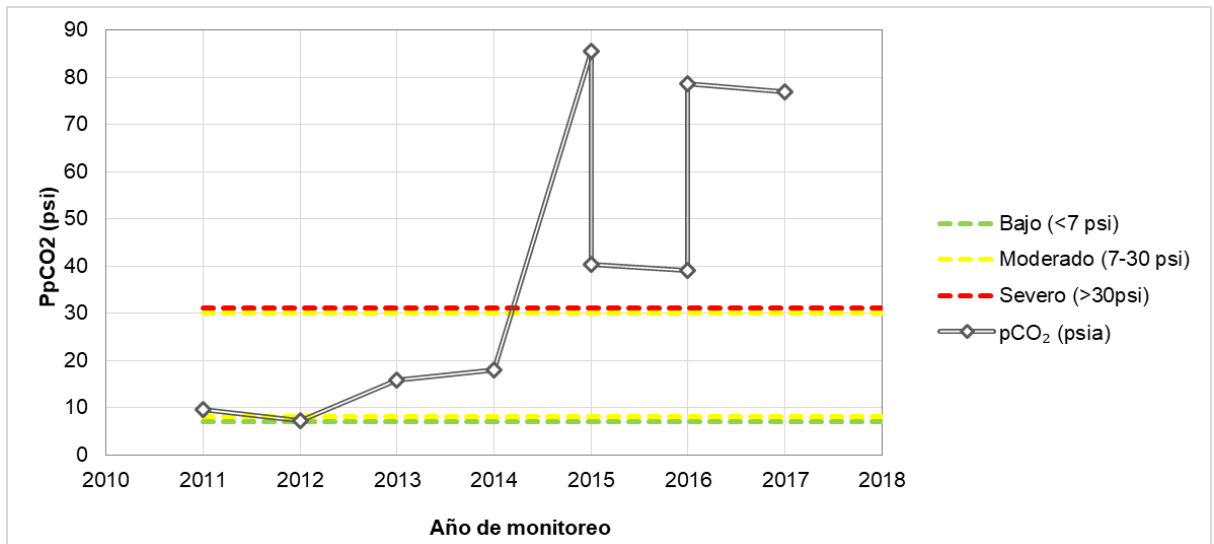


Fuente: Tecnicontrol S.A., Informe técnico de análisis fisicoquímicos de fluido, 2018.

4.8.3.5 Análisis de Presiones Parciales de CO2

Las presiones parciales de CO2, a partir del año 2014 muestran un incremento considerable en las presiones parciales de CO2, lo que indica cambio en las tendencias fisicoquímicas del fluido y por consiguiente anudado a los anteriores parámetros expuestos anteriormente, alta susceptibilidad por corrosión interna.

Ilustración 13. Resumen de BS&W en el sistema



Fuente: Tecnicontrol S.A., Informe técnico de análisis fisicoquímicos de fluido, 2018.

4.8.3.6 Tendencias presentadas de monitoreos por gravimetrías en el sistema.

El resumen de las tendencias encontradas resultado del análisis por gravimetrías en el pozo productor 1 antes del inicio de la estrategia de tratamiento químico se muestra a continuación.

Tabla 9. Datos generales monitoreos por cupones y gravimetrías Pozo Productor 1

| Pozo | Cupones | | | | Fisicoquímico | | | | |
|------------------|-------------------|---|------------------------|---|----------------|------|----------|-----------|---------------------------------|
| | Fecha instalación | Fecha retiro | Velocidad de corrosión | Velocidad de corrosión por picado (mpy) | Fecha análisis | BS&W | Cloruros | Langelier | Presión parcial CO ₂ |
| Pozo Productor 1 | 6-nov-12 | 10-dic-12 | 1,40 | No | 24/11/2011 | N.D | N.D | N.D | 9,54 |
| | 9-abr-13 | 20-jun-13 | 3,72 | No | 13/07/2012 | 62,0 | N.D | N.D | 7,16 |
| | 21-nov-13 | 10-ene-14 | 0,70 | No | 26/05/2013 | 69,4 | 167 | -2,3 | 15,88 |
| | 10-ene-14 | 12-mar-14 | 3,57 | No | 14/10/2014 | N.D | 205 | 0,74 | 17,98 |
| | 1-jul-14 | Reposición de la línea | | | | | | | |
| | 2-sep-14 | 8-oct-14 | 11,94 | No | 12/03/2015 | 79,5 | 207 | -0,22 | 85,41 |
| | 8-oct-14 | 18-nov-14 | 13,53 | 57,87 | 21/11/2015 | 72,5 | 220 | 0,89 | 40,26 |
| | 1-oct-15 | 27-nov-15 | 7,41 | No | 2/09/2016 | 85,9 | 221 | -0,73 | 38,96 |
| | 27-nov-15 | 12-ene-16 | 34,62 | No | 3/01/2017 | 59,9 | 999 | 0,27 | 78,68 |
| | 14-abr-16 | 20-jun-16 | 1,03 | 17,51 | 17/08/2017 | 63,4 | 1177,7 | 1,3 | 76,9 |
| | 20-jun-16 | 8-ago-16 | 33,45 | No | | | | | |
| | 2-sep-16 | 5-oct-16 | 60,10 | No | | | | | |
| | 1-dic-16 | Inicio de estrategia de tratamiento químico en superficie | | | | | | | |

Fuente: El autor

Teniendo en cuenta las evidencias de los análisis obtenidos en la tabla 3, se clasificó el **Pozo Productor 1**, como pozo con tendencia a la corrosión severa por cupones, cloruros y presión parcial CO₂ y se implementó una estrategia de Bacheo al pozo Productor 1, con el propósito de controlar el sistema.

El análisis de los cupones antes del inicio del tratamiento químico evidencia lo siguiente:

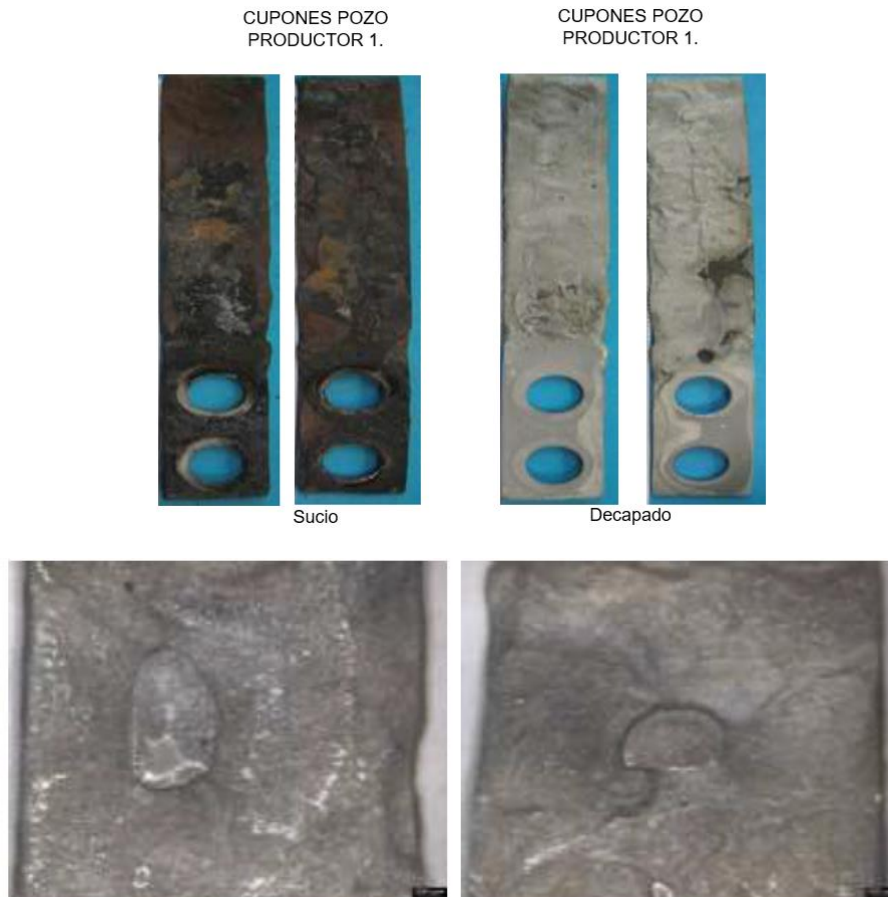
Ilustración 14. Resultados de análisis de cupones antes de iniciar estrategia de tratamiento químico

| REGISTRO DE ANALISIS | | | |
|---|---------|--|---------------|
| Tiempo exposición (días), t | 33 | Tasa depositación Org (mpd) | 1,1560 |
| Area exposición (pulg ²), a | 3,2218 | Tasa depositación Inorg (mpd) | 1,7457 |
| Peso inicial (g), Pi | 10,7564 | Velocidad de corrosión (mpy) | 60,1050 |
| Peso sucio (g), Ps | 8,8099 | Velocidad de corrosión (mm/a) | 1,5255 |
| Peso solvente (g), Pv | 8,6870 | Nivel de Corrosión | Severo |
| Peso final (g), Pf | 8,5014 | Velocidad de corrosión por picado (mpy) | 0,0000 |
| Peso orgánico (g), Po | 0,1229 | Velocidad de corrosión por picado (mm/a) | 0,0000 |
| Peso Inorgánico (g), PI | 0,1856 | Nivel de Picadura | Sin evidencia |

Fuente: Tecnicontrol S.A.

El registro fotográfico de los cupones se muestra a continuación.

Ilustración 15. Visualización de los cupones de corrosión



Fuente: Tecnicontrol S.A.

4.8.4 Seguimiento a la estrategia de control de corrosión implementada

Una vez definido el Inhibidor de corrosión orgánico para la línea, se dio inicio a la estrategia de seguimiento para el control de corrosión del pozo, en busca de ajustar la dosificación y las frecuencias de bacheo establecidas. El seguimiento a la estrategia se realizó mediante la instalación de cupones de corrosión en el sistema dejándolos con una frecuencia de exposición entre 30 y 60 días, los resultados de seguimiento a la estrategia se observan en la tabla 4.

Tabla 10. Datos generales monitoreos por cupones y gravimetrías Pozo Productor 1

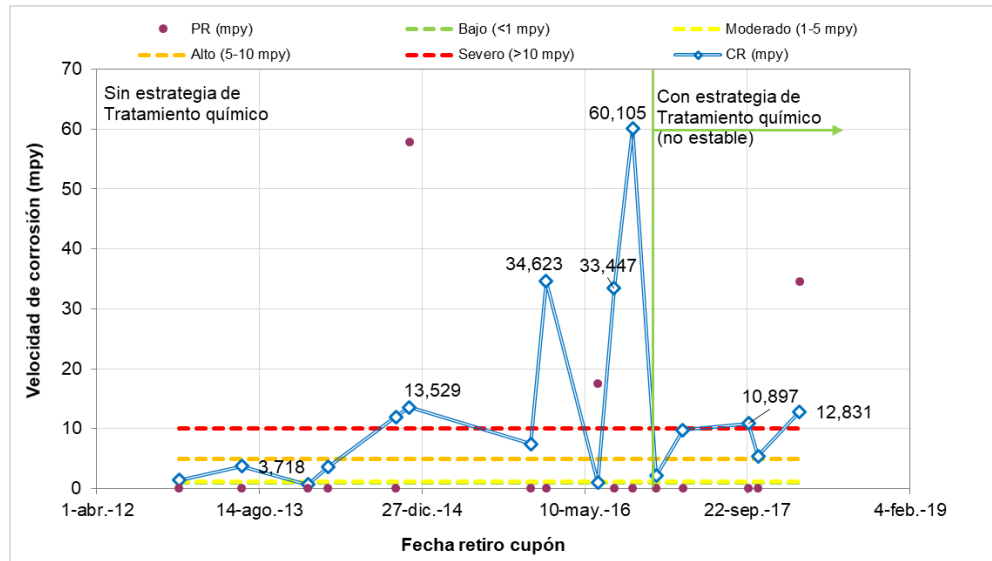
| Monitoreo Realizado para verificar control de corrosión | | | | | | | |
|---|--|-------------------|--------------|---|---|---|---------------|
| Fecha | Ajuste de tratamiento químico | Fecha instalación | Fecha retiro | Velocidad de corrosión generalizada (mpy) | Clasificación de Corrosión Generalizada | Velocidad de corrosión por picado (mpy) | Resumen |
| dic-16 | Inicia con una frecuencia de 240 ppm y una frecuencia quincenal. | 6-feb-17 | 8-mar-17 | 9,81 | Alto | No | No controlado |
| may-17 | Aumenta dosificación a 320 ppm y frecuencia semanal. | 3-ago-17 | 26-sep-17 | 10,9 | Severo | No | No controlado |
| ago-17 | Aumenta dosificación a 360 ppm y frecuencia semanal. | 26-sep-17 | 26-oct-17 | 5,4 | Alto | No | No controlado |
| oct-17 | Aumenta dosificación a 400 ppm y frecuencia semanal. | 4-ene-18 | 2-mar-18 | 12,83 | Severo | 34,56 | No controlado |
| ene-18 | Aumenta dosificación a 450 ppm y frecuencia semanal | 4-ene-18 | 2-mar-18 | 13,83 | Severo | 35,56 | No controlado |

Fuente: El autor

En resumen las tendencias de monitoreo por gravimetría, muestran que una vez iniciada la estrategia de tratamiento químico en el **Pozo Productor 1**, evidencia que

no fue posible estabilizar las velocidades de corrosión con el tratamiento químico establecido. Ver Ilustración 7

Ilustración 16. Resumen de resultados de monitoreo por gravimetría antes y después del tratamiento químico.



Fuente: El autor

El análisis de los cupones posterior al inicio del tratamiento químico evidencia lo siguiente:

- El cupón presenta deterioro superficial con severa pérdida de material.
- El cupón presenta zona de corrosión localizada. Ver Ilustración subsiguiente.

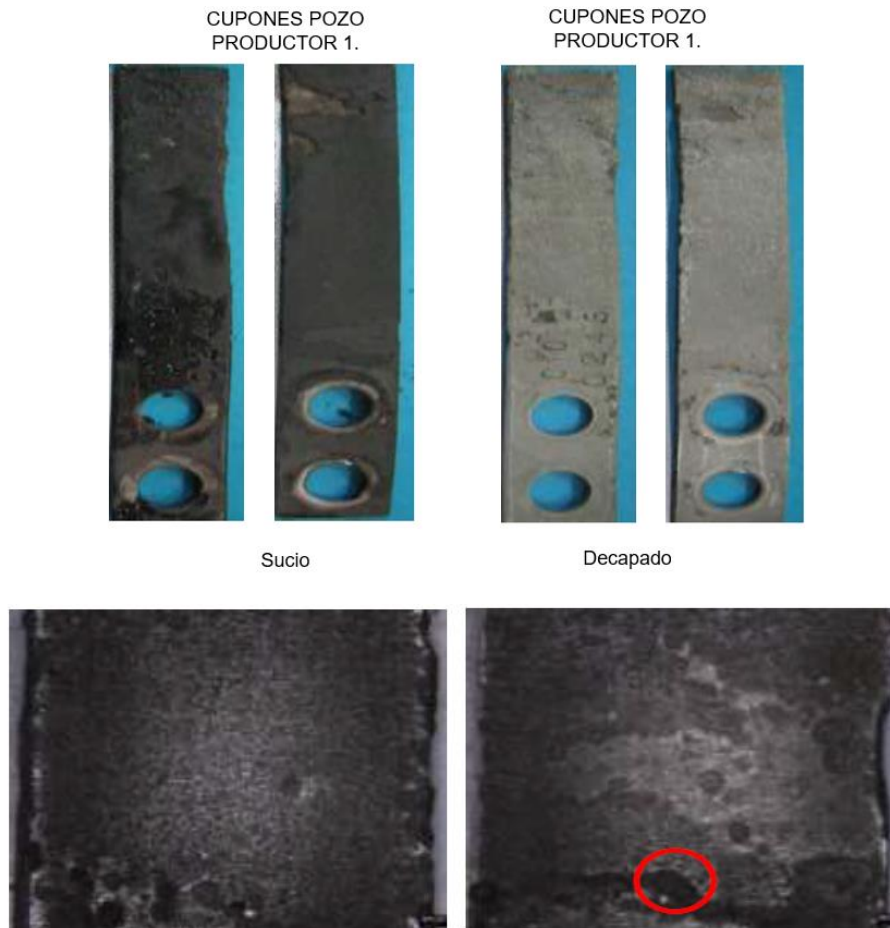
Ilustración 17. Resultados de análisis de cupones con inicio de estrategia de tratamiento químico

| REGISTRO DE ANALISIS | | | |
|---|---------|---|----------------|
| Tiempo exposición (días), t | 57 | Tasa depositación Org (mpd) | 0,1291 |
| Area exposición (pulg ²), a | 3,1927 | Tasa depositación Inorg (mpd) | 0,9495 |
| Peso inicial (g), Pi | 10,6341 | Velocidad de corrosión (mpy) | 12,8313 |
| Peso sucio (g), Ps | 10,0064 | Velocidad de corrosión (mm/a) | 0,3257 |
| Peso solvente (g), Pv | 9,9829 | Nivel de Corrosión | Severo |
| Peso final (g), Pf | 9,8101 | Velocidad de corrosión por picado (mpy) | 34,5649 |
| Peso orgánico (g), Po | 0,0235 | Velocidad de corrosión por picado (mm/a) | 0,8773 |
| Peso Inorgánico (g), Pi | 0,1728 | Nivel de Picadura | Severo |

Fuente: Tecnicontrol S.A.

El registro fotográfico de los cupones se muestra a continuación.

Ilustración 18. Cupones de corrosión



Fuente: Tecnicontrol S.A.

Luego de validar la condición del pozo como riesgo severo por corrosión, se identificó las secciones más críticas, y se tomaron muestras de las líneas de flujo, evidenciado corrosión por picado, directamente relacionado con la concentración de CO₂.

A continuación, se muestra un registro fotográfico de las secciones del tubo API 5LX42 de 6" de diámetro.

Ilustración 19. Evidencia de la formación de Pitting por presencia de CO₂



Fuente. El autor.

En la línea troncal también se evidenció mecanismos de daño combinado, tal como se observa en la ilustración.

Ilustración 20. Mecanismos de daño combinado en línea troncal



Fuente El Autor.

Una vez identificada la tendencia corrosiva alta y la probabilidad de falla de la línea, se ve la necesidad de establecer un plan para validar los datos obtenidos y controlar las tendencias corrosivas evidenciadas en los monitoreos de las líneas, por lo tanto, se diseñará, el plan de acción descrito a continuación, a fin de mitigar los daños y mantener en control el sistema. Este plan contemplará lo siguiente:

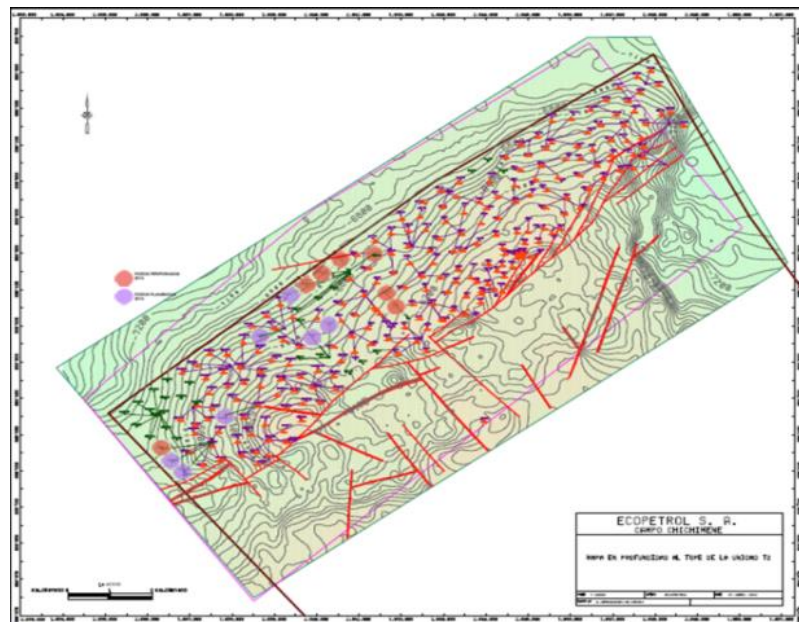
1. Medición remota de la velocidad de corrosión mediante probetas Microcorr Wireless
2. Ajuste del tratamiento química basada en el cruce de resultados y en las mediciones de las velocidades realizadas en tiempo real.
3. Diseño del plan de inspección y monitoreo basado en las tendencias

Realizadas estas acciones, se diseñará el plan de monitoreo, inspección y control de los daños por corrosión interna mediante tratamiento químico, con el propósito de mitigar los daños por corrosión interna en la tubería, con el propósito de verificar a futuro el ajuste de la dosificación con la estrategia planteada.

4.9 ANTECEDENTES DEL CAMPO PRODUCTOR

Dentro del proceso de Extracción, Levantamiento y Recolección, el Campo Productor cuenta con 251 pozos perforados, completados en la formación Guadalupe (K1 y K2) y San Fernando (T2), con 179 pozos encendidos con una producción promedio aproximada de 70.000 BPPD.

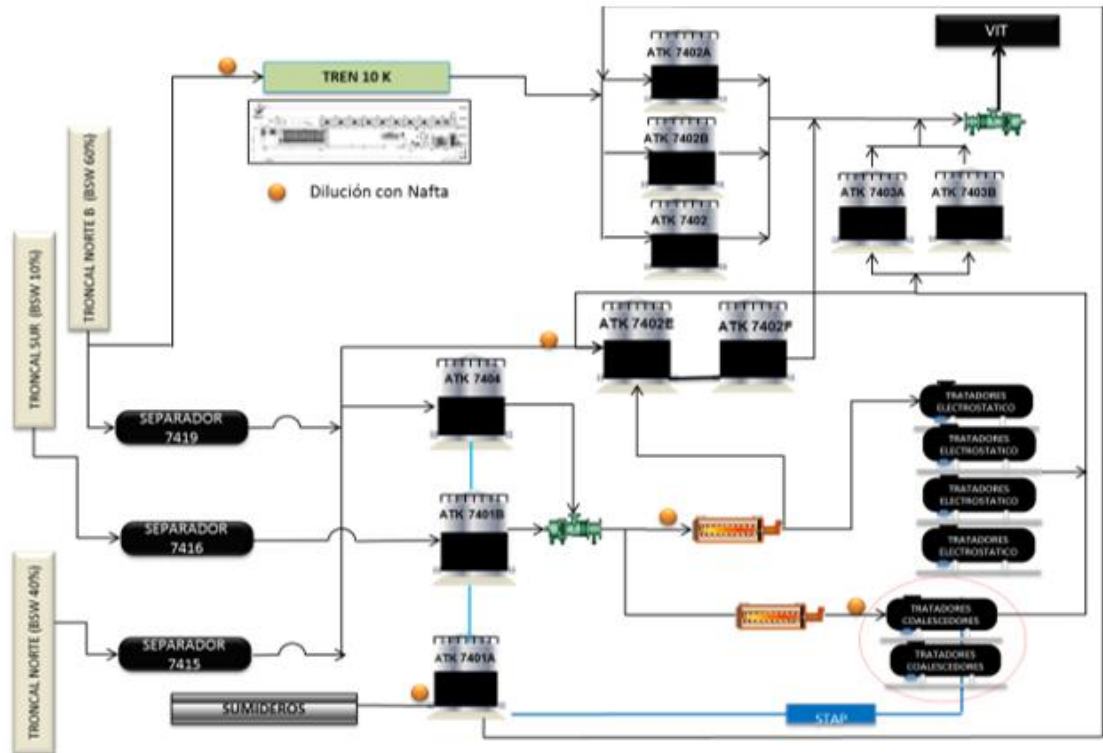
Ilustración 21. Mapa Estructural Campo Productor



Fuente. Ecopetrol S.A.

El proceso de deshidratación de crudo en la estación de recolección y tratamiento consiste en una serie de operaciones físicas que comprenden el tratamiento de fluidos de hidrocarburos en separadores y Tanques, dilución con nafta para reducir la viscosidad del crudo, separación de agua emulsionada en tanques de lavado mediante diferencia de densidades y tratadores electrostáticos y coalescedores, descrito en la ilustración a continuación.

Ilustración 22. Diagrama de proceso de tratamiento de estación de Producción



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los fluidos del campo Productor tienen una tendencia corrosiva alta y severa asociado al CO₂ de los fluidos de los pozos de la formación T2, como acción de mitigación desde el punto de vista del diseño se han implementado actividades de tipo preventivas, tales como la adecuación de facilidades de inyección de tratamiento químico en superficie y Down Hole en pozos y las líneas de recolección y monitoreo de corrosión con cupones en líneas de flujo y recolección, construcción de facilidades de limpieza e inspección. El proceso de corrosión, se presenta en el campo debido a la presencia de especies ácidas, tales como el ácido sulfhídrico (H₂S) o el dióxido de carbono (CO₂), cloruros en muchos fluidos de formación, y a causa de las presiones y temperaturas elevadas de las formaciones productivas.

De la evaluación y modelamiento de incrustaciones en el campo de recolección se establece que los fluidos de las formaciones T2 tienen tendencia de formación de incrustaciones. Por consiguiente, se sugiere la inyección de inhibidores de incrustación down hole durante el inicio y la operación de los pozos.

4.9.1 Antecedentes línea productora

En el año 2012 se colocó en servicio la línea identificada como **Pozo Productor 1**, proveniente de las formaciones K1K2 y T2, con la entrada de esta línea se dio inicio al programa de monitoreo por corrosión interna, el cual contempla la instalación de cupones e inspección directa de la línea. En estas inspecciones se detectó alto riesgo de fuga y se realizó reposición de la línea a mediados de 2014.

A finales del 2014 y en el transcurso del año 2015, se presentaron fugas en los pozos vecinos del campo, esta situación obligó al campo productor a reestructurar el plan de integridad y realizar estudios, con el propósito de validar las tendencias corrosivas presentadas. Estos estudios⁸ corroboraron la tendencia a corrosión severa en el pozo productor objeto de este estudio, así las cosas y teniendo en cuenta los resultados obtenidos de monitoreo por gravimetría e histórico de reposición se aprobó el inicio de la estrategia de tratamiento químico, de lo cual se tiene lo siguiente:

El pozo inicia con una frecuencia de 240 ppm y una frecuencia quincenal.

- En Mayo/17 se aumenta a 320 ppm y frecuencia semanal.
- Agosto/17 se aumenta a 360 ppm y frecuencia semanal.
- Octubre/17 se aumenta a 400 ppm y frecuencia semanal.
- Enero/18 se aumenta a 450 ppm y frecuencia semanal.

A pesar de los cambios en la dosificación, no se logra tener el pozo en control, por lo que se busca la implementación de técnicas alternativas para realizar seguimiento a la estrategia y tener mayor información para realizar las dosificaciones en tiempos más efectivos, lo cual es objeto de este proyecto.

⁸ NALCO CHAMPION, Monitoreo de velocidad de corrosión y tendencia al picado in situ, mediante técnicas electroquímicas en pozos y troncales

5 DISEÑO METODOLÓGICO

De acuerdo a la documentación, las investigaciones y a los resultados previos de la línea de flujo **Pozo Productor 1**, se plantea el estudio de las variables mencionadas a continuación.

Tabla 11. Variables para medición en pozo productor 1

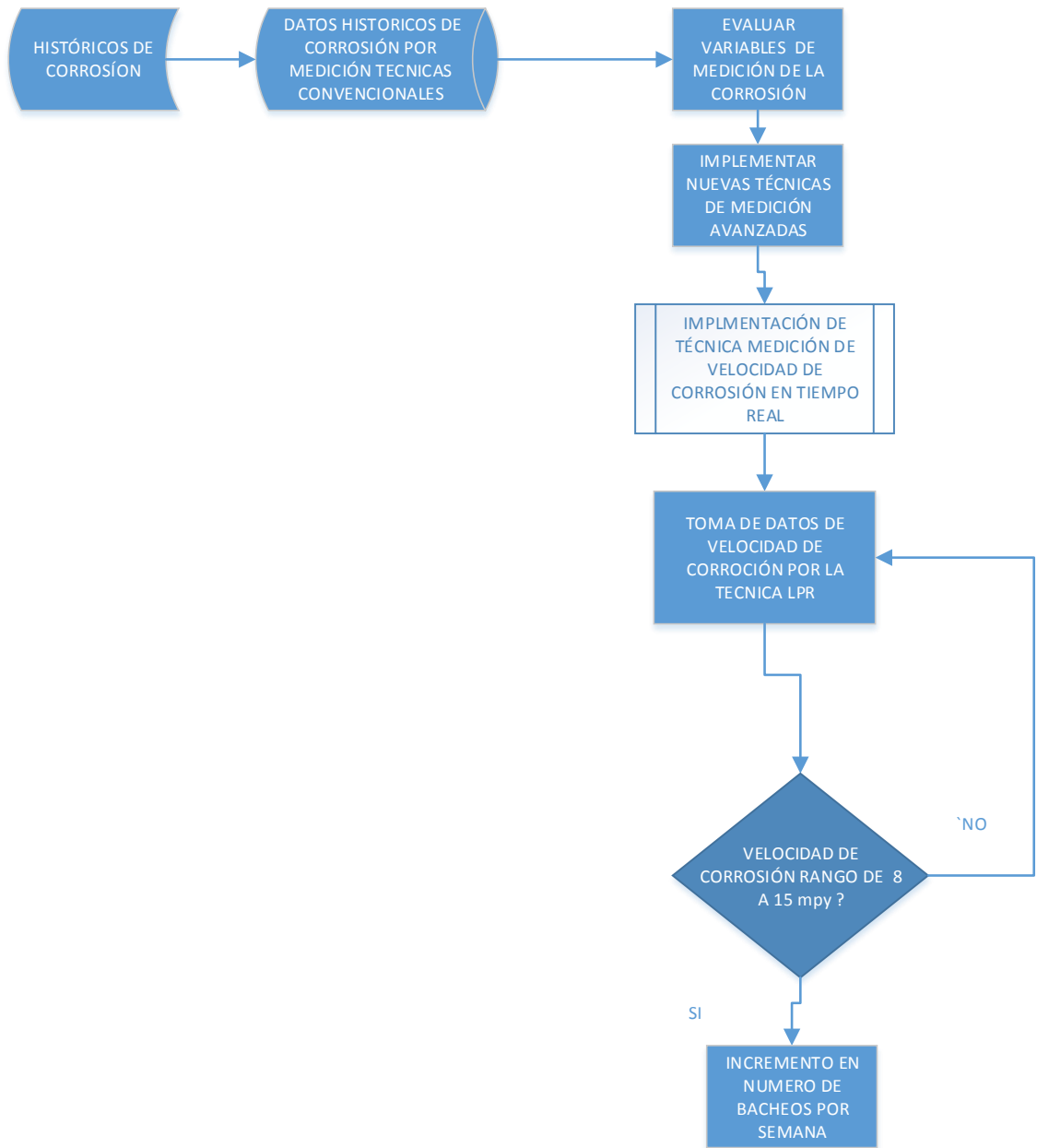
| DESCRIPCIÓN | unidad | Condición variable |
|---|-------------------------------|--------------------|
| Velocidad de corrosión Generalizada | mpy | primaria |
| Velocidad de corrosión por picado | mpy | primaria |
| Frecuencia de dosificación | Número de unidades por semana | primaria |
| Concentración del inhibidor de corrosión | ppm | primaria |
| Presión del sistema | psi | secundaria |
| Temperatura del sistema | °C | secundaria |
| Contenido de agua y sedimentos | BS&W | secundaria |
| Presión parcial del dióxido CO ₂ | psi | secundaria |

Fuente. El autor

Aunque no serán tenidas en cuenta para la presentación de resultados de este proyecto, las variables secundarias sí se tendrán en cuenta para los análisis de clasificación de parámetros de corrosividad de fluidos los parámetros fisicoquímicos mencionados a continuación:

Teniendo en cuenta las variables anteriormente mencionadas se plantea realizar mediciones de las velocidades de corrosión en tiempo real para implementar una estrategia de inyección de inhibidor de corrosión que se ajuste a las variables del sistema y permita disminuir las velocidades de corrosión del **Pozo Productor 1**.

Ilustración 23. Flujograma del proceso de evaluación del pozo productor 1



Fuente. El autor

6 DESARROLLO

6.1 MONITOREO DE VELOCIDADES DE CORROSIÓN

Con el propósito de conocer las velocidades de corrosión en tiempo real se implementó un sistema de monitoreo remoto mediante probetas Microcorr Wireless. Para lo cual se realizaron las siguientes actividades:

- Selección del pozo: Pozo Productor 1.
- Instalación y configuración de probeta Microcorr Wireless.
- Configuración y mapeo de datos de probeta Microcorr Wireless a red Modbus Ecopetrol.
- Cargar la información del equipo de medición en plataforma Lowis.
- Adquisición de data.
- Interpretación y análisis de resultados.

Ilustración 24. Instalación de probetas Microcorr Wireless



Fuente: Nalco Champion.

6.1.1 Tecnología Microcor Wirless.

La tecnología de monitoreo de corrosión Microcor⁹, tiene la ventaja de un incremento sustancial en la velocidad de respuesta en comparación con las técnicas convencionales de monitoreo, como cupones probetas de resistencia eléctricas y resistencias de polarización lineal(LPR), además tiene la ventaja de trabajar en todos los ambientes agresivos.

la implementación de esta tecnología permite identificar la velocidad de corrosión y sus cambios en tiempo real, en un grado de precisión y exactitud elevado, Por consiguiente, se puede asociar de manera más concreta las variaciones de la parte operativa, y definiendo un control del lazo de corrosión.

Ilustración 25. Microcor ER Wireless Transmitter (M-310 / M-320)



Fuente. COSASCO, Microcor System

El elemento activo de las probetas Microcor, es medido una resolución de 18 bit, en comparación con las probetas ER, de 10 bits. Por lo tanto, las mediciones son menos susceptible a fluctuaciones por temperatura. Las probetas están disponibles en forma, cilíndrica y tipo Flush. Las mediciones pueden hacerse en líquidos, salmueras, gases, estados multifásicos, en tuberías enterradas o en concreto, sin importancia de la conductividad del sistema.

⁹ COSASCO, Microcor System.

Tabla 12. Especificaciones tecnología Microcor Wireless

| Specification | Communication Option | |
|---|--|---|
| | WirelessHART 7 | ISA100 Wireless |
| Wireless Range (clear line of sight) | 1000 ft (300 m) | 1500 ft (450 m) |
| Transmitter Battery Life | 3 Years | 3 Years |
| Wireless Devices Supported | Up to 100 | Up to 500 |
| Network Type | Inherently Mesh | Mesh or Star Topology |
| System Integration | Emerson, Endress & Hauser, Siemens, and ABB Wireless Networks | Yokogawa, and other ISA100 Wireless Networks |
| Certifications | Hazardous Area Locations (Class I, Zone 1) | Hazardous Area Locations (Class I, Zone 1) |

Fuente. COSASCO, Microcor System.

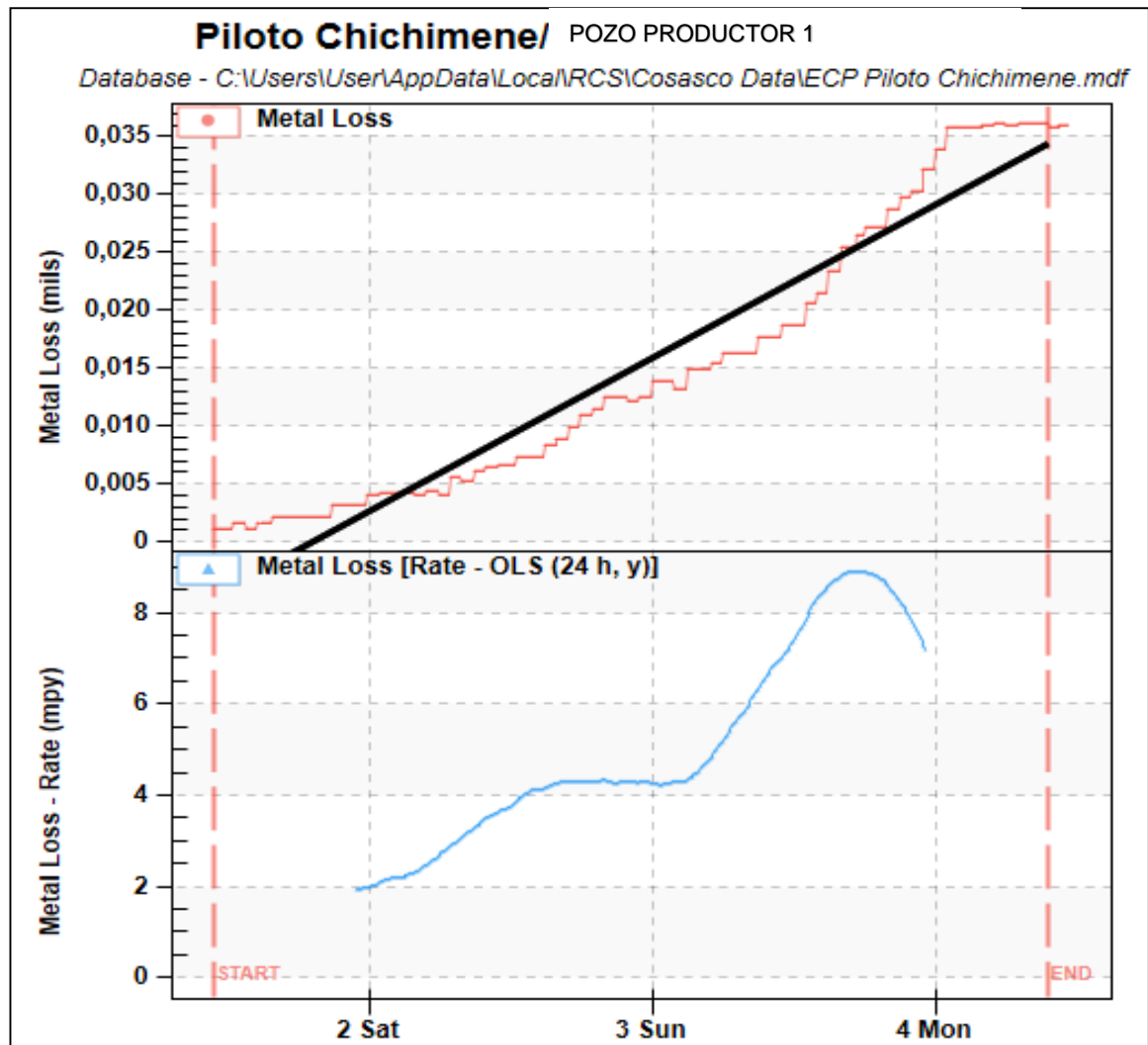
Se enlistan algunas ventajas de la tecnología Microcor Wireless

- Tiempo de respuesta 50 veces más rápido al cambio en las velocidades de corrosión que las probetas regulares
- En cuanto a la sensibilidad es 256 veces más, en comparación con las probetas ER
- .
- Soporta ambientes y medios Agresivos
- Se emplea en cualquier tipo de fluido, y en cualquier fase (gaseosa-liquida)
- La adquisición de datos se logra a través de un DataLogger conectado al sistema Wireless según protocolo WirelessHART 7.
- Facilidad de Monitoreo de datos de forma remota
- Las probetas tienen 262144 PLU's, unidades de vida de probeta, en comparación con 1000 PLU's de las probetas estándar.

6.1.2 Resultados del monitoreo de las velocidades de corrosión

Antes de implementar el sistema de monitoreo en tiempo real, y sin los ajustes al sistema de inyección de tratamiento, los índices de pérdida de metal (mpy) se encontraban fuera de los valores de aceptación. Tal lo indica la ilustración 21 donde se observa que antes de la fecha de implementación, la tasa de pérdida de material es superior a 5 mpy.

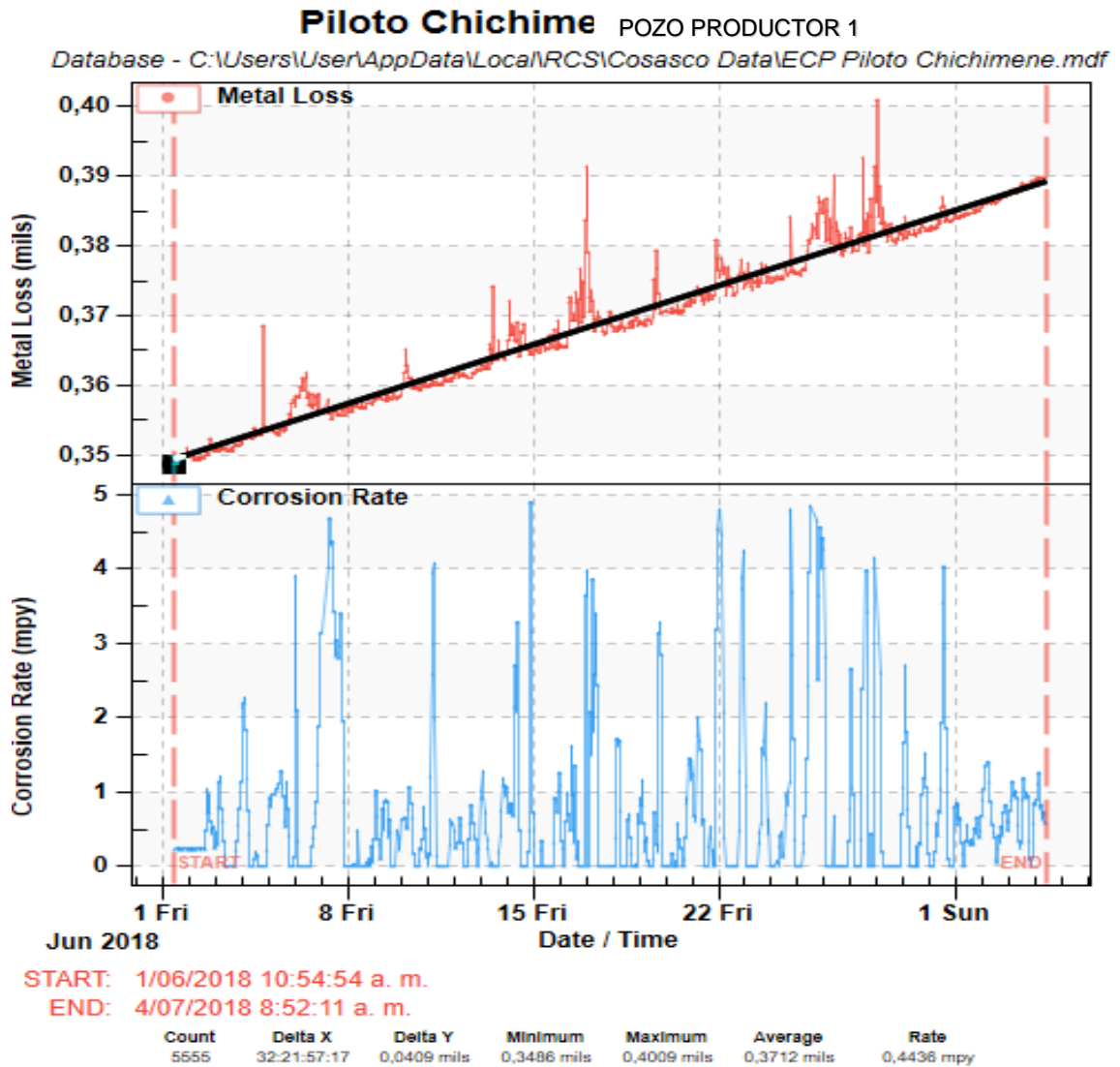
Ilustración 26 evaluación de la velocidad perdida de metal en mpy antes de la implementación del sistema de control



Fuente. Nalco Champion

Luego de la implementación del sistema, durante el periodo de monitoreo entre 01 de junio de 2018 y el 6 de junio de 2018, la inyección estuvo con una dosis de 450 ppm y frecuencia de bacheo con programación semanal, se realizó bache el 04 de junio. Previo a la primera inyección de química, se evidenció una pérdida de metal ascendente a una velocidad de corrosión promedio de 0.55 mpy. Además, se evidencia una disminución de la velocidad de corrosión entre el día 4 y 5 de junio, evidenciando la efectividad del tratamiento químico.

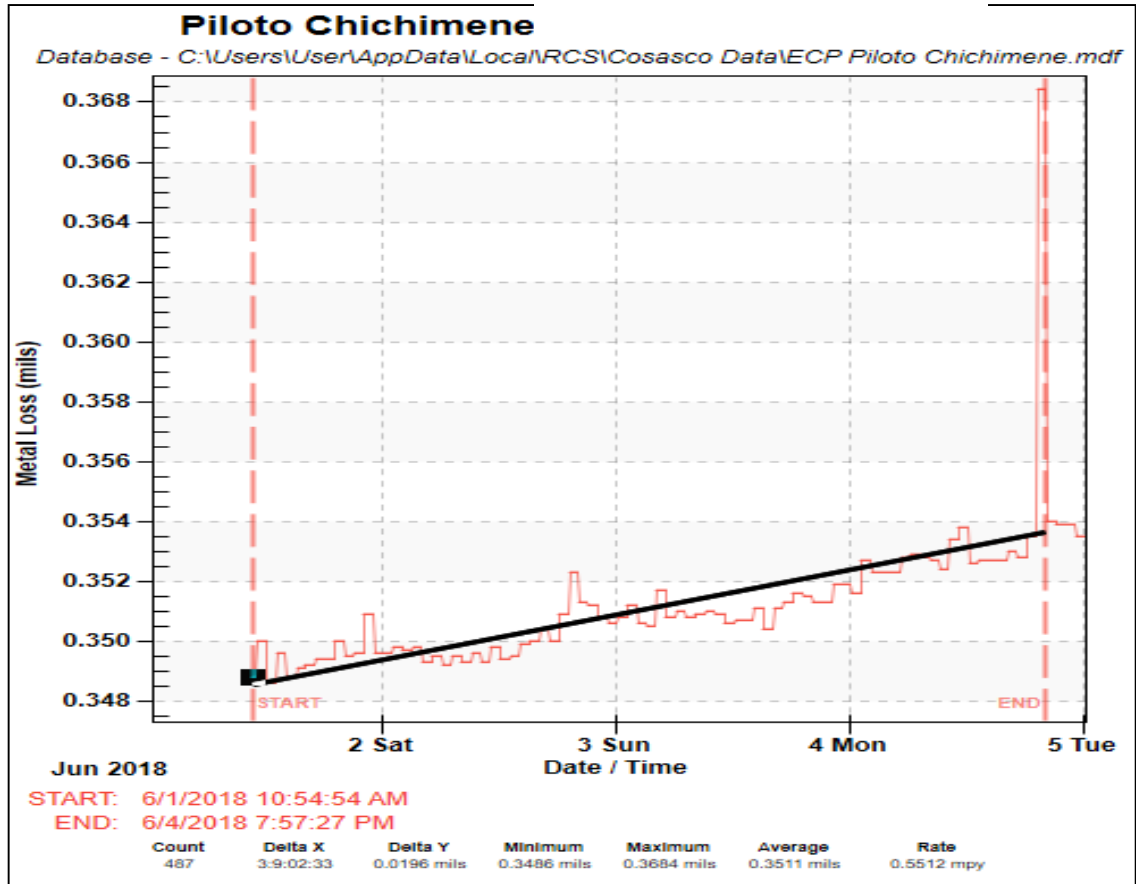
Ilustración 27 monitoreo de la pérdida de espesor del pozo productor 1 intervalo cercano al primer bacheo



Fuente. Nalco Champion

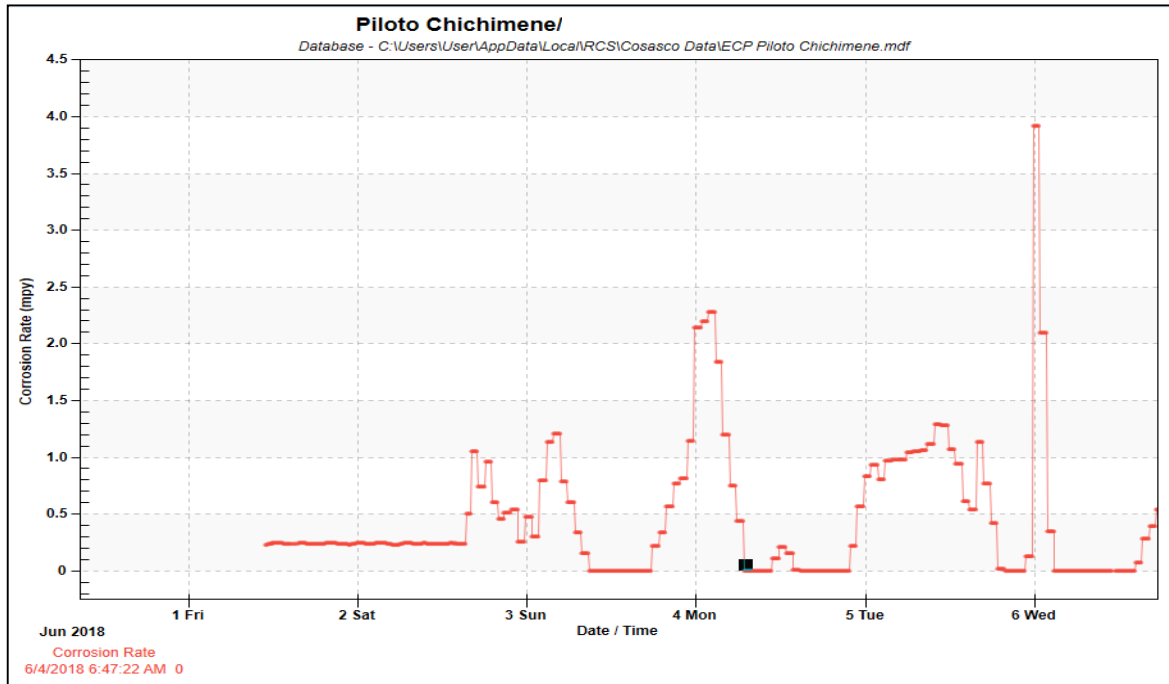
Como resultado en este intervalo de tiempo de monitoreo se tiene que la velocidad de corrosión del periodo estuvo por debajo del target de 3 mpy, y la pérdida de metal fue constante en el periodo de tiempo de la prueba, perdiendo 0.0412 mils de vida útil del electrodo

Ilustración 28. Perdida de espesor de material no superior a 0.355 mils, intervalo cercano al primer bacheo



Fuente. Nalco Champion.

Ilustración 29 velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al primer bacheo



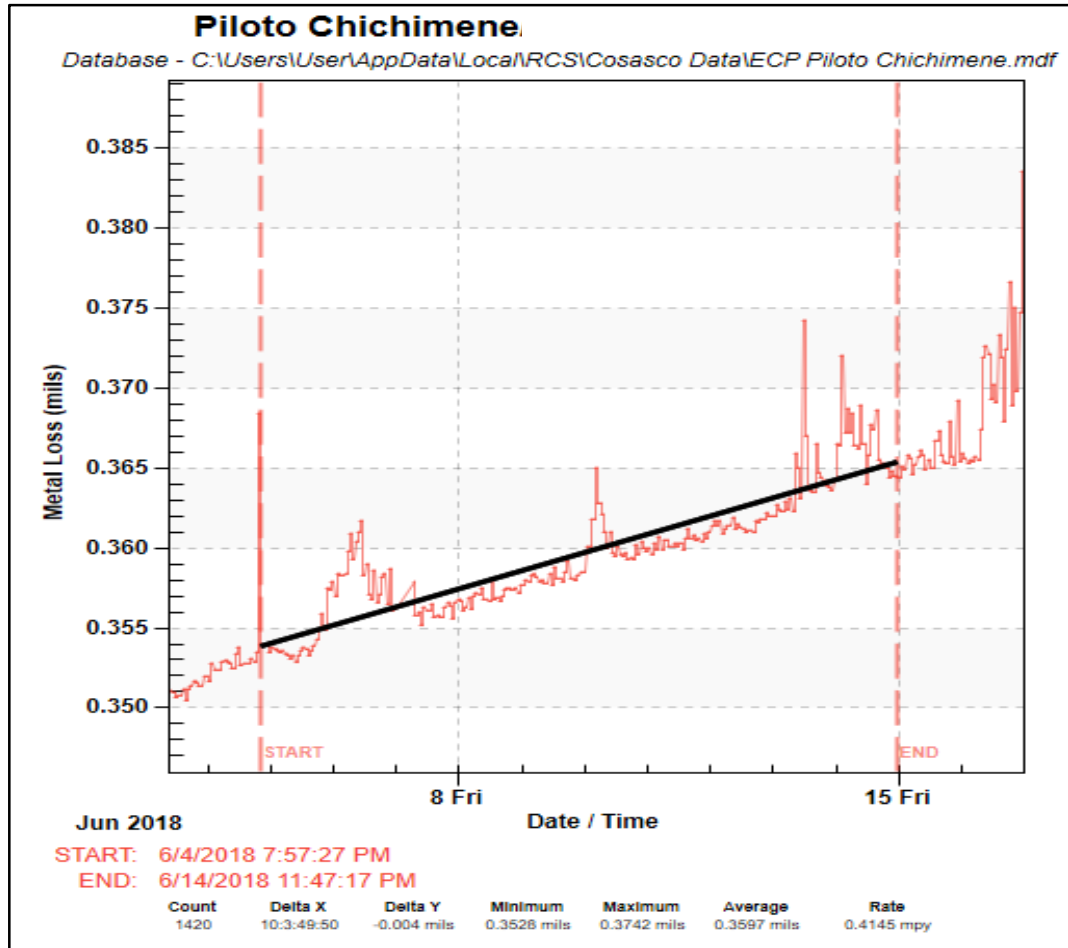
Fuente. Nalco Champion.

El segundo bacheo se programó en la semana del 06/ 06/2018 a 15/06/2018, los resultados se relacionan a continuación. Se inyectó una dosis de 450 ppm y programando una frecuencia de bacheo semanal, se realizó bache el 15 de junio.

Durante el periodo de tiempo previo a la segunda inyección de química, se evidencio una pérdida de metal ascendente a una velocidad de corrosión promedio de 0.41 mpy.

El 11 de junio donde se programó el bacheo de química, pero no se ejecutó, se presentó un incremento de más de 4 mpy por 3 horas aprox. Ya entre el 14 y 15 de junio, se pudo observar cómo se incrementan los picos agresivos de velocidades de corrosión llegando al punto más alto del periodo con velocidades de más de 4.9 mpy, que posterior al tratamiento químico aplicado se reducen por debajo del target.

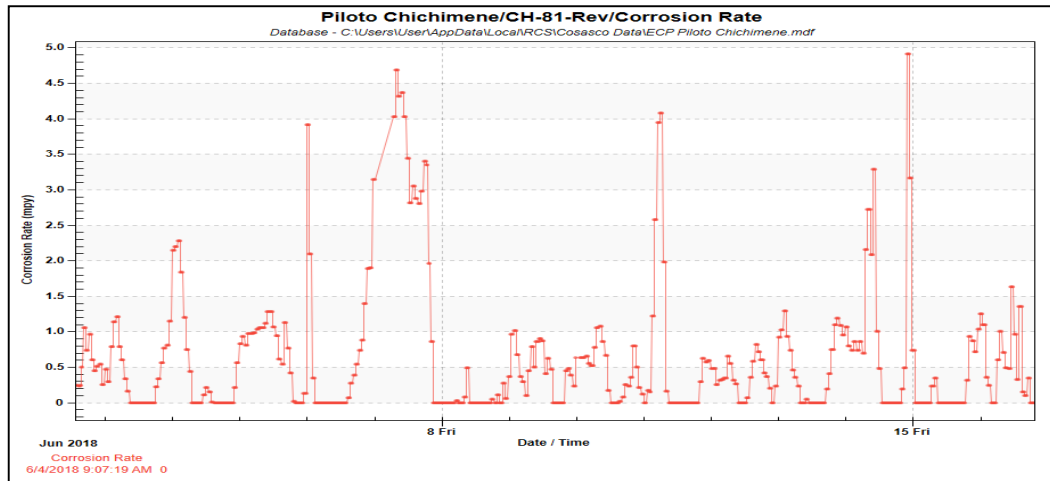
Ilustración 30. Perdida de espesor de material, intervalo cercano al segundo bacheo.



Fuente. Nalco Champion.

Las velocidades de corrosión superan el target de 3 mpy con algunos valores por encima de 3.9 mpy. El 5 de junio en horas de la tarde hasta el 6 de junio al medio día y nuevamente elevándose la velocidad de corrosión ese mismo día cercana la media noche para llegar el pico de más de 4.5 mpy, el 7 de Junio entre las 7-8 am. Finalmente se Estabilizó la velocidad de corrosión por debajo de los 3 mpy alrededor del medio día del mismo 7 de Junio.

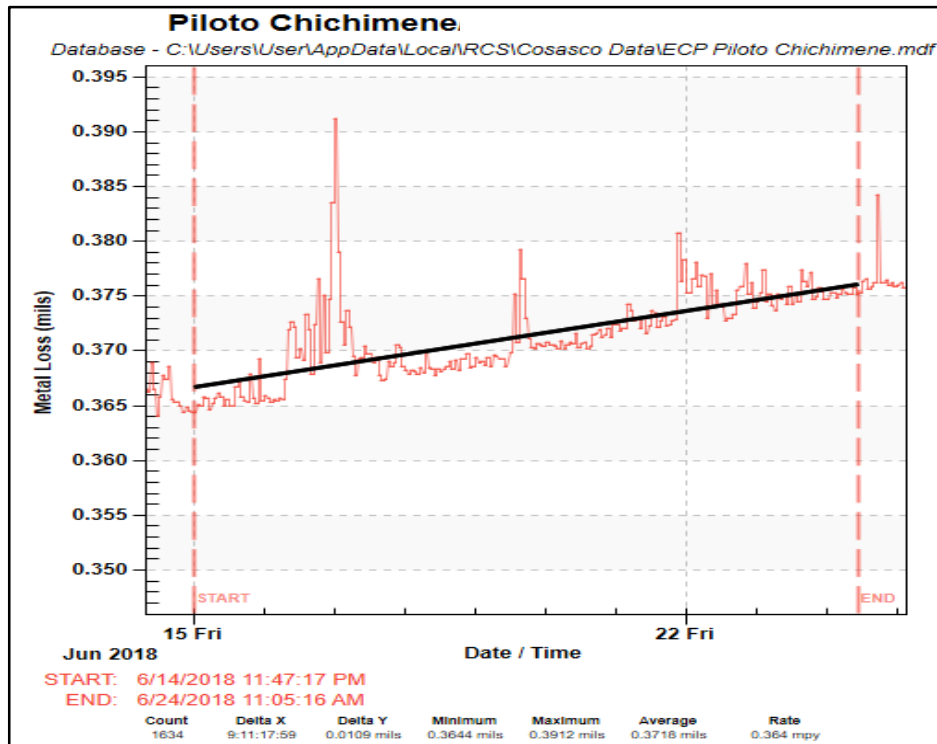
Ilustración 31. Velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al segundo bacheo



Fuente. Nalco Champion.

Con una dosis de 450 ppm y frecuencia de bacheo semanal, se realizó bache el 24 de junio. Así, durante el periodo de tiempo previo a la segunda inyección de química, se evidenció una pérdida de metal ascendente a una velocidad de corrosión promedio de 0.36 mpy.

Ilustración 32. Perdida de espesor de material, intervalo cercano al tercer bacheo.

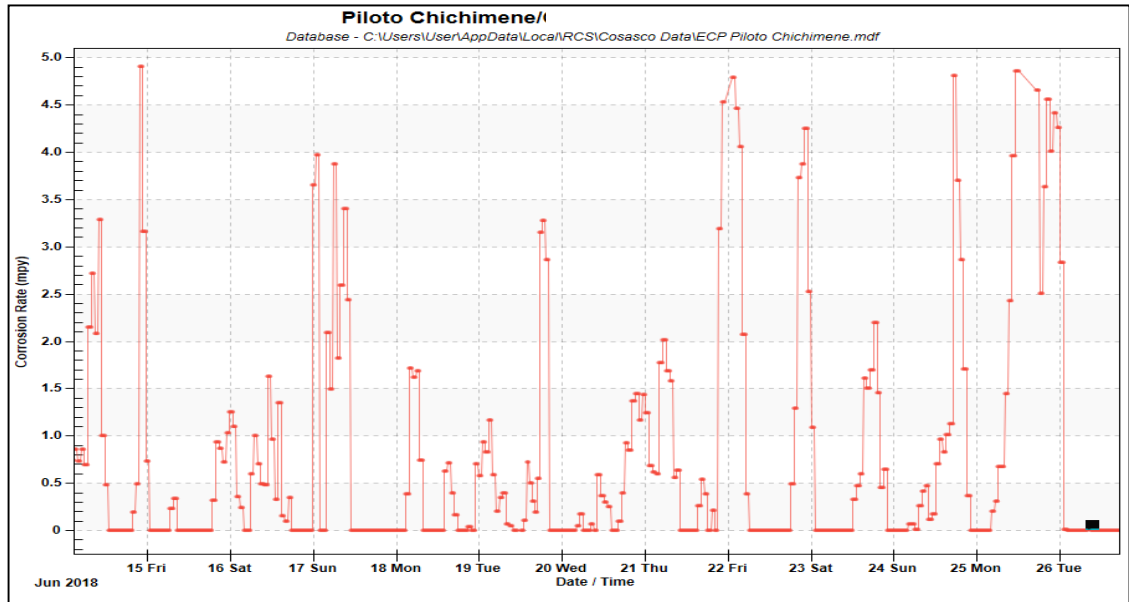


Fuente. Nalco Champion.

El bacheo aplicado el 15 de junio mantuvo la velocidad de corrosión por debajo del target hasta el 17 de junio, llegando a un pico de casi 4 mpy en la madrugada del 17 de junio con agresividades similares hasta cercanas las 10 am donde inició su reducción por debajo del target de 3 mpy.

El 21 de junio en las horas de la noche inició el acenso de la velocidad de corrosión hasta el valor más alto del periodo el 22 de junio en la madrugada con un valor cercano a los 4.8 mpy el cual fluctuó el 23 de junio en 4.2 mpy, hasta 4.8 mpy el 24 de Junio donde se realizó el bache y empieza a reducir la velocidad de corrosión por debajo del target.

Ilustración 33. Velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al tercer bacheo



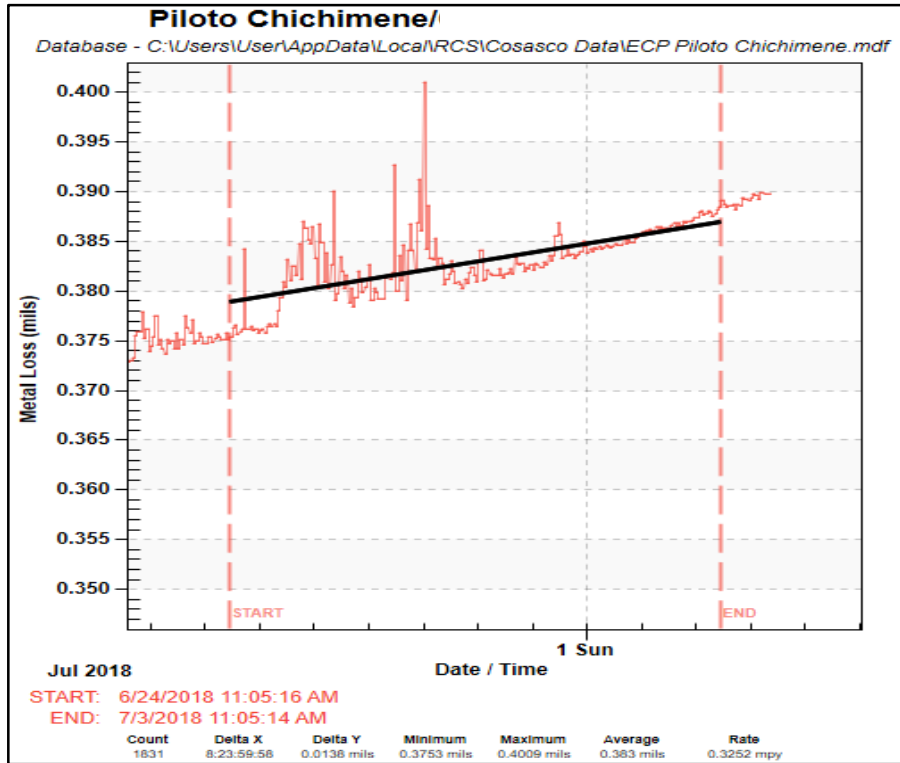
Fuente. Nalco Champion.

Se programó una dosificación de 1000 ppm y frecuencia de bacheo de cada 3 días, se realizó bache el 03 de Julio.

La pérdida de metal presentó una fluctuación importante entre el 25 y el 28 de junio, lo que infiere que la capa fílmica del inhibidor fue depositada, desprendida y restaurada en ese periodo de tiempo, por lo tanto, no fue constante.

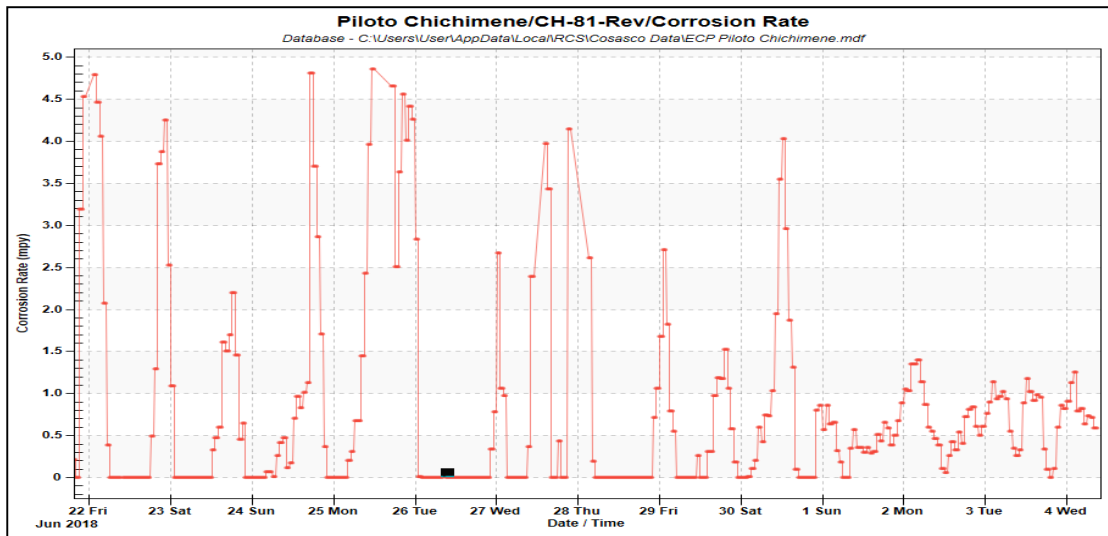
Las velocidades de corrosión estuvieron por encima del target el 27 de Junio en horas de la noche llegando hasta 4.1 mpy, para luego fluctuar por debajo del target hasta el 30 de Junio que a medio día llegó un pico breve de 4 mpy, para disminuir su velocidad de corrosión y estabilizarse por debajo de los 1.5 mpy hasta el final del periodo. La inyección de química del día 3 de Julio evitó que la velocidad de corrosión se disparará por encima del target y mantuvo la velocidad de corrosión en control por debajo incluso de los 1.5 mpy.

Ilustración 34. Perdida de espesor de material, intervalo cercano al cuarto bacheo



Fuente. Nalco Champion.

Ilustración 35. Velocidades de corrosión en mpy intervalo cercano al cuarto bacheo



Fuente. Nalco Champion.

6.2 VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Posterior al ajuste del programa de bacheo para el pozo productor 1, se realizó verificación de los resultados obtenidos mediante la instalación de cupones para análisis por gravimetrías. El resumen de los resultados obtenidos se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 13. Comparación de resultados con monitoreo por gravimetria

| Monitoreo Realizado para verificar control de corrosión en Pozo Productor 1 | | | | | | |
|---|-------------------|--------------|---|---|---|------------|
| Monitoreo | Fecha instalación | Fecha retiro | Velocidad de corrosión generalizada (mpy) | Clasificación de Corrosión Generalizada | Velocidad de corrosión por picado (mpy) | Resumen |
| 1 | 17-jul-18 | 3-sep-18 | 1,81 | Moderado | No | En control |
| 2 | 3-sep-18 | 19-oct-18 | 2,67 | Moderado | No | En control |
| 3 | 24-ene-19 | 27-feb-19 | 2,7 | Moderado | No | En control |

Fuente. El Autor.

De igual manera, se enviaron los cupones mencionados a análisis de laboratorio, los resultados obtenidos se resumen a continuación:

- El cupón presentó deterioro superficial con moderada pérdida de material.
- El cupón no presenta verificación de peso y dimensiones iniciales por parte del laboratorio.
- No se produce reacción con la solución de HCl.

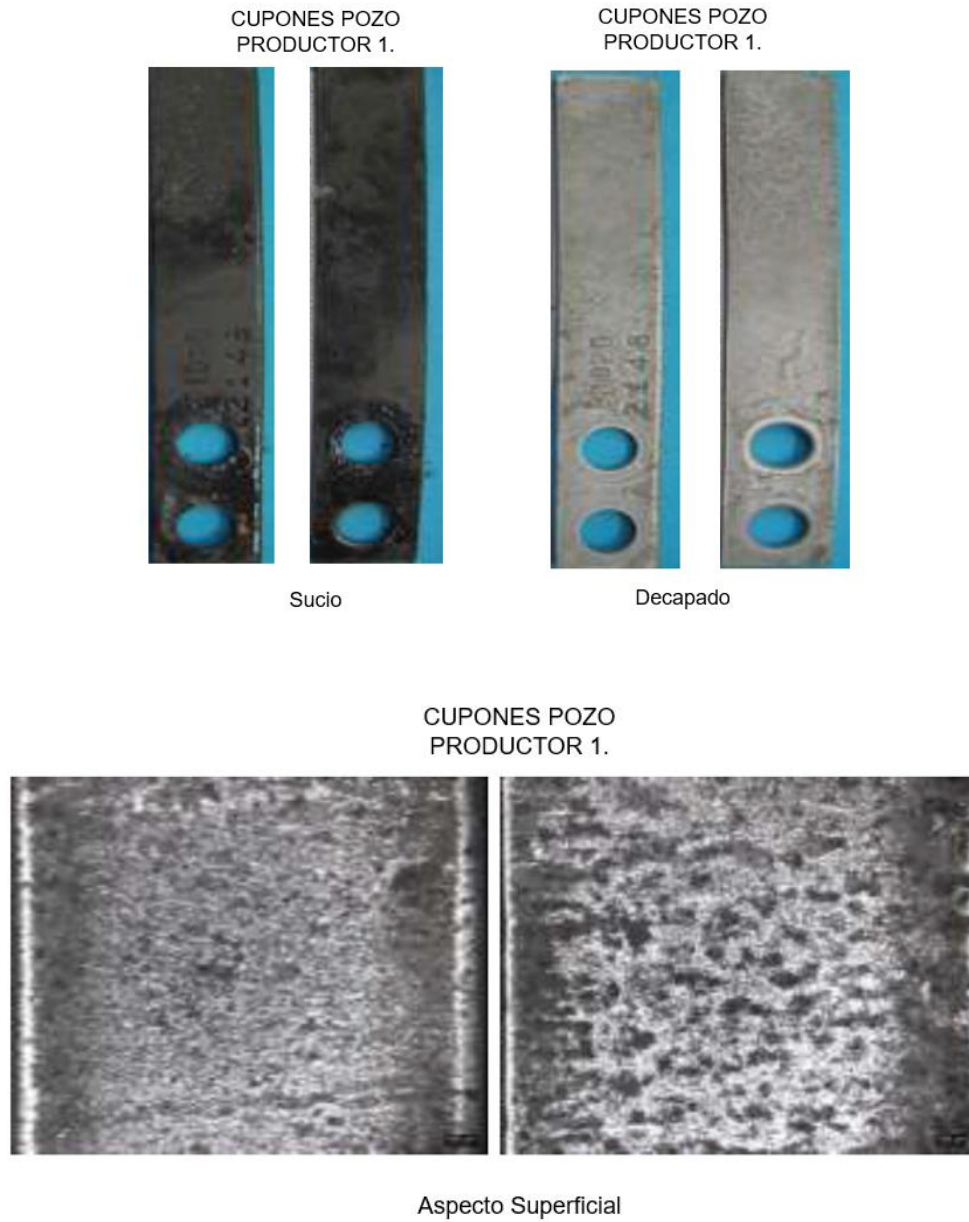
Ilustración 36. Resultados de análisis de cupones con inicio de estrategia de tratamiento químico

| REGISTRO DE ANALISIS | | | |
|---|---------|---|--|
| Tiempo exposición (días), t | 46 | Peso Inorgánico (g), Pi | 0,0424 |
| Area exposición (pulg ²), a | 3,2206 | Tasa depositación Org (mpd) | 0,1897 |
| Peso inicial (g), Pi | 10,5589 | Tasa depositación Inorg (mpd) | 0,2862 |
| Peso sucio (g), Ps | 10,4896 | Velocidad de corrosión (mpy) | 2,6741 |
| Peso solvente (g), Pv | 10,4615 | Velocidad de corrosión (mm/a) | 0,0679 |
| Peso final (g), Pf | 10,4191 | Nivel de Corrosión | Moderado |
| Peso orgánico (g), Po | 0,0281 | Velocidad de corrosión por picado (mpy) | 0,0000 |
| Incertidumbre Velocidad de Corrosión por picado | N/A | Factor de cobertura: N/A Intervalo de confianza: N/A | Velocidad de corrosión por picado (mm/a) 0,0000 |
| | | Nivel de Picadura | sin evidencia |

Fuente: Tecnicontrol S.A.

El registro fotográfico del segundo cupón instalado se muestra en la figura a continuación.

Ilustración 37. Cupones de Corrosión

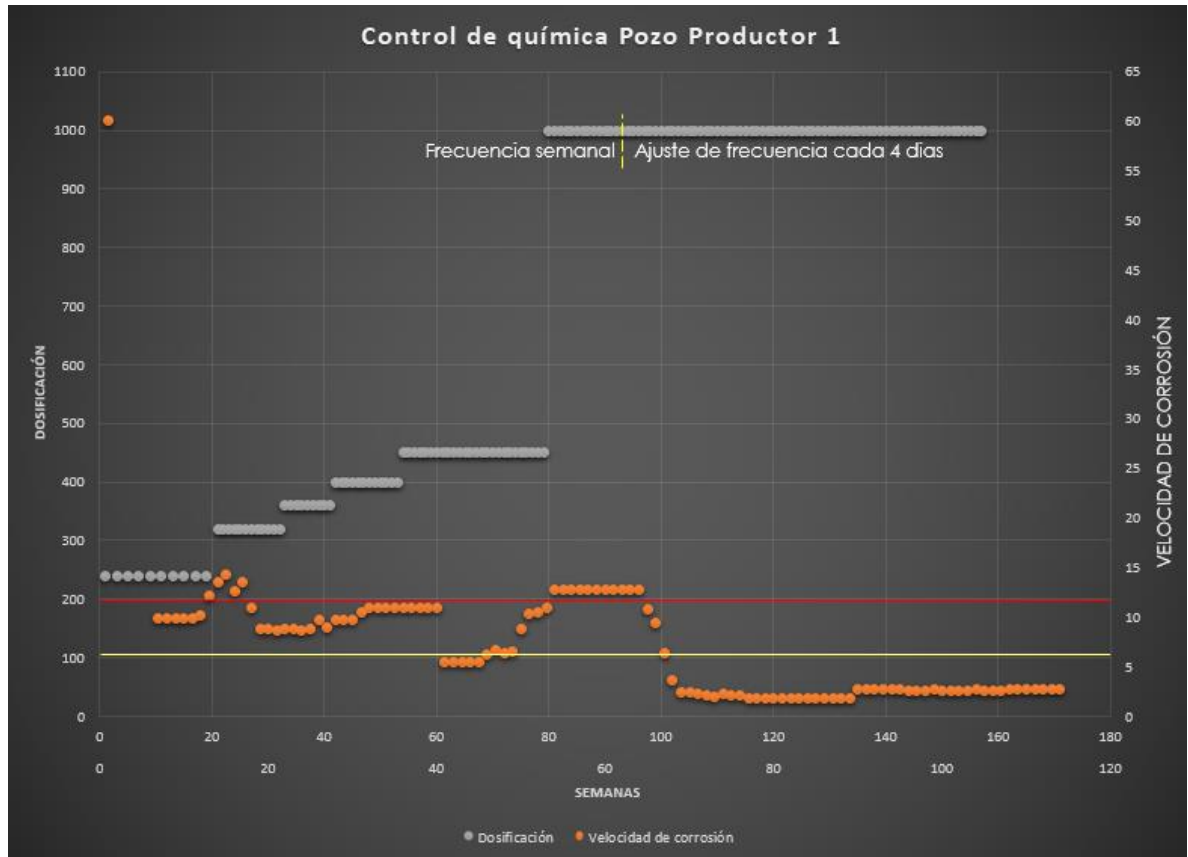


Fuente: Tecnicontrol S.A

6.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Una vez implementado el monitoreo en tiempo real, se estableció un plan de acción en corregir el numero de bacheos y ajustarlo a una frecuencia que determine una menor tasa de corrosión.

Ilustración 38. Evolución de la tasa de corrosión(mpy) en función de la dosificación(ppm)



Fuente. El autor

Como resultado de la implementación de un bacheo con frecuencia cada 4 días, se logra una reducción significativa de la tasa de corrosión, en valores menores a 5 mpy. Es de adicionar que, para lograr esta tasa, se debe aumentar la ppm en el proceso de dosificación

7 CONCLUSIONES.

- La obtención de información en línea permitió conocer de manera rápida y oportuna la velocidad de corrosión del sistema evaluado, para de esta forma realizar los ajustes respectivos de manera asertiva, optimizando los mantenimientos mayores por reposición de líneas y alargando la vida útil remanente del pozo productor 1.
- En efecto, implementado el sistema de monitoreo con Tecnología Microcror Wireless, se logró un monitoreo continuo y remoto de las variables de pérdida de espesor y mpy's de la línea del pozo productor 1. Por consiguiente, se Ajustó el plan de integridad al activo, modificando el número de baches o inyecciones del inhibidor a la línea de pozo.
- Al realizar la verificación de los resultados de los monitoreos realizados con cupones de corrosión, se confirma la efectividad del nuevo programa de bacheo ajustado con la ayuda de la técnica monitoreo en tiempo real implementada para el pozo con Tecnología Microcror Wireless.
- Una implementación masiva de esta tecnología permitirá ser mucho más asertivos con la corrosividad del fluido y su afectación directa a las líneas y activos del campo productor, reduciendo los riesgos asociados a fallas y mejorando la efectividad de los tratamientos encaminados a disminuir la velocidad de corrosión.
-

8 BIBLIOGRAFIA

- ASM Metals Handbook. Corrosion: fundamentals, testing and protection. 10a. ed., volume 13A. Materials Park, Ohio: ASM International ,2003. 2597p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the refining Industry. API Recommended Practice 571 2011. 2ed. Washington DC: API, 2011. 372p
- NACE SP0775-13 (Tabla 2: Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems).
- NACE MR 0176-06 (Table 1: Classification of metal-loss corrosion for sucker-rod pumps).
- PALACIOS, C. Risk based corrosion managenent system for oilfield production installations- development, methodology and application. Corrosion 2003 Paper 03160.
- BYARS H. Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 1999)
- NACE MR0175. Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment (Parágrafo 1.3.1.1)
- LENNTECH BV. Calculadora del Índice de Saturación Langelier.
- Sankara Papavinasam, Corrosion Control in the Oil and Gas Industry, Chapter 7 - Mitigation – Internal Corrosion Gulf Professional Publishing, 2014, 1020p.
- Mingjiang Xie, Zhigang Tian. Sustainable Cities and Society, Volume 38, April 2018, Pages 746-757.
- Mehdi Javidi, Reza Chamanfar, Shima Bekhrad, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 61, January 2019, Pages 197-205
- Supliequip servicios. Monitoreo por resistencia de polarización lineal. Maracaibo Venezuela

