



UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK

FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES Y AMBIENTALES

Trabajo de Fin de Carrera Titulado:
“EVALUACIÓN DE LA AGRESIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA
EVITAR LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA”

Realizado por:
FERNANDO DAVID FLOR SALCEDO

Director del proyecto:

MSc. Walberto Gallegos.

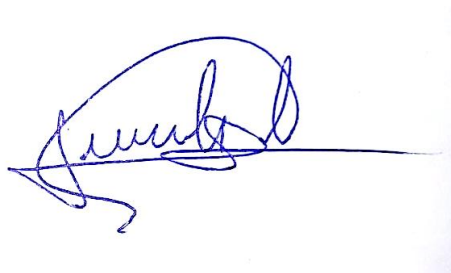
Como requisito para la obtención del título de:
INGENIERO QUÍMICO INDUSTRIAL

Quito, 13 de marzo de 2018

DECLARACION JURAMENTADA

Yo, FERNANDO DAVID FLOR SALCEDO, con cédula de identidad # 1718727686, declaro bajo juramento que el trabajo aquí desarrollado es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado a calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración, cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Fernando David Flor Salcedo

C.C. 1718727686

DECLARATORIA

El presente trabajo de investigación titulado:

“Evaluación de la agresividad del agua de formación para evitar la corrosión en la industria petrolera”

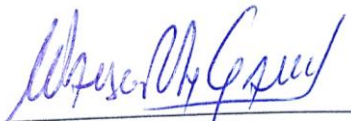
Realizado por:

FERNANDO DAVID FLOR SALCEDO

como Requisito para la Obtención del Título de:

INGENIERA QUÍMICA

ha sido dirigido por el profesor



WALBERTO GALLEGOS ERAS

quién considera que constituye un trabajo original de su autor

DIRECTOR

LOS PROFESORES INFORMANTES

Los Profesores Informantes:

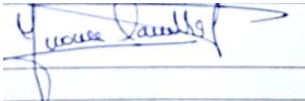
IVONNE CARRILLO

PABLO CASTILLEJO

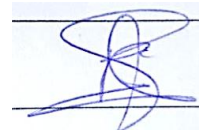
Después de revisar el trabajo presentado,

lo han calificado como apto para su defensa oral ante

el tribunal examinador



Ivonne Carrillo



Pablo Castillejo

Quito, 13 de marzo de 2018

Agradecimientos

A mis padres, por su apoyo incondicional, tanto económica como moralmente y la confianza que pusieron en mí durante toda esta etapa de mi vida, han estado en mis buenos y malos momentos.

A mis abuelos, ya que ellos han sido mis segundos padres a lo largo de toda mi vida, ellos también me han soportado y ayudado durante todo este tiempo.

A mi vis abuelos ya que han sido igual un ejemplo de vida y constancia para mí.

A María José ya que ella estuvo conmigo al último de esta etapa, en la cual fue mi ayudante de laboratorio y mi soporte.

A todo el personal docente de la universidad Internacional SEK por su valiosa guía y por asesoramiento en la realización de la misma.

A mis tutores de del proyecto por ayudarme a lograr concluir con este gran tema, en el cual he aprendido mucho.

Índice General

| | |
|--|----|
| Resumen..... | 9 |
| Introducción | 10 |
| Objetivo general..... | 18 |
| Objetivos específicos | 18 |
| Hipótesis | 19 |
| Materiales y Métodos | 19 |
| Áreas de trabajo:..... | 19 |
| Diseño de equipo para la evaluación de velocidad de corrosión..... | 20 |
| Métodos..... | 21 |
| Obtención del caudal Real de Bomba: | 21 |
| Ley de la continuidad..... | 22 |
| Métodos de ensayo en el laboratorio..... | 23 |
| Cultivo de BSR..... | 24 |
| Prueba de catalasa..... | 26 |
| Programa de tratamiento Microbiológico y de corrosión..... | 26 |
| Cálculo de la velocidad de corrosión..... | 27 |
| Análisis de Estadístico de los datos..... | 28 |
| Resultados | 29 |
| Del Cultivo de BSR y tinción Gram..... | 29 |
| De la prueba de Endosporas:..... | 30 |
| Caracterización del agua de formación..... | 31 |
| Cálculo de producción de H ₂ S (ácido sulfhídrico)..... | 32 |
| De la producción de Ácido sulfhídrico..... | 33 |
| | 33 |
| De la velocidad de corrosión..... | 34 |
| Discusión..... | 36 |
| Conclusiones | 39 |
| Recomendaciones | 41 |
| Anexos..... | 43 |

Índice de Ilustraciones:

| | |
|---|----|
| Figura 1 Ubicación Geográfica del campo Shushufindi | 19 |
| Figura 2 Esquema del cupón de corrosión..... | 21 |
| Figura 3 Esquema del equipo de simulación de condiciones de operación y obtención de la velocidad de corrosión..... | 21 |
| Figura 4 Precipitación de hierro en los tubos de ensayo..... | 29 |
| Figura 5 Tinción Gram Positiva..... | 30 |
| Figura 6 Bacterias aisladas con morfología de cocos | 30 |
| Figura 7 Tinción de endosporas de la colonia 1 | 31 |
| Figura 8 Tinción de endosporas colonia 2 | 31 |
| Figura 9 Equipo de obtención de velocidad de corrosión y simulador de condiciones de operación | 33 |
| Figura 10 Gráfica de velocidad de corrosión (MPY) vs Dosis (ppm)..... | 34 |
| Figura 11 Gráfica del inhibidor 2 + biocida con su ecuación | 35 |
| Figura 12 Gráfica del inhibidor 2 con su ecuación | 35 |
| Figura 13 Gráfica del inhibidor 1 con su ecuación | 36 |

Índice de Tablas:

| | |
|---|----|
| Tabla 1 Medio de cultivo (So & Young, 1999) | 25 |
| Tabla 2 Solución traza (So & Young, 1999)..... | 25 |
| Tabla 3 Programa de tratamiento microbiológico y de corrosión..... | 26 |
| Tabla 4 Resultados de la caracterización del agua (standard methods, 2012)..... | 32 |

Índice de Ecuaciones

| | |
|--|----|
| Ecuación 1 Ley de la continuidad..... | 22 |
| Ecuación 2..... | 22 |
| Ecuación 3 Reynolds..... | 23 |
| Ecuación 4 Velocidad de corrosión..... | 28 |

Resumen

Se investigó la presencia de bacterias sulfato reductoras (BSR) en las aguas de formación asociadas al crudo, de una empresa operadora, ubicada en el campo Shushufindi de la provincia de Sucumbíos, mediante el análisis químico del agua y siguiendo las normas del American Petroleum Institute (API-RP - 38), con estos datos se realizaron cálculos estequiométricos para evaluar la producción de H₂S (ácido sulfhídrico) de las BSR, adicionalmente se evaluó la acción de productos químicos, bactericidas e inhibidores de corrosión comerciales, para controlar estos microorganismos y la agresividad del agua. La velocidad de corrosión y la dosificación se determinaron mediante pruebas de laboratorio en un simulador de un proceso, teniendo de variables operativas, presión y temperatura, durante 51 horas por prueba, para controlar la población bacteriana (BSR), también se hizo la medición de la velocidad de corrosión (MPY) por medio de cupones de corrosión. Previamente se realizó un cultivo selectivo de las bacterias sulfato reductoras, mediante pruebas de tinción, bioquímicas y observación microscópica, confirmando que existe presencia de las mismas, por último con los resultados se analizó los datos estadísticamente y mediante regresión polinomial se obtuvieron ecuaciones que tratan de predecir el comportamiento de los productos químicos (biocida e inhibidor).

Palabras clave

Corrosión, Biocorrosión, Bacteria, Agua de formación, Bacterias sulfato reductoras, Biocidas, Inhibidor, Corrosión Biótica, MPY.

Abstract

The presence of sulfate-reducing bacteria (BSR) was investigated in the formation waters associated with crude oil, from an operating company, located in the Shushufindi field of the province of Sucumbíos, by means of the chemical analysis of the water and following the norms of the American Petroleum Institute. (API-RP-38), with these data stoichiometric calculations were made to evaluate the production of H₂S (hydrogen sulfide) of the BSR, additionally the action of chemical products, bactericides and commercial corrosion inhibitors was evaluated to control these microorganisms and the aggressiveness of water. The corrosion rate and the dosage were determined by laboratory tests in a simulator of a process, taking operational variables, pressure and temperature, for 51 hours per test, to control the bacterial population (BSR), the measurement of the corrosion rate (MPY) by means of corrosion coupons. Previously, a selective culture of the sulphate-reducing bacteria was carried out, by means of staining, biochemical and microscopic observation tests, confirming that there is presence of them, finally with the results the data were analyzed statistically and by means of polinomial regression, equations were obtained that dealt with predict the behavior of the chemical products (biocide and inhibitor).

Key words

Corrosion, Biocorrosion, Bacteria, Training water, Sulphate reducing bacteria, Biocides, Inhibitor, biotic corrosion, MPY.

Introducción

Desde el inicio de la actividad petrolera el agua de formación ha sido un subproducto indeseado dentro del proceso de producción de petróleo ya que ésta corroe los equipos y tuberías metálicas de los campos de extracción de petróleo. Este documento se basa en el análisis del agua del campo Shushufindi en donde se realizará cultivos a través de un medio selectivo que únicamente permita el crecimiento de bacterias sulfato reductoras para así determinar la presencia de las mismas realizando pruebas bioquímicas y análisis visual en un microscopio electrónico.

Como segundo tópico mediante un sistema de simulación de condiciones de operación, se medirá la velocidad de corrosión (MPY) para así determinar qué tan agresiva es el agua, para posteriormente aplicar y dosificar biocida e inhibidores de corrosión, con estos datos de velocidad de corrosión se realizaron análisis estadísticos para tratar de predecir el comportamiento de los productos químicos aplicados.

Se considera al agua de formación como un subproducto indeseado del proceso de producción de petróleo. No obstante, las muestras y el análisis de la misma proveen datos importantes para los planes de desarrollo de campos petroleros que incluyen la optimización de procesos, la selección de materiales y la recuperación de hidrocarburos (Abdou et al., 2010).

Las aguas de formación relacionadas al petróleo contienen varios elementos y compuestos que la hacen agresiva y corrosiva y por otro lado componen medios de cultivo naturales donde se desarrollan bacterias capaces de promover la formación de sustancias químicas que causan daños por corrosión en los equipos de producción de la industria petrolera ecuatoriana (Abdou et al., 2010).

Las bacterias blanco de investigación fueron las Sulfato Reductora (BSR), debido a su participación en la generación de sulfuro de hidrógeno a partir de sulfato, éstas bacterias realizan sus actividades metabólicas sobre acumulaciones de sólidos en las paredes de las tuberías, formando depósitos naturales de colonias bacterianas. Reducen el sulfato presente en el agua para formar ácido sulfhídrico, el cual es uno de los responsables del proceso de corrosión, ésta se manifiesta en forma de hoyos cónicos y es denominada corrosión por picaduras, en las partes tubulares, como la sarta de perforación (componentes metálicos armados secuencialmente que conforman el ensamblaje de fondo y la tubería de perforación) y tuberías metálicas sufren de severa corrosión interna y externa como resultado de la acción bacteriana (Abdou et al., 2010).

Ante la presencia inesperada de agua de formación en los pozos de crudo, muchas compañías productoras de petróleo y gas reaccionan con alarma. La producción no planificada de agua, especialmente, si contiene impurezas y colonias de microorganismos pueden disminuir en gran cantidad el valor de un activo hidrocarburífero. Además, puede acelerar el daño de los equipos e incrementar los costos de manipulación y eliminación del agua (Abdou et al., 2010).

El análisis y muestreo de agua de formación es de gran beneficio, ya que las propiedades y tendencias del agua poseen información que puede influir fuertemente en la rentabilidad y construcción de los campos petroleros.

El análisis del agua de formación desempeña un papel importante en el cálculo de los costos que se incurren en la construcción y selección de los materiales para pozos de

producción de petróleo y de inyección de agua, que incluyen montos de dinero que se destinan para el entubado y equipamiento de superficie; el análisis de agua también permite estimar costos de operación como por ejemplo inyección químicos de biocidas para erradicar agentes microbiológicos, cabe recalcar que este tratamiento es general para todo tipo de bacterias incluidas las BSR(Figueroa de Gil et al., 2001).

Debido al tratamiento general que se les da a las BSR con bactericidas comunes, las eficiencias de estos pueden variar, esta variedad de resultados causa problemas al momento de planear correctamente medidas de mantenimiento preventivo y control de agua para evitar daños por corrosión en tuberías y equipos, esto a parte de incidir en el tiempo y en el número de veces que se realizan anualmente estos procedimientos, lo cual se transmite en problemas monetarios para la empresa dedicada a la industria petrolera (Figueroa De Gil et al., 2008).

Mediante la identificación y caracterización de bacterias sulfato reductoras, se realizarán tratamientos químicos al agua para disminuir la velocidad de corrosión. En consecuencia, los análisis de carácter microbiológico son indispensables para divisar la presencia de grupos de bacterias que pueden ser una amenaza para este tipo de sistemas.

Alrededor de 2 mil millones de dólares al año representan el costo de la corrosión biótica (perteneciente a los organismos vivos o relacionado con ellos) y el 40% de la corrosión interna en tuberías y oleoductos de la industria petrolera es atribuida a la actividad microbiana (Figueroa de Gil et al., 2001).

La corrosión en la industria petrolera se debe a la presencia de ácidos carboxílicos presentes en el agua de formación, estos ácidos se mantienen con un rango de pH de entre 5 - 6.8, estos ácidos pueden ser, por ejemplo: ácido acético, ácido caprónico, ácido propiónico, entre otros (solubles en agua). Estos son una de las principales causas de la corrosión en la industria petrolera (Rauchle & Garc, 2000).

La biocorrosión es un proceso que produce la degeneración física de los materiales metálicos en donde microorganismos como bacterias, hongos y algas forman parte; ya sea iniciando, facilitando o acelerando el proceso (Zapata & Romero, 2005).

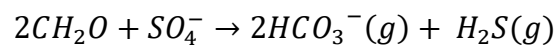
Los materiales afectados por este tipo de procesos, también son numerosos, existen reportes de corrosión microbiológica en la gran mayoría de metales y aleaciones utilizadas en ingeniería, y se alude que el 50% de los costos ocasionados por procesos corrosivos tienen incidencia de biocorrosión (Zapata & Romero, 2005).

Las bacterias reductoras de sulfato son las principales responsables de la generación de H₂S (ácido sulfhídrico) en medios anaerobios. El sulfato que llega al hipolimnion y los sedimentos es reducido por dichas bacterias, las cuales lo usan como aceptor de electrones en la oxidación de materia orgánica (respiración anaerobia) (Abdou et al., 2010).

Las BSR son notablemente adaptables y pueden ser encontradas en numerosos ambientes terrestres y acuáticos en los que se ha agotado el oxígeno debido a la descomposición aeróbica de la materia orgánica. Se encuentran principalmente en ambientes anóxicos ricos en sulfatos. Han sido descubiertas en suelos, lodos de estuarios, en aguas dulces, de

alcantarillado, marinas, salobres, termales y áreas geotermales, depósitos de sulfuro, en pozos petroleros y de gas, y en el intestino de mamíferos e insectos (Neria et al., 1998).

Según Parra (2008) esto quiere decir que el sulfato no se asimila, este proceso se conoce como reducción desasimilatoria de sulfato y hace parte del ciclo del azufre. El producto intermedio en este proceso es el H₂S (Sulfuro de hidrógeno, o ácido sulfhídrico), el cual es corrosivo. El proceso de reducción desasimilatoria indica que el H₂S producido por la reducción del sulfato no es incorporado a la biomasa. La reacción química que representa el proceso de reducción desasimilatoria es la siguiente:



Formaldehído + Sulfato → Bicarbonato + Ácido sulfhídrico.

Las Bacterias Sulfato Reductoras son morfológicamente diversas y se pueden considerar en un grupo fisiológico unificado. En la actualidad se conocen 18 géneros de bacterias que llevan a cabo la reducción desasimilatoria del sulfato y pueden subdividirse en dos grandes sub grupos (Parra, 2008).

Los géneros del grupo 1 como *Desulfovibrio*, *Desulfomonas*, *Desulfotomaculum* y *Desulfobulbus*, usan lactato, piruvato, etanol o ciertos ácidos grasos como fuentes de carbono y energía, reduciendo el sulfato a sulfuro de hidrógeno. Los géneros del grupo 2, como *Desulfobacter*, *Desulfococcus*, *Desulfosarcina* y *Desulfonema*, están especializados en la oxidación de los ácidos grasos, particularmente acetato, reduciendo el sulfato a sulfuro, cabe mencionar que las bacterias pertenecientes al Grupo 1 son Gram positivas y las pertenecientes al Grupo 2 son Gram negativas (Parra, 2008).

En la búsqueda de una clasificación de los microorganismos sulfato-reductores se han utilizado muchas de sus características morfológicas, fisiológicas y bioquímicas. Entre estas propiedades se encuentran: el tipo de célula, motilidad, condiciones óptimas de crecimiento, capacidad de oxidación de acetato, perfiles de utilización de fuentes de carbono, tipos de enzimas reductoras de sulfitos, tipos de proteínas de transferencia de electrones, composición de nucleótidos del ADN, composición del RNA ribosomal, entre otras (Gutierrez, Terrazas, & Álvarez, 2009).

En algunos recintos pertenecientes a la industria del petróleo, las aguas de formación son separadas de los crudos y almacenadas en tanques para inyectarlas nuevamente a los yacimientos. Durante este procedimiento se usan tuberías, equipos, bombas de transferencia, entre otros equipos que integran los sistemas de inyección y reinyección de agua, estos son susceptibles al ataque corrosivo por H₂S inducido por las BSR y en mucho de estos procesos el sulfuro de hierro producido por las BSR causa ennegrecimiento y decoloración de los productos metálicos como el hierro, acero, entre otros (Monroy Cruz, 2014).

Los daños por corrosión bacteriana pueden ser disminuidos empleando productos químicos denominados biocidas, estos químicos se encargan de alterar el metabolismo de la bacteria reduciendo su actividad. Este tratamiento con biocidas controla a los microorganismos en una gran variedad de formas, lo cual hace que cada tratamiento sea efectivo para reducir la incidencia de las bacterias en el proceso corrosivo (Figuroa, Bonilla, & Morales, 2001).

De los biocidas comúnmente utilizados en estos casos son aquellos que tienen como principales componentes base a Sales de Amonio Cuaternarios, Glutaraldehídos, Compuestos Orgánicos y Aminas, son muy poco efectivos a bajas dosis para el control del crecimiento de bacterias, ya que, para las dosificaciones de 5, 15, 30 Y 50 ppm se observó la presencia de BSR. Esto posiblemente es debido a que estos bactericidas requieren de una dosificación mayor para controlar los microorganismos que se encuentran en los campos petroleros (Figeroa de Gil et al., 2001).

Los biocidas de sulfato de tetrakishidroximetilfosfonio, conocido por el acrónimo THPS son soluciones acuosas que no contienen compuestos orgánicos volátiles. A causa de que el THPS está libre de halógenos, no contribuye a la formación de dioxinas (compuestos altamente tóxicos). Por su fácil manejo y baja toxicidad en relación a otros productos, el THPS proporciona la oportunidad de disminuir el riesgo para la salud del operador e incidentes con seguridad. Debido a su excelente perfil medioambiental, el THPS ha sido aprobado para su uso en áreas sensibles a lo largo de todo el mundo y está reemplazando a productos alternativos más peligrosos(Figueroa de Gil et al., 2012).

Por otra parte, la corrosión de un material metálico es la interrelación electroquímica del mismo con su entorno, originando daños en sus propiedades físicas y químicas, apresurando su envejecimiento y destrucción (Figueroa De Gil et al., 2008).

En la industria petrolera para solventar este problema se utilizan inhibidores de corrosión, que son productos que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos, fosfatos o etanolaminas, o bien entregando sus electrones al medio. Por lo general los inhibidores de este tipo son azoles modificados que actúan

sinérgicamente con otros inhibidores tales como nitritos, fosfatos y silicatos(Figueroa de Gil et al., 2012).

En la actualidad, compuestos orgánicos a base de nitrógeno se cuentan entre los de mayor uso como inhibidores de corrosión para algunas de las aplicaciones mencionadas. Algunas opciones para tener menores niveles de toxicidad implican el uso de compuestos tales como los alifáticos formadores de película, las aminas aromáticas, así como las imidazolininas. Así, a fin de tener un mejor entendimiento de las características de baja toxicidad y comportamiento de inhibidores a un costo aceptable, se requiere una mejor comprensión del mecanismo de inhibición. Es generalmente aceptado que la inhibición de compuestos tales como imidazolininas resulta de la adsorción de películas del inhibidor sobre la superficie metálica (Morales, 2009).

Objetivo general

Determinar la agresividad del agua de formación del campo Shushufindi, mediante el cultivo e identificación de bacterias sulfato reductoras BSR regida por la norma ASTM G202, para posteriormente tratarlos químicamente y disminuir tanto la biocorrosión como la corrosión en tuberías y equipos.

Objetivos específicos

- Diseñar un equipo simple que simule un proceso teniendo variables operativas, temperatura y presión, para que facilite la investigación.
- Identificar bacterias sulfato reductoras y caracterización del agua utilizando la norma ASTM G202 para que posteriormente se pueda tratarla con biocida.
- Determinar la velocidad de corrosión del agua mediante cupones de corrosión y observar como varía, para así controlar dicho problema.

Hipótesis

La presencia de Bacterias sulfato reductoras y de sales orgánicas e inorgánicas en el agua de formación del campo Shushufindi tiende a destruir las tuberías y bombas por biocorrosión y corrosión. El biocida THPS, el inhibidor Imidazolina y el de Alkyl piridina son efectivos para eliminar la presencia de bacterias sulfato reductoras e inhibir la corrosión.

Materiales y Métodos

Áreas de trabajo:

Universidad Internacional SEK: Quito- Ecuador laboratorios de química e investigación, Facultad de Ciencias Naturales y Ambientales.

Campos Shushufindi: Se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, el campo posee una longitud de 40 km y un ancho de 10 km con 70 pozos de producción de petróleo y una planta de tratamiento de agua de formación, al ser el campo más grande del Ecuador. El campo tiene producción diaria de barriles de petróleo: 75000 bbl/d (11900 m³/d) y de agua de formación: 40000 bbl/d (Biedma et al., 2015).

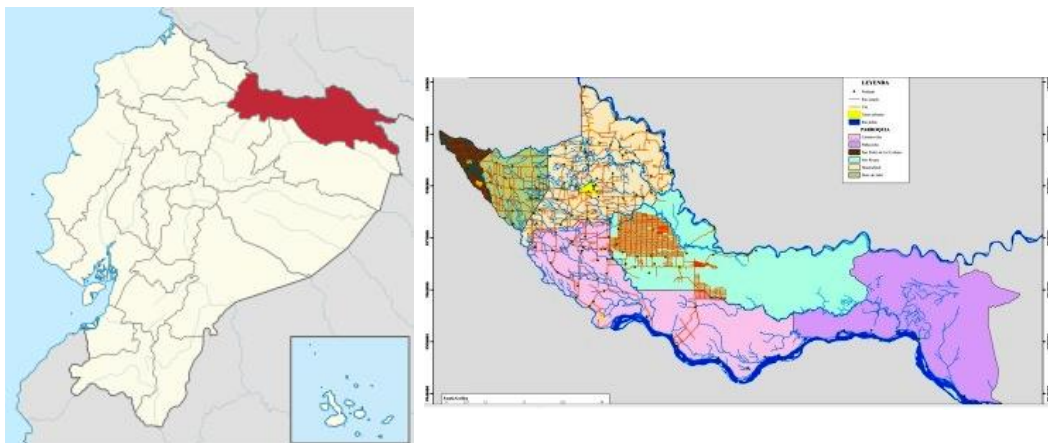


Figura 1 Ubicación Geográfica del campo Shushufindi

Diseño de equipo para la evaluación de velocidad de corrosión.

Materiales.

Bomba:

Marca Iwaki de acople magnético para movilizar el agua con un rango de caudal máximo de hasta 31 (L/min), voltaje de 220 y 14.22 PSI de presión.

Tubería:

de PVC de $\frac{3}{4}$ de pulgadas, con una longitud lineal de 3 metros, los codos y uniones universales del mismo material, se seleccionó la fibra de vidrio, como material para la construcción el sistema, debido a que ésta no se deteriora por las propiedades del agua, ésta afectará y atacará al metal (cupón de corrosión) información que es base de este estudio.

Cupón de corrosión y porta cupón:

Para sostener el cupón de corrosión y que este expuesto al medio corrosivo, se construyó un tubo de varias capas de fibra de vidrio y masilla, en el cual, a 80 cm de este, ingresa un perno cortado y perforado, el tubo de fibra de vidrio cumple con las siguientes características.

Longitud= 140 cm o 1.40 m Diámetro= 0,1016 m

Radio= 0.0508 m $V= r^2 \times L = 3,61 \text{ L}$

El cupón de corrosión está fabricado de una Aleación de acero al carbón (1010), con las dimensiones expuestas en la (Figura 2).

Tanque:

De 20 Litros de agua para que pueda cumplir con la demanda de agua del sistema y una tubería de $\frac{3}{4}$ de pulg.

Cada prueba o corrida de prueba será de 50 horas (2.1 días).

La limpieza del cupón será acorde a la norma NACE RP-0775 y G1, G4 de ASTM del 2015.

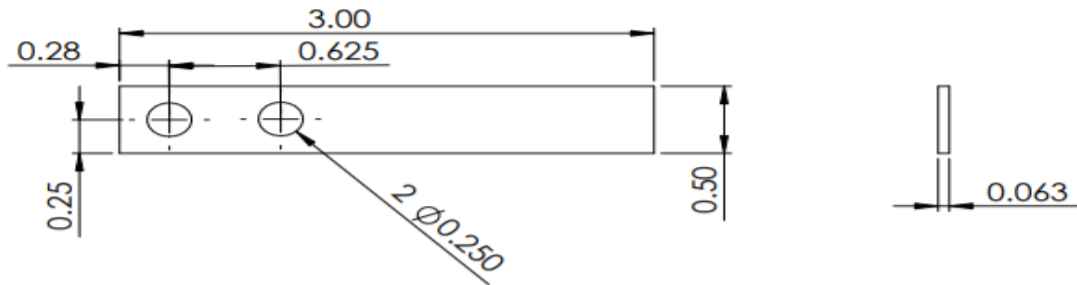


Figura 2 Esquema del cupón de corrosión

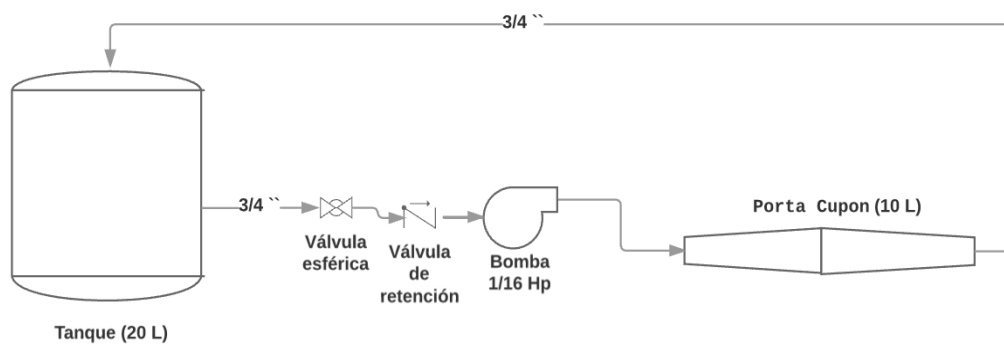


Figura 3 Esquema del equipo de simulación de condiciones de operación y obtención de la velocidad de corrosión

Métodos.

Obtención del caudal Real de Bomba:

Para obtener datos de la investigación se determinó previamente el caudal real proporcionado por la bomba, obteniendo cómo resultado una serie de datos, de los cuales se obtuvo la media para obtener un valor más real y se trabajó con este dato durante todo el proyecto.

Se midió el Caudal promedio (Q) de la bomba: $30.12 \frac{L}{min}$. Ver manual de operaciones Anexo 2.

Potencia de la bomba = $\frac{1}{12}$ Hp.

Ley de la continuidad

En este punto se utilizó la ley de la continuidad para obtener el caudal, dentro del tubo que contiene el porta cupón. Se calculó las áreas de los dos tipos de tubos, para luego medir de forma práctica el caudal real obteniendo varios datos, de los cuales se calculó la media, y con este dato despejar la velocidad real del agua.

$$(Ec. 1) \quad Q_1 = Q_2$$

$$(Ec. 2) \quad v_1 \times A_1 = v_2 \times A_2$$

$$Q_1 = 0.0005 \frac{m^3}{s}$$

$$A_1 = 0.0057 m^2$$

$$A_2 = 0.0162 m^2$$

$$Q_1 = v \times A$$

$$v_1 = \frac{0.0005 \frac{m^3}{s}}{0.0057 m^2} = 0.88 \frac{m}{s}$$

$$v_2 = 0.03 \frac{m}{s}$$

Tipo de flujo en el sistema.

El tipo de flujo en el sistema debe ser laminar, para que no influya de manera negativa en el resultado de los MPY, por efecto de la velocidad del agua. Se decidió construir un tubo de fibra de vidrio (de 1.4 m de largo con disminución del diámetro a los extremos, entonces se utilizó la siguiente fórmula para calcular el número de Reynolds (Re) y determinar el tipo de flujo dentro del tubo.

$$(Ec. 3) \quad Re = \frac{\rho \times d \times v}{\mu} = \frac{d \times v}{\nu}$$

Donde:

$$\mu \text{ (viscosidad)} = 0.001003 \frac{kg}{m \cdot seg}$$

$$\phi \text{ (diámetro)} = 4'' = 0.1016 \text{ m}$$

$$\rho \text{ (densidad)} = 1000 \frac{kg}{m^3}$$

$$v \text{ (velocidad lineal)} = 0.03 \frac{m}{s}$$

$$Re = 3038.88$$

$$2000 < 4000$$

Según Re, el flujo es laminar dentro del sistema.

Datos viscosidad, densidad y fórmulas obtenidos libro Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química David M. Himmelblau (2013).

Métodos de ensayo en el laboratorio

- Modalidad de investigación: datos de campo.
- NACE RP-0775
- Norma ASTM G1 y G4
- Pruebas de Laboratorio: Titulación para cloruros, dureza, dureza cálcica y dureza magnésica regulada por standard methods 2012
- Residual de Aceite, ácidos carboxílicos y sulfatos (se obtuvo del registro de datos de la empresa que opera el campo)
- ASTM G202 para cultivo de BSR

- Tinción Gram y tinción de endosporas (Manual de prácticas del laboratorio de Microbiología general, 2012).
- Pruebas de catalasa.
- Análisis óptico en el microscopio electrónico.

Cultivo de BSR

Las muestras de agua de formación 100 mL, 200 mL y 300 mL se las filtró al vacío, utilizando papel filtro cuantitativo, se filtró el agua. Se desechó el filtrado y se cogió el papel filtro con lo que quedo ahí, para aquí, implantar en un medio de cultivo mezclado con agar y cultivarlo en una campana de condiciones anaerobias durante 75 horas (So & Young, 1999).

El desarrollo e incubación de las bacterias fue durante 8 días en condiciones anaerobias en una campana de incubación al vacío con agar y el medio de cultivo específico para BSR (detallado posteriormente), junto con una solución traza y vitamínica (1 g de Pharmaton Vitality) en sustitución a la solución propuesta en bibliografía, para un litro de medio de cultivo, los componentes del medio de cultivo y solución traza se describen las siguientes (Tablas 1 y 2).

| Concentración | Compuesto Químico |
|----------------------|--------------------------|
| 1,3 g/L | Cloruro de potasio |
| 1 g/L | Cloruro de magnesio |
| 23 g/L | Cloruro de sodio |
| 0,1 g/L | Cloruro de calcio |
| 0,5 g/L | Cloruro de amonio |

| | |
|----------|------------------------------|
| 0,2 g/L | Fosfato de potasio di básico |
| 1,42 g/L | Sulfato de sodio |
| 2,5 g/L | Bicarbonato de sodio |
| 0,5 g/L | Sulfuro de sodio |

Tabla 1 Medio de cultivo (So & Young, 1999)

| Concentración | Compuesto Químico |
|----------------------|--------------------------|
| 6 g/L | Cloruro cobaltoso |
| 30 mg/L | Cloruro cúprico |
| 0,3 g/L | Cloruro ferroso |
| 1,14 g/L | Ácido bórico |
| 0,4 g/L | Cloruro manganoso |
| 0,05 g/L | Molibdeno de sodio |
| 0,3 g/L | Cloruro de níquel |
| 0,01 g/L | Ácido clorhídrico |
| 0,42 g/L | Cloruro de zinc |

Tabla 2 Solución traza (So & Young, 1999)

A los 8 días de incubación recomendados por NACE TM0194-2004 para el cultivo de BSR, se procedió a analizar 10 muestras colocadas en tubos de ensayos y colocando aceite orgánico en la parte superior, para que se den las condiciones anóxicas, luego se

realizaron pruebas de tinción Gram, que es un método diferencial para observación de bacterias.

Prueba de catalasa.

Esta prueba es para demostrar la presencia de la enzima catalasa, colocando 2 o 3 gotas de solución de peróxido al cultivo. El resultado es positivo si en la colonia hay efervescencia (Parra, 2008).

La catalasa es una enzima que descompone al peróxido de hidrógeno en oxígeno y agua, esta enzima es similar a la estructura de la hemoglobina. Excluyendo al género *Streptococcus* y algunos otros la mayoría de las bacterias aerobias y anaerobias facultativas tienen catalasa (Parra, 2008).

Prueba de Endosporas.

Se tomó muestras de dos colonias distintas y mediante pruebas de tinción para determinar si las bacterias presentes en la muestra son productoras de esporas o no, esta se realizó mediante el procedimiento del Manual de prácticas de laboratorio de microbiología general (2012),

Programa de tratamiento Microbiológico y de corrosión.

| Numero de Químico | Cantidad de pruebas por dosis | Base química | Dosis (ppm) |
|--------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | Imidazolina | 30, 50, 100 |
| 2 | 2 | Alkyl Piridina | 30, 50, 100, 200 |
| 3 | 2 | THPS | 200, 300, 600 |

Tabla 3 Programa de tratamiento microbiológico y de corrosión

Después de comprobar la presencia de BSR en el agua de formación, se diseñó un programa de tratamiento químico de aplicación de biocida e Inhibidor de Corrosión basándose en los análisis en la caracterización del agua de formación (Tabla 4). Se realizaron 2 pruebas por cada dosificación es decir 6 por cada compuesto químico.

Las pruebas para determinar la velocidad de corrosión, fueron por el tiempo de 51 horas. El cronograma de pruebas, dosificación, tiempo de duración y aseguramiento del equipo fue diseñado para durar un tiempo aproximado de 4 meses.

Se inyectaron dosis de biocida e inhibidores puros, es decir sin diluir, las pruebas con biocida para eliminar las BSR, ya que se demostró su presencia en el agua de formación. También se añadirá un inhibidor de corrosión de base química, Alkyl piridina, la característica de este producto es que forma un film protector en las tuberías metálicas, para protegerlas internamente y así contribuir a la disminución de la velocidad de corrosión.

Cálculo de la velocidad de corrosión.

Para obtener datos de velocidad de corrosión, se realiza la siguiente secuencia de pasos para colocar y retirar el cupón de corrosión.

1. Se pesa previamente el cupón de corrosión en una balanza analítica
2. Se coloca el cupón en el porta cupón.
3. Introducimos el porta cupón al sistema de simulación.
4. Una vez que se terminó el periodo de prueba, se para la bomba de recirculación y el equipo.
5. Drenar el agua de formación.
6. Retirar el cupón de corrosión con las precauciones necesarias
7. Se realiza el lavado según la normativa NACE 1D182,

8. Se pesa el cupón, en la balanza analítica nuevamente. Los datos de peso se introducen en la fórmula número (1) de la normativa NACE 1D182, con la cual se obtiene la velocidad de corrosión en mills per year (mpy).

Una vez realizados estos pasos, se procede a realizar los cálculos de velocidad de corrosión.

Se calculó la velocidad de corrosión, cuyo resultado nos dirá la agresividad del agua, el efecto y eficiencia del tratamiento químico en el sistema.

$$(Ec. 4) \quad mpy = \frac{WL \times 22273}{D \times A \times T}$$

- MPY = mills per year
- WL= pérdida de peso (g)
- D= Densidad del acero (g/cm³)
- A= área del cupón (pulg²)
- T= Tiempo en días
- Factor de la fórmula: 22273

Análisis de Estadístico de los datos.

Se analizó los datos obtenidos, se seleccionó por inhibidor y se hizo regresión lineal obteniéndose así la línea de tendencia, la ecuación de la función y el coeficiente de correlación R^2 , este nos dice que mientras más cercano esté a 1 el ajuste es mucho más favorable, demostrando que los datos no tienen variación, lo cual permitirá realizar predicciones del comportamiento de los inhibidores versus concentración.

Resultados

Del Cultivo de BSR y tinción Gram.

Se aisló una bacteria con forma de coco, Gram Positiva, y con un tamaño de entre 0.5-1 μm .

Se comprobó la presencia de precipitación de hierro, ya que el agua se tornó de color negro como se puede ver en la (Figura 4), con esta característica se puede confirmar presencia de BSR.

Después de que se cultivó de manera selectiva las BSR y realizado tinciones y pruebas de catalasa, mediante observación microscópica se determinó una cepa homogénea de bacterias en forma de cocos, Gram positivas ver (Figura 6), lo cual aparte de la observación del ennegrecimiento del agua por precipitación de hierro, nos da un indicio de que existe presencia de BSR, ver (Figura 5).

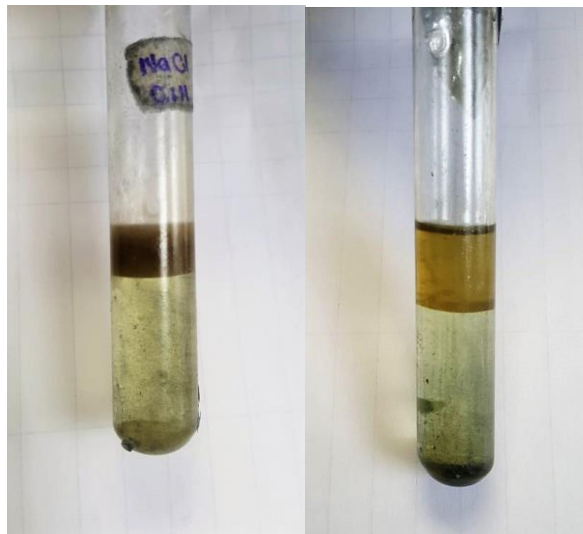


Figura 4 Precipitación de hierro en los tubos de ensayo

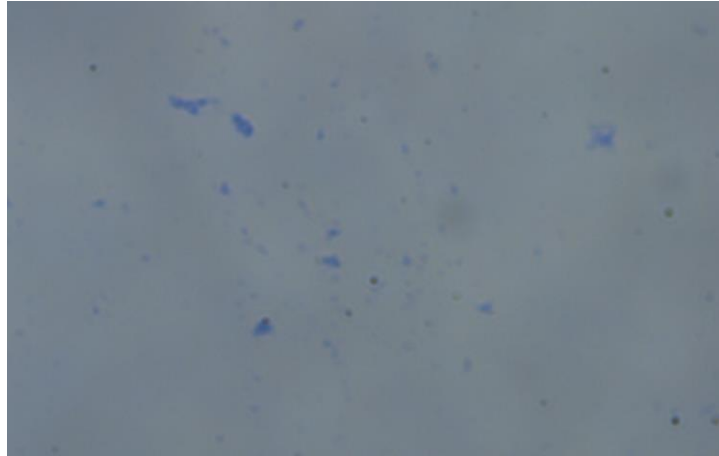


Figura 5 Tinción Gram Positiva

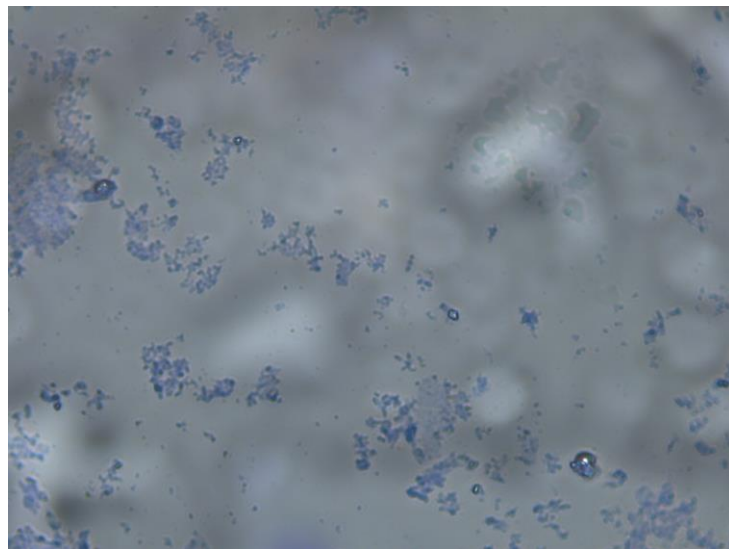


Figura 6 Bacterias aisladas con morfología de cocos

De la prueba de Endosporas:

En la observación microscópica las imágenes no fueron influyentes ya que, debido a que los cocos presentes son muy pequeños entonces no es fácil la observación de la tinción verde, lo cual nos demostró que dichos resultados no fueron concluyentes y se pueden observar las siguientes imágenes:

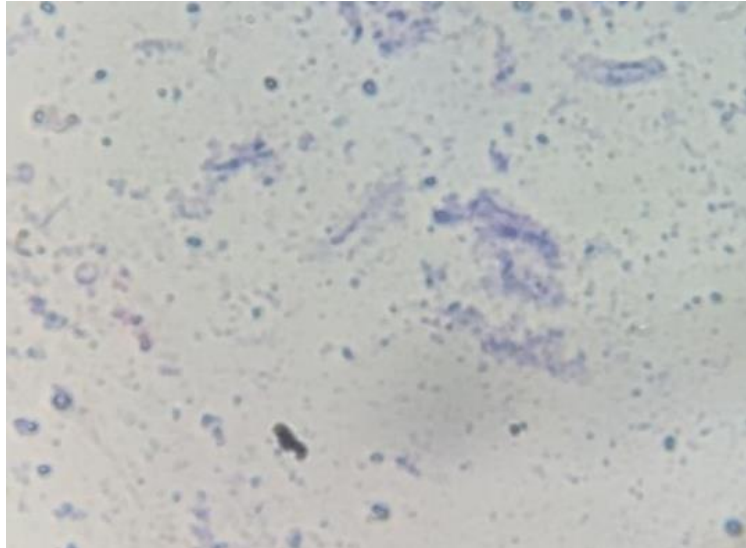


Figura 7 Tinción de endosporas de la colonia 1

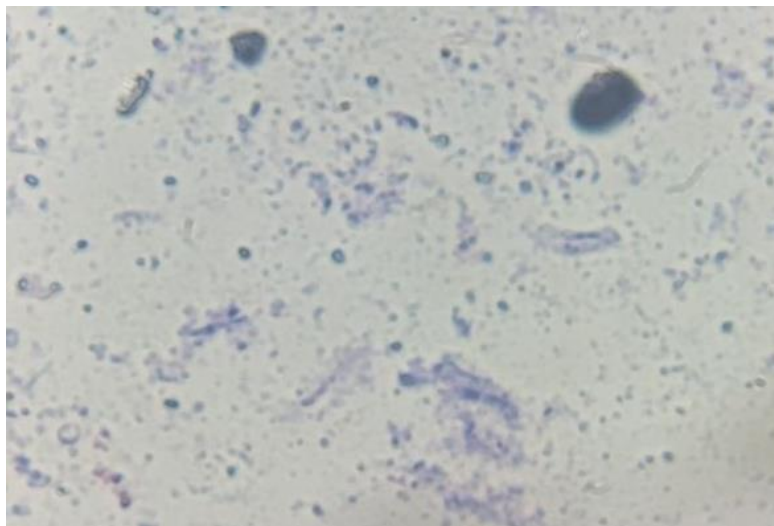


Figura 8 Tinción de endosporas colonia 2

Caracterización del agua de formación

La caracterización del agua de formación, se realizó mediante procedimientos del Standard Methods (2012), en el laboratorio de química de la Universidad Internacional SEK y los Análisis de aceite, ácido sulfhídrico, sulfatos y ácidos carboxílicos fueron obtenidos del registro del laboratorio del campo Shushufindi, en noviembre del 2017.

En cuanto a las mezclas de ácidos carboxílicos son el resultado de procesos químicos, como la hidrólisis, o de procesos microbiológicos, como la fermentación de productos naturales; en ambos casos se obtiene una mezcla compleja, que por provenir de un producto natural no siempre presenta la misma composición química y puede ser corrosivo para los equipos y tuberías metálicas (Pérez, Elizondo, & Nájera, 2005).

| ANÁLISIS DE AGUA | | |
|-------------------------------|--------------------------|----------|
| TIPO | UNIDAD | DATOS |
| Na ⁺ | (mg/l)* | 29263.96 |
| Mg ²⁺ | (mg/l) | 864 |
| Ca ²⁺ | (mg/l) | 6320 |
| Total Fe | (mg/l) | 50.3 |
| Cl ⁻ | (mg/l) | 58700 |
| SO ₄ ²⁻ | (mg/l) | 60 |
| Bicarbonatos (Alcalinidad) | (mg/l HCO ₃) | 240 |
| Acidos carboxilicos | (mg/l) | 0.2 |
| pH | | 6.10 |
| Oil | (BOPD) | 0 |
| H ₂ S Gas | ppm | 5 |

Tabla 4 Resultados de la caracterización del agua (standard methods, 2012)

Cálculo de producción de H₂S (ácido sulfhídrico)

A partir de la siguiente ecuación química:



Mediante estequiometria, se procedió a calcular la concentración de H₂S (ácido sulfhídrico) a partir de la concentración de SO₄⁻ (sulfatos) obtenida en los análisis de agua previamente mencionados

$$60 \frac{mg}{L} SO_4^- \times \frac{1 mol}{96,06 mg} = 0.62 \frac{mol}{L} SO_4^-$$

$$0.62 \frac{mol}{L} SO_4^- \times \frac{1 mol H_2S}{1 mol SO_4} \times \frac{34,1 mg H_2S}{1 mol H_2S} = 21,3 ppm$$

21,3 ppm H₂S

Con dichos resultados se puede observar la cantidad de ácido sulfhídrico producido después de la actividad bacteriana y por cada ppm de SO_4^- , con este dato de 21,3 moles por litro se puede realizar el cálculo de producción diaria de H_2S en el campo Shushufindi:

$$21.3 \frac{\text{mg}}{\text{L}} \times \frac{159 \text{ L}}{1 \text{ Bbl}} \times \frac{40000 \text{ bbl}}{1 \text{ día}} = 135,46 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} \text{ H}_2\text{S}$$

Con esta producción de kilos diarios de H_2S , se puede ver que existe un gran problema en cuanto a corrosión.

De la producción de Ácido sulfhídrico.

Se pudo observar que se producen 21.3 moles de H_2S por litro de agua de formación (ppm) como resultado de la actividad bacteriana, con este dato se pudo realizar el cálculo de producción de moles de ácido diaria que es, 135,46 kilos de H_2S por día, lo cual nos proporciona una idea del gran problema que es el control de corrosión y biocorrosión dentro del campo Shushufindi y de la industria petrolera en general.

Componentes del equipo de obtención de velocidad de corrosión y simulador de condiciones de operación constantes.



Figura 9 Equipo de obtención de velocidad de corrosión y simulador de condiciones de operación

1. Tanque de Plástico, capacidad de 20 L.

2. Válvula esférica.
3. Válvula check.
4. Unión Universal
5. Tubo de fibra de vidrio.
6. Porta cupón (cupón de corrosión).
7. Codo
8. Tubería de PVC para agua caliente.
9. Bomba 1/12 Hp.

De la velocidad de corrosión.

Los resultados de los ensayos de velocidad de corrosión durante 60 (sesenta) días, se observa en el siguiente cuadro:

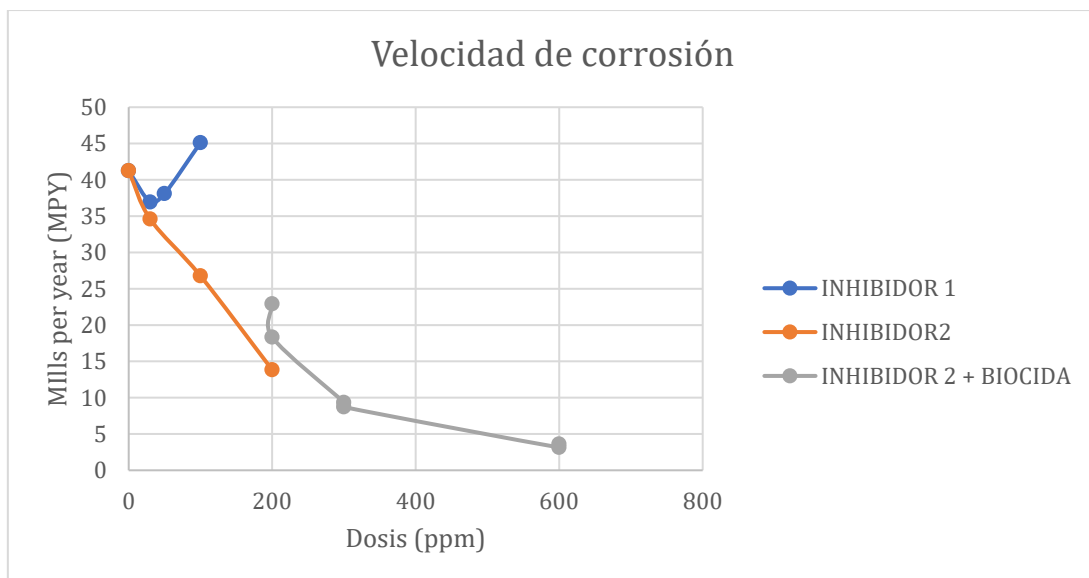


Figura 10 Gráfica de velocidad de corrosión (MPY) vs Dosis (ppm)

- Inhibidor 1: Imidazolina
- Inhibidor 2: Alky piridina
- Biocida + inhibidor 2: THPS + Alkyl pirimidina

Se realizaron otras pruebas de velocidad de corrosión únicamente con inhibidores de corrosión lo cual dio muy buenos resultados en cuanto a la disminución de la velocidad, los datos obtenidos se pueden observar en la Figura 10 y en la tabla 1 de los anexos.

A continuación, se observa las figuras 11, 12 y 13 con lo mencionado.

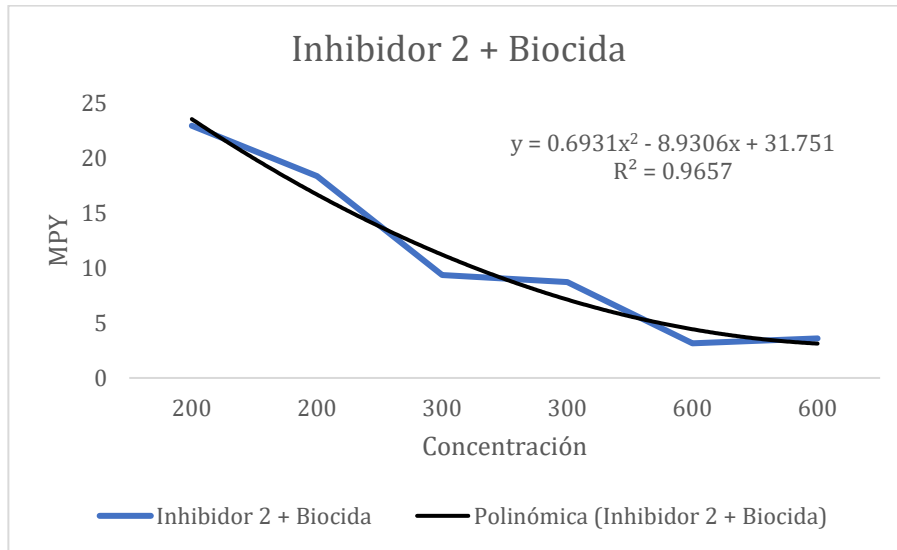


Figura 11 Gráfica del inhibidor 2 + biocida con su ecuación

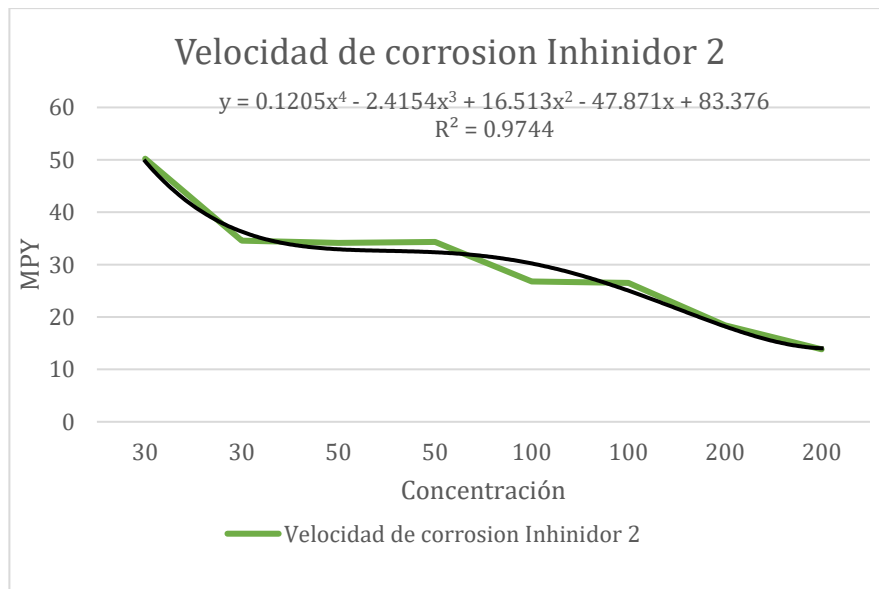


Figura 12 Gráfica del inhibidor 2 con su ecuación

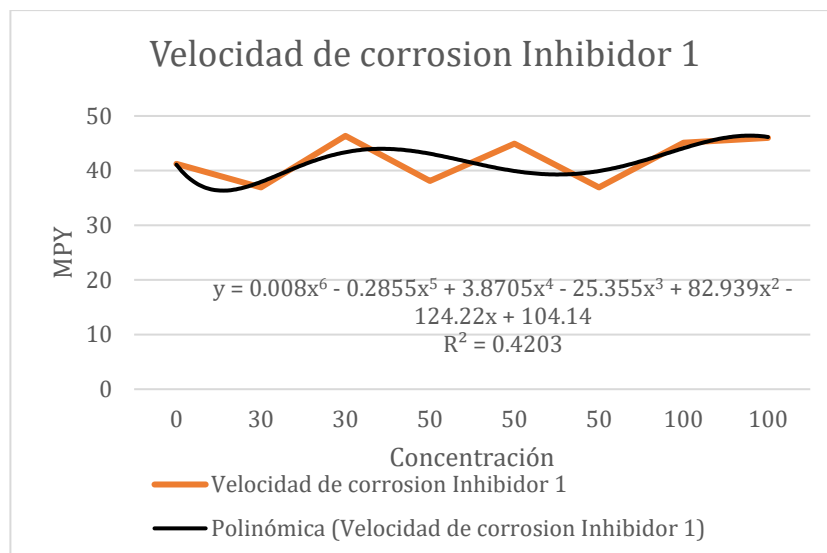


Figura 13 Gráfica del inhibidor 1 con su ecuación

Análisis estadístico:

En cuanto al análisis estadístico se realizó una regresión polinomial por cada inhibidor y biocida utilizado en el estudio con lo cual se pudo obtener la ecuación de ajuste para dichos datos, también se obtuvo un coeficiente de correlación R^2 mayor a 0.95 en dos de los tres tratamientos químicos realizados como se puede ver en las (Figuras 11,12 y 13), para el inhibidor a base de imidazolina se obtuvo un R^2 de 0.42, para el inhibidor a base de alkyl piridina fue de 0.97 y para el de inhibidor y biocida de 0.96.

Discusión

Se demostró que el equipo es útil para cumplir con los requerimientos del estudio propuesto, ya que los datos obtenidos fueron acorde a la investigación.

El equipo de simulación, las condiciones de operación constantes, han sido claves en este estudio, hay oportunidades para mejorar, se puede instalar equipos de control de otras variables, que contribuirán a perfeccionar el proceso de evaluación.

El análisis químico del agua corroboró la presencia de BSR en el agua extraída del campo Shushufindi.

Aunque según los resultados obtenidos y basándose en bibliografía se puede determinar un solo tipo de BSR, ya que no hay muchas que concuerden con las características morfológicas y bioquímicas, además del cultivo homogéneo presente en las muestras.

Según los análisis en el microscopio electrónico y tinciones realizadas se obtuvieron ciertas características de las bacterias presentes en agua como su forma (coco), con un diámetro de aproximadamente 0.5 μm o menor, positivas para: Gram, catalasa, producción de ácido sulfhídrico y a simple vista negativa para producción de endosporas. Con lo antes mencionado se procedió a identificar mediante información bibliográfica, el tipo de BSR presente en el agua de formación del campo Shushufindi, con un tipo de bacteria que se acople a las características morfológicas y bioquímicas previamente mencionadas:

Al inicio se consideró al tipo de BSR *Desulfotomaculum* y toda su subdivisión, este género se caracteriza por ser Gram positiva, anaerobia, del orden clostridio y formadoras de endosporas (Castro, Williams, & Ogram, 2000), pero debido a presentar una morfología clostridial y con un flagelo aparte de ser formadoras de endosporas en todo su árbol filogenético sin excepción entonces podría quedar descartada.

Se habló también, del género *Thermoanaerobacter* Los miembros de este género son termófilos y anaerobios, varios de ellos fueron descritos previamente como especies de *Clostridium* y miembros de los ahora obsoletos géneros *Acetogenium* y *Thermobacteroides* suelen encontrarse en zonas subterráneas (Lee et al., 2007), con lo cual se la descartó ya que no coincidía con la morfología presente en nuestras muestras.

Finalmente, se analizó la posibilidad referenciada de Parra (2008) de BSR *Archaeoglobus* es un género de microorganismos hipertermófilos del dominio *Archaea*, que se caracterizan por su morfología de semi cocos o irregulares, con presencia de un flagelo.

Se compone de dos especies, *A. fulgidus* y *A. profundus* que fueron aisladas de fuentes hidrotermales. *Archaeoglobus* pueden también ubicarse en los yacimientos de petróleo a alta temperatura donde puede contribuir a la descomposición del petróleo. El crecimiento óptimo de estos organismos se produce alrededor de 83 °C (Steinsbu et al., 2010).

Ya que ningún género de BSR referenciada en la bibliografía analizada coincide con los resultados obtenidos, se procedió a comparar con otro tipo de bacteria, obteniéndose la siguiente bacteria *Tessaracoccus oleiagri* es una bacteria del género *Tessaracoccus* que ha sido aislada del suelo salino contaminado con petróleo crudo del yacimiento petrolífero Shengli, Gram positivas, con forma de cocos de entre 0.5-1 µm, negativo para formación de endoesporas y formación de ácido sulfhídrico (Cai et al., 2011).

En cuanto a la identificación del tipo de bacteria sulfato reductora basado en los análisis y pruebas realizadas a las colonias obtenidas a partir del agua de Shushufindi, no se pudo determinar específicamente un género ya que, aunque nuestro cultivo sea homogéneo, no se encontró aun una bacteria referenciada en la bibliografía que concuerde con los parámetros de los estudios con lo cual se puede decir que cabe la posibilidad de ser una nueva clase de bacteria sulfato reductora, esto, debido a que por la precipitación de hierro en el agua y la coloración negra que toma la misma, su presencia es lo más probable.

Como complemento del trabajo de investigación, se analizaron los datos de las pruebas de velocidad de corrosión. Se pudo observar resultados favorables en cuanto a la medición de la agresividad del agua. Los datos de MPY van cambiando conforme se aumenta las dosis y el tipo de inhibidor de corrosión o biocida (o inhibidor o biocida juntos), lo cual es positivo para continuar estudiando y evaluando. Se pudo observar como la velocidad va disminuyendo, al punto de llegar a niveles de 3 MPY que es un valor bajo y aceptables de control de la corrosión.

En cuanto al estudio de la concentración de ácidos carboxílicos se puede ver que hay una pequeña cantidad de dichos compuestos lo que tal vez podría causar un incremento en la velocidad de corrosión del agua, al igual que el H₂S (ácido sulfhídrico) que es producido por las bacterias, obteniéndose un dato de moles por día de ácido sulfhídrico producido, debido a que este es número grande, se puede ver que también es un gran problema para el mantenimiento de los equipos del campo Shushufindi.

Del análisis estadístico se obtuvo la ecuación lineal que permite predecir el comportamiento de los inhibidores de corrosión en cuanto a su dosificación, todo esto depende del coeficiente de correlación que mientras más cercano sea a 1 más ajuste tendrá la ecuación, es decir que el cálculo de los MPY sin haber realizado pruebas en el laboratorio o campo, es posible, claro que las características del agua son un factor que tendría que ser constante, es decir que la muestra provenga de un solo pozo y si no existe mucha dispersión en los datos obtenidos para generar la gráfica es posible que se dé un ajuste de 97% como se pudo ver en 2 de las 3 (Figuras 11, 12, 13).

Conclusiones

El diseño y construcción del simulador de condiciones como presión y temperatura es muy favorable para evaluar el proceso de corrosión, con estos análisis a nivel de laboratorio, con seguridad se puede hacer un programa de tratamiento químico para las instalaciones de todo el campo de producción de petróleo y agua de formación.

Es totalmente factible realizar el cultivo selectivo de bacterias sulfato reductoras en anaerobiosis y mediante observación microscópica se pudo confirmar la presencia de dichos microorganismos para posteriores análisis bioquímicos y de ADN, para así mejorar la eficiencia de los tratamientos aplicados al agua.

Es posible mencionar que, como no se encontró aun alguna bacteria sulfato reductora referenciada y descrita que concuerde con los datos arrojados por el análisis, es probable

que exista un nuevo género de BSR presente en el agua de formación del campo Shushufindi.

Mediante el cálculo de producción de ácido sulfhídrico se puede mejorar el tratamiento químico aplicando algún producto que neutralice el agua y reduzca la acidez, para así desarrollar un programa de control de corrosión por H₂S necesariamente con un biocida ya que el ácido es producido por las BSR.

Se confirma que la aplicación del producto químico biocida a base de THPS también va a ser muy favorable al control de biocorrosión y mantenimiento preventivo en cualquier campo petrolero, que presente dicho tipo de bacterias, con lo cual esto podría representar un ahorro económico en cuanto a costos de mantenimiento.

Con el inhibidor de corrosión a base de imidazolina dosificado solamente, se obtuvieron datos de velocidad de corrosión entre 35 y 46 mpy, son niveles muy altos de corrosión, es decir que no solo se debe tener en cuenta la dosificación del inhibidor sino también las condiciones operacionales de los equipos ya que se han conseguido en otros estudios buenos resultados y una baja velocidad de corrosión con dosis más bajas.

El inhibidor de corrosión a base de alkyl piridina, se disminuyó la velocidad de corrosión a 13,8 mpy con una dosis de 200 ppm demostrando así que, en este inhibidor dentro del sistema utilizado bajo los MPY en comparación con el anterior, en el proceso no se dosificó biocida. Lo cual nos dice también que este inhibidor de corrosión, es mejor para formar un film o película protectora en las paredes de la tubería.

Debido a la gran cantidad de ácido sulfhídrico calculado y a la presencia de BSR se aplicó tratamiento químico utilizando el programa de, biocida a base de THPS más el inhibidor de corrosión a base de alkyl piridina, dosificados independientemente, se logró 3 MPY de velocidad de corrosión, lo cual es muy bueno. Ya que los costos que debe tener el

control de la biocorrosión en el campo Shushufindi según los cálculos es excesivamente alto, y con este estudio se puede reducir el tiempo de análisis y los costos del cultivo de BSR, para así obtener también un beneficio económico, a parte dicho estudio se puede extrapolar no sólo al campo petrolero sino a cualquier campo industrial donde se trabaje con agua residual que puede o no contener bacterias, pero siempre será un medio corrosivo y puede estar perjudicando a otro tipo de industrias, como la minería, por ejemplo.

Los datos obtenidos del análisis estadístico y en cuanto a la línea de tendencia y obtención de la ecuación que se acerca al comportamiento de 2 de los 3 productos químicos utilizados en esta investigación y con un coeficiente de correlación mayor a 0.95, nos permitirá predecir datos de velocidad de corrosión muy cercanos a la realidad y con un error mínimo, esto hace que sea de mucho provecho para un analista ya que se ahorraría tiempo y recursos de la empresa que requiera este tipo de análisis.

Recomendaciones

Agregar más variables de operación y sistemas de control al equipo de simulación del proceso.

Evaluar Biocidas e inhibidores de corrosión, incluyendo otras variables operaciones, ya que en esta ocasión se evaluó a presión y temperatura constante.

Se recomienda la continuación y profundización, de este estudio para identificar el tipo exacto de BSR que existen en agua de formación en el Ecuador.

Se recomienda realizar pruebas y análisis de ADN para observar la codificación e identificar dicho tipo de microorganismo y así poder realizar un tratamiento específico, contra la biocorrosión y que sea mucho más efectivo.

Un futuro estudio en cuanto al análisis de la velocidad de corrosión del agua con ácido sulfhídrico y pruebas con inhibidores es recomendado, ya que sería de mucho interés y provechosos para este campo en cuanto al combatir la corrosión microbiana.

Aumentar el tiempo de prueba de velocidad de corrosión y exposición del cupón de corrosión con el agua, modificando variables de operación, dosificaciones de productos químicos utilizados, cupones de corrosión específicos, tipo de agua puede ser de otros campos y de diferentes arenas de producción de petróleo. No es recomendable llegar a niveles de corrosión cero (0), ya que conllevaría un gasto innecesario de recursos económicos y tiempo.

Se recomienda realizar un estudio más exhaustivo en cuanto a la generación de una ecuación que tome en cuenta todas las variables del proceso, para así tener una idea real del comportamiento del biocida e inhibidores en el agua y en el sistema.

En cuanto al análisis estadístico se debe agregar un estudio, que cuente con un periodo de tiempo más largo y en el cual se debe recolectar una cantidad mayor de datos, con un mínimo de 20 para así obtener un análisis más profundo y exacto, se recomienda realizar al menos 3 pruebas por dosis.

Por último, la realización de análisis de acidez total en cuanto a la presencia de ácidos carboxílicos, nos dará mejor información técnica para optimizar la dosificación del inhibidor de corrosión, del biocida y de otros productos químicos, que se usan en el control de la corrosión y bacteriológico de un campo de petróleo.

Anexos.

Anexo 1.

| REPORTE DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---------------------|---------|------------------|----------------|---------------------|---|-----------------------------------|---------------|-----------|------|
| PRODUCTO | CONCENTRACION (ppm) | # CUPON | PESO INICIAL (g) | PESO FINAL (g) | PERDIDA DE PESO (g) | DENSIDAD DEL ACERO (g/cm ³) | ÁREA DEL CUPON (in ²) | TIEMPO (días) | CONSTANTE | MPY |
| ND | 0 | 10632 | 10.9490 | 10.9031 | 0.0459 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 41.2 |
| SECUESTRADOR DE OXIGENO | 42 | 10631 | 11.0739 | 11.0483 | 0.0256 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 23 |
| SECUESTRADOR DE OXIGENO | 42 | 10633 | 11.2692 | 11.2429 | 0.0263 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 23.6 |
| INHIBIDOR 1 | 30 | 10633 | 11.2435 | 11.2024 | 0.0411 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 36.9 |
| INHIBIDOR 1 | 30 | 10631 | 11.0024 | 10.9508 | 0.0516 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 46.4 |
| INHIBIDOR 1 | 50 | 10631 | 11.0471 | 11.0047 | 0.0424 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 38.1 |
| INHIBIDOR 1 | 50 | 10632 | 10.9012 | 10.8512 | 0.0500 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 44.9 |
| INHIBIDOR 1 | 50 | 10633 | 11.2435 | 11.2024 | 0.0411 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 36.9 |
| INHIBIDOR 1 | 100 | 10631 | 10.9468 | 10.8966 | 0.0502 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 45.1 |
| INHIBIDOR 1 | 100 | 10632 | 10.8457 | 10.7945 | 0.0512 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 46 |
| INHIBIDOR 2 | 30 | 10633 | 11.1532 | 11.0973 | 0.0559 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 50.2 |
| INHIBIDOR 2 | 30 | 10632 | 10.7867 | 10.7482 | 0.0385 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 34.6 |
| INHIBIDOR 2 | 50 | 10631 | 10.8899 | 10.8519 | 0.0380 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 34.1 |
| INHIBIDOR 2 | 50 | 10632 | 11.0948 | 11.0566 | 0.0382 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 34.3 |
| INHIBIDOR 2 | 100 | 10631 | 10.7455 | 10.7157 | 0.0298 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 26.8 |
| INHIBIDOR 2 | 100 | 10633 | 10.8455 | 10.8160 | 0.0295 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 26.5 |
| INHIBIDOR 2 | 200 | 10632 | 11.0565 | 11.036 | 0.0205 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 18.4 |
| INHIBIDOR 2 | 200 | 10632 | 10.706 | 10.6906 | 0.0154 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 13.8 |
| INHIBIDOR 2 + BIOCIDA | 200 | 10633 | 11.0341 | 11.0086 | 0.0255 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 22.9 |
| INHIBIDOR 2 + BIOCIDA | 200 | 10631 | 10.8088 | 10.7884 | 0.0204 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 18.3 |
| INHIBIDOR 2 + BIOCIDA | 300 | 10632 | 10.6722 | 10.6618 | 0.0104 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 9.34 |
| INHIBIDOR 2 + BIOCIDA | 300 | 10633 | 11.0086 | 10.9989 | 0.0097 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 8.71 |
| INHIBIDOR 2 + BIOCIDA | 600 | 10631 | 10.7884 | 10.7849 | 0.0035 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 3.14 |
| INHIBIDOR 2 + BIOCIDA | 600 | 10632 | 10.6618 | 10.6578 | 0.0040 | 7.87 | 1.5 | 2.1 | 22273 | 3.59 |

Anexo 1. Resultados de las pruebas de velocidad de corrosión

Anexo 2.

Manual de operaciones del equipo de simulación de condiciones de operación y obtención de la velocidad de corrosión.

Nota: Revisar la (Figura 2) y la descripción de los materiales.

Procedimiento para arranque del sistema:

1. Una vez armado el sistema de simulación de condiciones de operación.
2. Se procede cebar la bomba.
3. Se conecta las mangueras de la bomba al sistema mediante abrazaderas.
4. Se cierra la válvula 2.
5. Se llena el tanque.
6. Se abre válvula 2.
7. Se activa la bomba.
8. Si existe fallas o fugas parar la bomba.
9. Revisar procedimiento de vaciado total del sistema.
10. Colocar teflón en las uniones donde exista fuga.
11. Rearmar el sistema y repetir desde el paso 3.

Procedimiento para medición del caudal real:

1. Previamente vaciado del sistema (revisar procedimiento para vaciado total del sistema).
2. Con un recipiente lleno de agua, con una capacidad igual o mayor al tanque de 20 L, colocar la manguera de extracción de la bomba.
3. Conectar la bomba a la unión universal que llevará el agua por todo el sistema hasta el tanque 1 (Figura 1).
4. Medir con un cronómetro el tiempo que tarda el tanque en llenarse.

5. Vaciar totalmente el sistema (revisar el procedimiento para vaciado total del sistema).
6. Una vez obtenido el dato en L/min repetir este procedimiento al menos 5 veces para obtener una media y así obtener un valor aproximado a la realidad.

Procedimiento para arranque del sistema:

12. Una vez armado el sistema de simulación de condiciones de operación.
13. Se procede cebar la bomba.
14. Se conecta las mangueras de la bomba al sistema mediante abrazaderas.
15. Se cierra la válvula 2.
16. Se llena el tanque.
17. Se abre válvula 2.
18. Se activa la bomba.
19. Si existe fallas o fugas parar la bomba.
20. Revisar procedimiento de vaciado total del sistema.
21. Colocar teflón en las uniones donde exista fuga.
22. Rearmar el sistema y repetir desde el paso 3.

Procedimiento para montaje del cupón:

1. Una vez Vaciado el tubo porta cupón (ver procedimiento)
2. Colocar el cupón de corrosión en el perno, haciendo coincidir los orificios del perno con los del cupón.
3. Introducir los prisioneros y ajustar hasta que el cupón quede fijo.
4. Colocar teflón en el perno.
5. Introducir el perno en el tubo porta cupón.
6. Ajustar con una llave de tubo.
7. Revisar si no existe fuga, si existe repetir el procedimiento desde el paso uno.
8. Si no existe fuga ajustar el cupón, hasta que la línea de color rojo en la cabeza del perno quede perpendicular al flujo.

Procedimiento para vaciar el agua del tubo porta cupón y retirar el cupón de corrosión

1. Pesar previamente el cupón, este dato será el peso 1.
2. Parar el funcionamiento de la bomba
3. Cerrar la válvula 2 (válvula esférica)
4. Desconectar la unión universal entre el tubo y la bomba
5. Proceder a elevar el tubo manualmente y así vaciar el agua en un recipiente externo con capacidad de 10 litros.
6. Posterior al vaciado del tubo proceder con una llave (de tubo) a retirar el perno que asegura el cupón de corrosión.
7. Una vez retirado el perno con el cupón de corrosión, separar el cupón del perno quitando los sujetadores (prisioneros) con una llave de 9mm.
8. Una vez retirado el cupón, proceder a su limpieza según la norma NACE 1D182.
9. Pesar el cupón, este dato será el peso 2.
10. Realizar una diferencia de pérdida de peso (peso 1 – peso 2)
11. Aplicar la fórmula para el cálculo de la velocidad de corrosión.
12. Obtener dato de velocidad de corrosión (MPY).

Procedimiento para Vaciado total del equipo.

1. Parar el funcionamiento de la bomba
2. Cerrar la válvula 2 (válvula esférica)
3. Desconectar la unión universal entre el tubo y la bomba
4. Proceder a elevar el tubo manualmente y así vaciar el agua en un recipiente externo con capacidad de 10 litros.
5. Posterior al vaciado del tubo proceder con una llave (de tubo) a retirar el perno que asegura el cupón de corrosión.
6. Abrir válvula 2
7. Colocar la manguera de salida de la bomba en un recipiente externo con una capacidad de 20 L o más.
8. Vaciar con la bomba el agua del tanque
9. Apagar la bomba
10. Retirar el agua sobrante del tanque inclinándolo manualmente

Bibliografía:

- Abdou, M., Carnegie, A., Mathews, S. G., Mccarthy, K., O'Keefe, M., Raghuraman, B., ... Xian, C. (2010). Operators usually consider formation water an undesirable byproduct of hydrocarbon. *Ofr, Spring*, 24–35.
- Biedma, D. F., Corbett, C., Marín, G. A., Navarre, P. R., Zaidiza, R., Miguel, L., & Neira, S. (2015). Shushufindi : El renacimiento de un gigante, 46–62.
- Cai, M., Wang, L., Cai, H., Li, Y., Wang, Y. N., Tang, Y. Q., & Wu, X. L. (2011). *Salinarimonas ramus* sp. nov. and *Tessaracoccus oleiagri* sp. nov., isolated from a crude oil-contaminated saline soil. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*, 61(8), 1767–1775.
<https://doi.org/10.1099/ijs.0.025932-0>
- Castro, H. F., Williams, N. H., & Ogram, A. (2000). Phylogeny of sulfate-reducing bacteria. *FEMS Microbiology Ecology*, 31(1), 1–9. [https://doi.org/10.1016/S0168-6496\(99\)00071-9](https://doi.org/10.1016/S0168-6496(99)00071-9)
- Figeroa de Gil, Y., Bonilla, J., & Morales, J. (2001). Evaluación de inhibidores de corrosión bacteriana (BSR) en las aguas de formación asociadas a los cru- dos de pdvsa distrito maturin. *Revista Latinoamericana de Metalurgia Y Materiales*, 21(1), 46–49.
- Figuroa de Gil, Y., Bruzual, Y., López, G., C, R., J, P., & N, B. (2012). Evaluación de la eficiencia de biocida como inhibidor de la corrosión inducida por microorganismos. *Rev. LatinAm. Metal. Mat.*, V, S5: 8-11.
- Figuroa De Gil, Y., Camero, S., Prin, J. L., & Réquiz, R. (2008). Evaluación De La Corrosión Inducida Por Bacteria Sulfato Reductora En Un Acero Inoxidable 316L. *Revista Latinoamericana de Metalurgia Y Materiales*, 28(1), 60–72.

- Gutierrez, A. V., Terrazas, L. E., & Álvarez, M. T. (2009). Cultivo a escala de laboratorio de bacterias sulfato reductoras acidófilas y su aplicación en procesos de biorremediación utilizadas para la precipitación de metales pesados. *Biofarbo*, *17*(1), 1–8.
- Lee, Y. J., Dashti, M., Prange, A., Rainey, F. A., Rohde, M., Whitman, W. B., & Wiegel, J. (2007). *Thermoanaerobacter sulfurignens* sp. nov., an anaerobic thermophilic bacterium that reduces 1 M thiosulfate to elemental sulfur and tolerates 90 mM sulfite. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*, *57*(7), 1429–1434. <https://doi.org/10.1099/ijs.0.64748-0>
- Monroy Cruz, Y. Y. (2014). Bacterias sulfato reductoras. *Universidad Militar de Nueva Grana, Bogotá*, 28. Retrieved from <http://unimilitar-dspace.metabiblioteca.org/bitstream/10654/12039/1/BSR - SEMINARIO DE INVESTIGACION.pdf>
- Morales, A. G. R.-. (2009). Efecto de la imidazolina [IM-NH17] en el proceso de corrosión del acero api5l-x52 en salmueras acidificadas Effect of an Imidazoline [IM-NH17] on the Corrosion Process of API51-X52 Steel Exposed in Acidified Brines. *Riit*, (4), 363–372.
- Neria, I., Hernández-rodríguez, C., Wang, E., Ramírez, F., Romero, J. M., Amaya, M. G., ... Mexicano, I. (1998). Identificación de bacterias sulfato reductoras presentes en un consorcio anaeróbico aislado de oleoductos. *Society*, 11340.
- Parra, D. C. (2008). Aislamiento Y Caracterización Bioquímica Y Morfológica De Bacterias Reductoras De Sulfato (Brs) Provenientes De Aguas De Producción De Un Campo Petrolero, 114. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Pérez, N., Elizondo, P., & Nájera, B. (2005). Análisis De Muestras Complejas de Ácidos Carboxílicos y Carbohidratos Mediante GC-MS, *VIII*(1).

- Rauchle, F., & Garc, H. (2000). Inhibición e inhibidores en sistemas de refrigeración, *XIV(2)*, 209–224.
- So, C. M., & Young, L. Y. (1999). Isolation and characterization of a sulfate-reducing bacterium that anaerobically degrades alkanes. *Applied and Environmental Microbiology*, *65(7)*, 2969–2976.
- Steinsbu, B. O., Thorseth, I. H., Nakagawa, S., Inagaki, F., Lever, M. A., Engelen, B., ... Pedersen, R. B. (2010). *Archaeoglobus sulfaticallidus* sp. nov., a thermophilic and facultatively lithoautotrophic sulfate-reducer isolated from black rust exposed to hot ridge flank crustal fluids. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*, *60(12)*, 2745–2752.
<https://doi.org/10.1099/ijs.0.016105-0>
- Zapata, I., & Romero, J. (2005). Biocorrosión en instalaciones petroleras. *Ciatec Programa De Ingeniería Molecular, III*, 1–4.