

EFFECTO DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO DE UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO



MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN
GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

EDER VARGAS GUTIERREZ

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del presidente del jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

NOTA ACLARATORIA

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a todas aquellas personas que me han dejado una enseñanza en la vida en todas las áreas, especialmente el área profesional.

Oriento este trabajo a todas aquellas personas que deseen tomar este escrito como referencia para evaluar posibles impactos de corrosión por dióxido de carbono en campos petroleros de crudo pesado.

Dedicada a mis amigos y familiares, a mis tías y tíos especialmente, por ser una guía y orientación en cada etapa especialmente esta donde logro complementar mi desarrollo académico y profesional.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a Dios por llenarme de sabiduría, conocimientos e inteligencia, porque nunca me ha desamparado siempre ha estado conmigo en el transcurso de mi vida.

Agradecimiento a mi mamá, hermanos, sobrinos y novia, amigos y familiares que me han apoyado en este arduo proceso.

A cada una de esas personas con las que me he encontrado en el camino de la vida, por cada enseñanza que me han dejado.

TABLA DE CONTENIDO

MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN.....	1
NOTA ACLARATORIA	3
DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTOS.....	5
GLOSARIO.....	10
RESUMEN.....	12
INTRODUCCIÓN.....	13
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
JUSTIFICACIÓN.....	15
OBJETIVOS	16
1 MARCO TEÓRICO.....	17
1.1 Corrosión	17
1.1.1 Métodos de prevención de la corrosión	22
1.2 Campo Castilla (GDT).....	22
1.2.1 Características generales de las propiedades del fluido	23
1.3 Corrosividad de los fluidos	24
1.4 Inhibidores de corrosión.....	25
1.4.1 Tipos de inhibidores	26
1.4.1.1 Secuestradores.....	26
1.4.1.2 Reactivos	26
1.4.1.3 Fase vapor.....	26
1.4.1.4 Formadores de película	27
2 CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO.....	28
2.1 Parte 1. Apertura del trabajo	28
2.2 Parte 2. Preparación para la visita.	29
2.3 Parte 3. Realización para la visita.	29
2.4 Parte 4. Empalme de la visita.	30
2.5 Parte 5. Etapas del desarrollo de la investigación.....	30

3	CAPÍTULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA.....	34
3.1	Selección del campo estudio.	34
3.2	Recopilación de reportes periódicos de falla operacionales de corrosión por CO2 en el campo Castilla.	34
3.3	Establecimiento de relaciones con contactos clave, identificar consultores/apoyo sobre el terreno, preparación de la metodología de visita y entrevistas.	36
3.4	Realización de la visita. Registro de información recopilada con fechas y datos de su origen.	37
4	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	40
5	CONCLUSIONES	47
6	RECOMENDACIONES	48
7	BIBLIOGRAFÍA	49

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del fluido extraído en campo castilla.

Tabla 2. Criterios para la clasificación de la corrosividad de fluidos

Tabla 3. Cronograma de Actividades y/o plan de trabajo.

Tabla 4. Reporte de problemas operacionales presentados en el campo en mención

Tabla 5. Registro de actividades de la visita al campo Castilla.

Tabla 6. Reporte de problemas operacionales presentados en el campo en mención antes y después de aplicado el inhibidor.

LISTA DE FIGURAS, IMÁGENES Y GRÁFICOS

Figura 1. Tipos de corrosión más comunes.

Figura 2. Historia del Campo Castilla desde 1945 hasta el 2020.

Grafica 1. Gráfico radial de problemas operacionales presentados en el campo en mención

Gráfica 2. Programación de visita a campo petrolero colombiano.

Imagen 1. Picadura en tubería de pozo CT 1.

Imagen 2. Picadura en tubería de pozo CT 2.

Imagen 3. Desprendimiento de Recubrimiento de pozo CT 3.

Imagen 4. Picadura en tubería de pozo CT 9.

Imagen 5. Picadura en tubería de pozo CT 12.

Imagen 6. Ampollamiento y Picadura en tubería de pozo CT 14.

Imagen 7. Picadura en tubería de pozo CT 23.

Figura 3. Cronograma de problemas operacionales observados durante la visita al campo petrolero.

Grafica 3. Gráfico radial de problemas operacionales presentados en el campo en mención antes y después de aplicar el inhibidor.

Grafica 4. Problemas operacionales reducidos en el campo en mención.

GLOSARIO

Baterías de producción petrolera: Las baterías son aquellas que reciben la producción de un determinado número de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30. Allí se cumplen funciones de separación de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y en los casos necesarios, de cada pozo en particular.

Campo petrolero: Relativo a un campo de petróleo, acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

Conificación: El cambio producido en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción. La conificación tiene lugar en los pozos verticales o levemente desviados y es afectada por las características de los fluidos involucrados y la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical.

Corrosión: La corrosión es también considerada una oxidación acelerada y continua que desgasta, es decir, que para que exista el fenómeno de corrosión tiene que haber un proceso de oxidación previo; dicho proceso ocurre cuando un átomo inestable pierde un electrón, lo que permite que el átomo forme un compuesto nuevo con otro elemento, es decir, el proceso se caracteriza por ceder electrones del elemento que se oxida al elemento oxidante.

Facilidades de superficie: son todas las baterías de producción que permiten la facilidad del transporte y almacenamiento de los hidrocarburos.

Gravedad API: Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API. La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es: Gravedad API = $(141,5/GE \text{ a } 60 \text{ } ^\circ\text{F}) - 131,5$; donde GE es la gravedad específica del fluido.

Inhibidores de corrosión: Es un aditivo químico que se aplica en pequeñas cantidades sobre las superficies metálicas y crea una capa protectora que impide e interrumpe su deterioro. Es decir, esta solución puede evitar, minimizar o retardar los ataques corrosivos sobre estructuras revestidas de acero, tuberías, maquinaria industrial y herramientas metálicas de uso frecuente: tornillos, alicates, etc.

Percolación: Infiltración de un fluido gaseoso en la producción de petróleo.

Petróleo o crudo: El petróleo es un líquido inflamable, oleoso, de origen natural que se compone principalmente de una mezcla de hidrocarburos, que varía entre un 50 y un 98%, y diversos compuestos orgánicos que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre. En algunas ocasiones se encuentra en manantiales o charcas, pero por lo general se extrae de debajo de la superficie de la Tierra mediante perforación de pozos. Llamado con anterioridad aceite de roca o aceite mineral, el petróleo sin refinar se conoce en la actualidad como petróleo crudo.

Pozo de petróleo: El término pozo petrolífero alude a cualquier perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

Yacimiento: Un yacimiento de petróleo o yacimiento petrolífero es el lugar donde se acumula de forma natural el petróleo crudo o ligero retenido por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad. También se utilizan las palabras resorvorio o depósito.

RESUMEN

La corrosión por dióxido de carbono CO₂ se traduce como problemas operacionales a nivel de producción en un campo de petróleo, debido a las fisuras, picaduras y fugas que se presentan en las líneas que transportan los fluidos desde la cabeza del pozo hasta las baterías de almacenamiento.

En este trabajo se aborda el problema de la corrosión por CO₂ a través de un caso estudio en un campo petrolero de crudo pesado, en el cual se propone iniciar el caso estudio a través de la preparación de una visita al campo petrolero colombiano mencionado más adelante. Después de realizada la visita, se compara los resultados obtenidos en la preparación de la visita con lo evidenciado en campo.

La preparación de la visita incluyó la comunicación constante y directa con personal de la compañía encargada para el manejo de la integridad de los equipos estáticos de la superintendencia de operaciones. Además, se realizó la visita a campo evidenciando la entrada y salida del campo con registro fotográfico adjunto en los resultados de este trabajo. Se establecen parámetros reducción de casos de problemas operacionales después de aplicar un aditivo químico que actúa como mitigador de la corrosión de dióxido de carbono en las líneas de producción.

INTRODUCCIÓN

En los campos petroleros que tienen producción de crudo pesado, debido a las características de composición que tiene el petróleo de baja gravedad API, es común encontrar en estos tipos de yacimientos gas asociado a la producción. Además de encontrarse fluidos no deseados en la producción de estos pozos.

La conificación de fluidos no deseados y la percolación de gases tóxicos se traducen en la práctica como problemas operacionales. Los problemas operacionales se convierten en altos costos de mantenimiento para las compañías además de retrasar la producción de petróleo, lo que se convierte en problemas críticos a la hora de cumplir con la demanda energética de cada zona.

En este trabajo se propone abordar el caso de estudio de problemas de corrosión asociados con la producción de dióxido de carbono CO₂, en donde se evalúa el impacto de la corrosión sobre las tuberías de transporte que van desde la cabeza del pozo hasta las baterías de producción y demás facilidades de superficie.

Se lleva a cabo el desarrollo del trabajo proponiendo y realizando recolección de información por problemas operacionales con la compañía encargada del mantenimiento del campo petrolero Castilla, además de realizar una visita al campo con el fin de verificar y registrar los problemas descritos por corrosión en la revisión bibliográfica de objeciones operacionales a nivel de campo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La corrosión por dióxido de carbono en las tuberías que transportan fluidos deseados e indeseados desde la cabeza de los pozos hasta las facilidades de superficie se interpreta como causante de problemas operacionales visualizados en picaduras y desprendimiento de material recubierto en las líneas de producción, todo esto llevando a fugas de fluidos dentro del área del campo petrolero en producción generando así contaminación e insatisfacción en la demanda energética de las zonas aledañas.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo afecta la producción de petróleo pesado la corrosión generada por el dióxido de carbono y cómo se mitiga este problema operacional?

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La generación y producción de dióxido de carbono que recorre gran parte de las facilidades de superficie en el campo petrolero objeto de estudio conlleva a invertir altos costos de mantenimiento y así mitigar el impacto de la corrosión en las líneas de producción.

Combatir este problema es un reto tanto para la compañía operadora como para las contratistas encargadas del mantenimiento de las facilidades de superficie. Se debe tener disponible personal para la revisión diaria y mensual del desgaste de la tubería, picaduras y desprendimiento del recubrimiento de la tubería que facilita el transporte de los hidrocarburos.

En cualquier escenario evaluado, la corrosión siempre jugará en contra del tiempo promedio de vida de las líneas y equipos de producción, también afecta la cantidad de producción del campo ya que, si no se cuenta con una buena garantía de líneas en buen estado, tampoco se puede cumplir con la demanda que debe satisfacer la seguridad energética de la zona que depende de la producción de los hidrocarburos producidos en este campo petrolero de estudio.

En lo posible, se debe mitigar la producción e impacto de este gas tóxico en las facilidades de superficie, con el objetivo de reducir altos costos de inversión en el mantenimiento de las líneas afectadas.

JUSTIFICACIÓN

Mejorar los sistemas que mitigan los problemas por corrosión en las compañías petroleras es importante en las empresas para fortalecer los programas de mantenimiento preventivo de sus activos y equipos.

Es por eso, que es imprescindible entrenar y capacitar al personal de las empresas en cuanto a la gestión de la corrosión. El mantenimiento y control de la corrosión es un área que surge como solución a la necesidad empresarial de contar con expertos en el tema para disminuir el impacto negativo que tiene este fenómeno en la economía de las organizaciones.

Por las razones descritas anteriormente, es necesario identificar los puntos críticos en la corrosión por dióxido de carbono, que es la corrosión más común que se da en campos petroleros y las compañías que los administran deben enfrentar, corregir y mitigar.

En el siguiente trabajo se propone abordar un caso de estudio de corrosión por dióxido de carbono en un campo de petróleo pesado, ya que por sus características de formación se produce este gas tóxico que afecta las líneas de producción de las facilidades de superficie.

OBJETIVOS

GENERAL

Evaluar el efecto de la corrosión por CO₂ en tuberías de transporte de crudo de un campo petrolero colombiano

ESPECÍFICOS

1. Seleccionar el campo de petróleo colombiano como caso estudio, incluyendo su población y tamaño de la muestra.
2. Recopilar los reportes periódicos de falla operacionales de corrosión por CO₂ y demás material bibliográfico que se daten del campo de estudio.
3. Establecer relaciones con contactos clave, identificar consultores/apoyo sobre el terreno, preparación de la metodología de visita y entrevistas.
4. Empalmar la visita realizada al campo petróleo versus los informes de fallas operacionales por corrosión de CO₂.
5. Establecer el impacto sobre la corrosión antes y después de haberse aplicado aditivo químico (inhibidor) en la tubería de producción.

EFFECTO DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO DE UN CAMPO PETROLERO.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Corrosión

Es el deterioro de un material debido a la interacción con su medio ambiente. Los diferentes metales y aleaciones existentes tienen la tendencia a perder algunas de sus propiedades mecánicas y físicas para las cuales fueron diseñadas al estar en contacto con un medio corrosivo¹.

El proceso de corrosión se caracteriza por ser espontáneo. La mayoría de los metales, con excepción del oro y del platino, no se encuentran en forma aislada en la naturaleza, lo común es observar minerales, es decir; sulfatos, óxidos, sulfuros, carbonatos, etc. Esto es consecuencia de la disminución de la energía de los átomos metálicos, cuando estos están combinados con especies químicas, como oxígeno y sulfuro, etc².

Los daños por corrosión impactan el aspecto económico de las empresas de manera directa o indirecta. Generando costos de reparaciones de equipos dañados o corroídos, adquisición de aleaciones con mayor resistencia a los ataques corrosivos, adquisición de mecanismos de protección ante la corrosión.

Existen diferentes tipos de corrosión, los más comunes son:

a) Corrosión uniforme.

Se produce de manera relativamente uniforme en la superficie del metal. La reacción química se produce de manera uniforme en toda la superficie

¹ SALAZAR-JIMÉNEZ, Jose Alberto. Introduction to Corrosion Phenomena: Types, Influencing Factors and Control for Material's Protection. En: Scientific Electronic Library Online SciELO [en línea]. Costa Rica: Escuela de Ciencia e Ingeniería de los Materiales. Instituto Tecnológico de Costa Rica, julio-septiembre de 2018. [Consultado el 01-06-2020]. Disponible en <https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n3/0379-3982-tem-28-03-00127.pdf>

² Corrosión: definición y tipos de corrosión [blog]. Corrosión y sus efectos. [Consultado el 05-06-2020]. Disponible en <https://tiposdecorrosion.blogspot.com/>

expuesta³. Esta reacción puede producir una disminución de las dimensiones de la pieza, generado a su vez una disminución de la resistencia mecánica. Este tipo de corrosión se puede prevenir al momento de escoger el material de la pieza, usando inhibidores, usando pinturas o recubrimientos o usando un mecanismo de protección catódica.

b) Corrosión galvánica.

Es un proceso electroquímico asociado con el movimiento de los electrones entre metales que poseen potenciales electroquímicos diferentes, es decir que este tipo de corrosión se genera cuando dos materiales diferentes, tanto en composición química, tratamiento térmico, diferentes en cuanto a sistemas de recubrimiento o pintura en cada material, etc., están en contacto y se encuentran ambos metales inmersos en un medio corrosivo. Uno de los metales se comporta como ánodo y tiende a corroerse mientras que el otro metal se comporta como cátodo y no se corroe o se corroe muy poco. Si los metales hubiesen estado separados no ocurriría la corrosión del metal ánodo tan rápidamente como sucede en el caso de acoplamiento galvánico⁴. Ejemplo de este tipo de corrosión: un tornillo de cobre con una arandela de acero al carbono, estando ambos materiales en el mismo medio acuoso (agua con sal). El cobre se corroerá, pero el hierro se consumirá debido a su comportamiento anódico, llegando a desaparecer en forma más rápida que en el caso de estar el hierro solo.

c) Corrosión por picadura.

Es una forma localizada de corrosión, en la cual, la corrosión es muy grande en una determinada parte, en comparación con el resto del material expuesto al medio corrosivo, esto conduce a la formación de un pequeño hueco, picada o picadura. Los sitios picados o picaduras representan puntos ánodos.

³ SEMINARIO SOBRE LA ESTRATEGIA DE CONTROL DE CORROSION INTERIOR EN DUCTOS DE GAS. MECANISMOS DE CORROSIÓN [en línea]. En: (1: 10-12, marzo, 2019: Buenos Aires, 2019. [Consultado: 22-05-2020]. Disponible en: http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/3_Mecanismos%20Corrosion.pdf

⁴ BOLIVAR, Gabriel. Corrosión galvánica: mecanismos, ejemplos, protección [en línea]. Estado del Carabobo, Venezuela. [Consultado: 11-05-2020]. Disponible en: <https://www.lifeder.com/corrosion-galvanica/>

d) Corrosión intergranular.

Es una forma de corrosión que se produce en los bordes de grano de los materiales metálicos. Como resultado se genera una pérdida de resistencia mecánica y ductilidad del metal. El borde de grano actúa como ánodo y se corroe selectivamente en comparación con el resto del grano, el cual es el cátodo⁵. El ataque es rápido y conduce a fallas catastróficas del material. Se presenta principalmente en los aceros inoxidable, debido a la precipitación de los carburos durante el proceso de soldadura.

e) Lixiviación selectiva.

Ocurre en aleaciones de zinc en donde el zinc se corroe preferencialmente dejando un residuo poroso y productos de corrosión. La aleación corroída retiene su forma original, y parece estar sin daños, excepto por la pérdida de brillo, pero la fuerza de tensión y ductilidad pueden estar muy disminuidas.

f) Corrosión erosión.

Se genera debido al ataque del metal por un movimiento entre el líquido o fluido corrosivo y la superficie del metal. Generalmente, el líquido lleva partículas sólidas las cuales generan erosión en el metal y luego, el medio corrosivo, corroe el metal fresco⁶. El daño aparece como canales, formas onduladas o valles.

g) Erosión por cavitación.

Se produce en materiales que presentan burbujas de vapor en la interfase líquido-metal, generando la descomposición del metal y produciendo picaduras. Generalmente, los productos de corrosión llenan los pequeños huecos y picaduras, y sólo después de la respectiva limpieza se puede apreciar el daño sobre el metal.

⁵ DIFFERENT TYPES OF CORROSION. Recognition, Mechanisms & Prevention [en línea]. Estado del Carabobo, Venezuela. [Consultado: 23-05-2020]. Disponible en: https://www.corrosionclinic.com/types_of_corrosion/intergranular_corrosion_cracking.htm

⁶ CHAPAARO, W. Aperador. Evaluation for Corrosion-Erosion in Austenitic and Martensitic Steels. En: Scientific Electronic Library Online SciELO [en línea]. Universidad Francisco de Paula Santander, San José de Cúcuta, Colombia. [Consultado el 09-06-2020]. Disponible en http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-74882015000100003

h) Corrosión por fricción.

Se genera por el movimiento relativo de dos sustancias en contacto, una de las dos sustancias debe ser metal, de este movimiento resultan picaduras en la interfase de los metales⁷.

i) Agrietamiento.

Se genera por la presencia de fuerzas repetitivas aplicadas en el material. Puede ser en presencia de un medio corrosivo el cual es llamado corrosión por fatiga; si la falla se produjo por una fuerza de tensión en un medio corrosivo se denomina corrosión bajo tensión; y si la falla ocurrió en un medio corrosivo, con un esfuerzo de tensión y en presencia de hidrogeno se llamaría fragilización por hidrógeno.

j) Corrosión por CO₂.

En la industria del gas y del petróleo se presenta este mecanismo de corrosión, generado por la presencia de cantidades variables de gas y agua. Este agente corrosivo se debe a la producción de gas dulce de altas profundidades y al uso de técnicas de recuperación que se basan en la inyección de químicos.

El CO₂ se disuelve en el agua generando reacciones electroquímicas (catódicas y anódicas) en la superficie del metal dando origen a los productos de corrosión. En las etapas iniciales se genera una disolución rápida de la capa metálica, los iones ferrosos disueltos se transportan al seno del líquido donde se combinan con los iones carbonato que pueden formar una escama de carbonato o sulfuro de hierro en la superficie⁸. Si se forma la escama de carbonato, los reactivos tienen que difundirse por la capa protectora para poder reaccionar con la superficie metálica y se produce un retardo en las velocidades de corrosión. La velocidad global de corrosión depende de la

⁷ TIPOS DE CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA. Universidad de Alicante, Departamento de Química Física. [Consultado el 07-06-2020]. Disponible en <https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/8233/1/CorrTema6.pdf>

⁸ FUENTES, Carmelo. Prediction of CO₂ + H₂S Corrosion on Carbon Steel Pipelines. Scientia et Technica Año XIII, No 36, Septiembre de 20018. Universidad Tecnológica de Pereira. [Consultado el 06-06-2020]. Disponible en <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/viewFile/5147/2325>

velocidad de cada uno de estos pasos individuales que se llevan a cabo bajo las condiciones dadas.

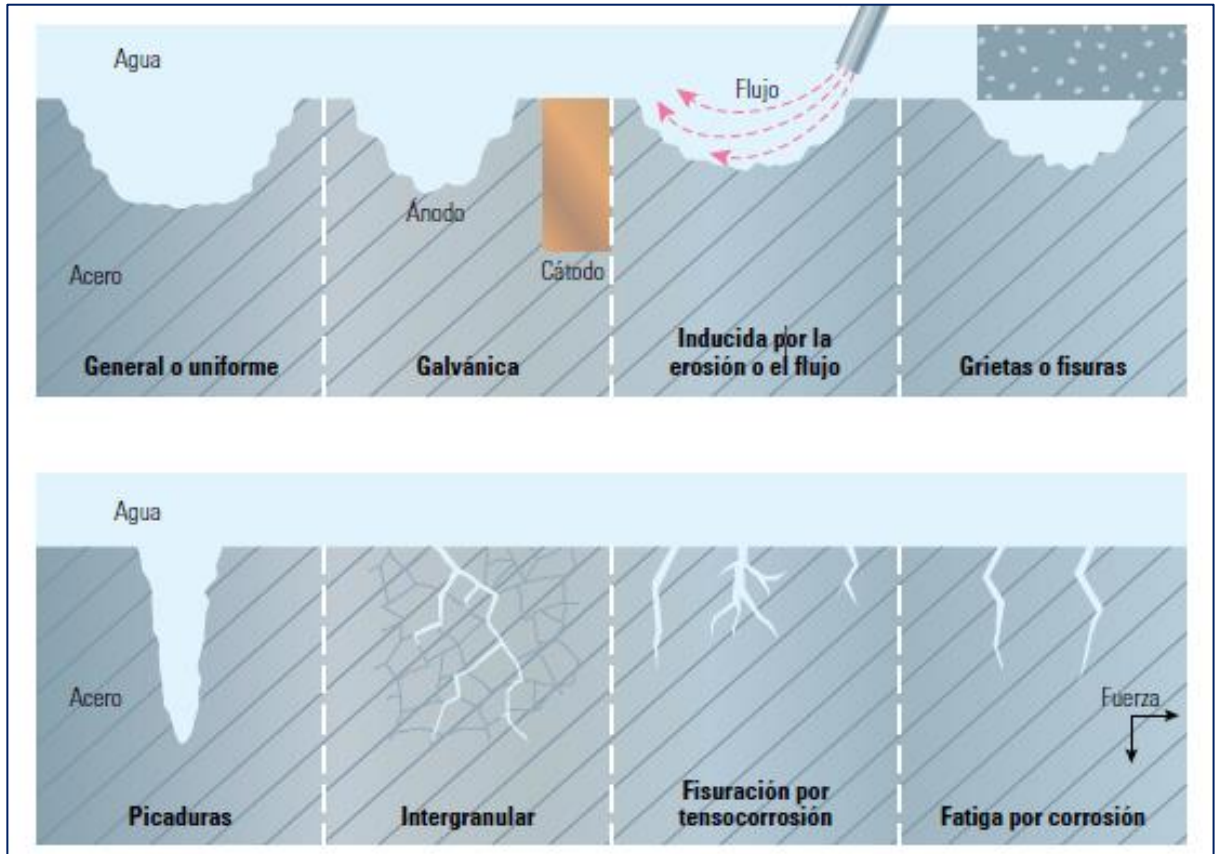
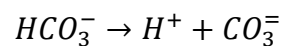
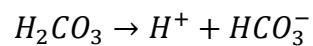
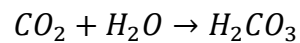


Figura 2. Tipos de corrosión más comunes.

El CO_2 reacciona con el agua, generando ácido carbónico:



Además, también se genera:



1.1.1 Métodos de prevención de la corrosión

Algunos de los mecanismos usados para prevenir o mitigar los mecanismos de corrosión en los metales, son:

- *Revestimiento de superficies*: se requiere que la superficie a proteger presente una buena adhesión, además puede proporcionar una buena resistencia química y mecánica⁹. Estos pueden ser orgánicos o inorgánicos.
- *Protección catódica*: puede ser de dos tipos pasiva o activa. Aunque su principio sigue siendo el mismo, generar el movimiento de electrones (mediante corriente) desde el ánodo externo hasta el material que se esta protegiendo el cual actúa como cátodo.
- *Inhibidores de corrosión*: buscan interrumpir el proceso electroquímico por el cual se genera el proceso corrosivo. Existen diversos tipos y aplicaciones según se requiera.

1.2 Campo Castilla (GDT)

La gerencia de operaciones y desarrollo de campo castilla presenta un sistema de recolección conformado por líneas de flujo, múltiples, líneas troncales y líneas de inyección de agua.

El crudo producido por cada pozo se recibe en múltiples ubicados dentro de las locaciones de los clústeres de GDT, para ser llevado mediante las troncales existentes en el campo, hacia las estaciones de recolección (EC1, EC2 y EA1), donde es tratado y despachado¹⁰.

⁹ LOPEZ, Genaro. Prevención de la corrosión. Primera Unidad: La energía y las reacciones químicas. [Consultado el 28-05-2020]. Disponible en https://qmc604unidad1.blogspot.com/2017/10/125-prevencion-de-la-corrosion_19.html

¹⁰ RODRIGUEZ OTAVO, Alba. Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo APIAY y Castilla la Nueva [en línea]. Trabajo de grado para optar como Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico- Química. Santander, 2018. Pág 23-24. [Consultado el 20-05-2020]. Disponible en <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128776.pdf>

Las líneas de producción identificadas como líneas de flujo (ATUBC o ATUBCN), que recogen el crudo desde los pozos hasta los múltiples tienen diámetro de 6 pulgadas; y las líneas de producción, identificadas como líneas troncales, que recogen el crudo entre múltiples y dirigen el fluido hacia las diferentes estaciones o entre ellas tienen diámetros de 10, 16 y 20 pulgadas¹¹.

A continuación, se presenta un resumen de la historia de campo Castilla.

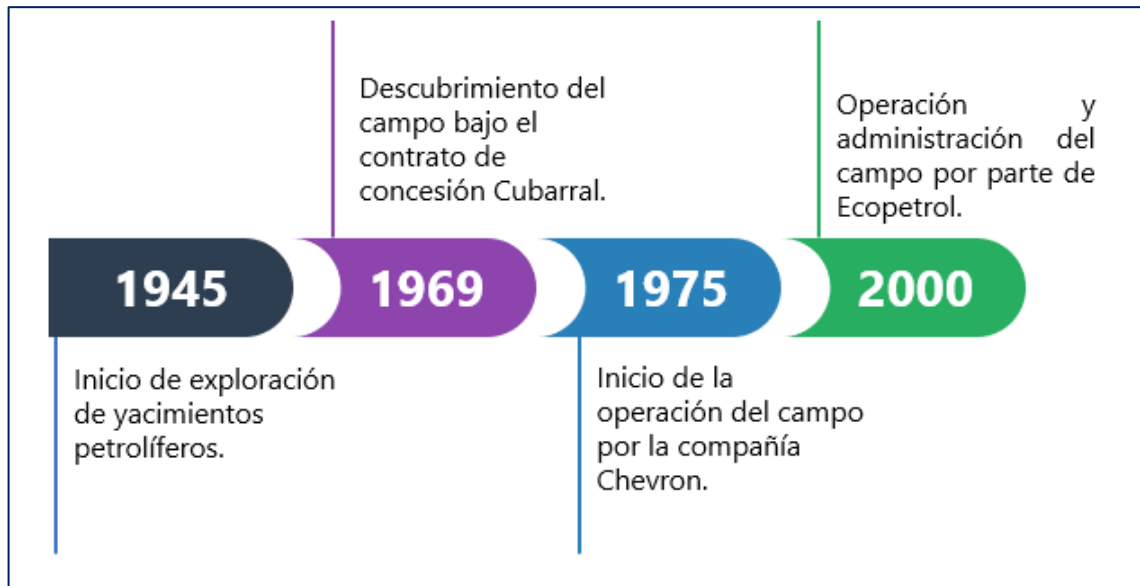


Figura 2. Historia del Campo Castilla desde 1945 hasta el 2020.

1.2.1 Características generales de las propiedades del fluido

La siguiente tabla resume los datos generales de la caracterización del crudo Castilla considerados en los análisis hidráulicos realizados para el campo:

Crudo Pesado

¹¹ URIBE RUIZ, Yaneth. Diagnóstico de la problemática socio ambiental generada por la explotación petrolera en Acacias Meta. Trabajo de grado para optar como Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico- Química. Santander, 2019. Pág 11-12. [Consultado el 20-05-2020]. Disponible en noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/18344/1/173268.pdf

Corte de agua	87	%
RAG	6,2 a 10,4	scf/BFPD
G.E. del Gas	1,1	
G.E. del Agua	0,97	
°API	11,5- 13,5	
Datos de calibración al punto de burbuja		
Presión	105	Psig
Temperatura	198	°F
Saturación de Gas	8,09	scf/BFPD

Tabla 3. Propiedades del fluido extraído en campo castilla.

1.3 Corrosividad de los fluidos

Las líneas de transporte y procesamiento de hidrocarburos generalmente contienen agentes corrosivos tales como el agua, gases disueltos (como el CO_2 , H_2S y O_2), cloruros, entre otros agentes. Dentro de un plan para el manejo integral de la corrosión interna es fundamental la caracterización de cada uno de los posibles agentes corrosivos existentes en el fluido, con el fin de identificar los posibles mecanismos de daño y formular los respectivos planes de mitigación de corrosión interna¹².

La evaluación de los parámetros fisicoquímicos y microbiológicos realizados tanto en campo como en laboratorio, suministran información valiosa que permiten estimar el grado de corrosividad del fluido transportado y/o almacenado y la identificación de los posibles mecanismos de daño desde el punto de vista corrosivo de acuerdo con criterios recomendados en los estándares.

La determinación de la corrosividad de los fluidos tiene como directriz el estándar NACE MR 0176-2012¹³, el cual presenta una clasificación de corrosividad de fluidos a partir de tres parámetros fisicoquímicos críticos que son: el corte de agua (BS&W), el CO_2 disuelto y el H_2S disuelto, esta norma es la base para la determinación de la criticidad de las aguas asociadas a pozos de producción de hidrocarburos.

¹² CORROSIVIDAD [blog]. Propiedades químicas. [Consultado el 05-06-2020]. Disponible en <https://propietatsquimiques.wordpress.com/category/corrosividad/>

¹³ NACE MR 0176-2012: Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments. [Consultado el 17-05-2020]. Disponible en <https://www.onepetro.org/standard/NACE-MR0176-2012>

En la Tabla No. 2 se presentan los criterios que define el estándar NACE MR0176¹ para clasificar la corrosividad de las aguas asociadas a pozos de producción con base en estos tres parámetros.

CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DEL AGUA		
BS&W	< 25 %	Pérdida leve de metal por corrosión
H2S	< 10 ppm	
CO2	< 250 ppm	
BS&W	25 % - 75 %	Pérdida moderada de metal por corrosión
y/o H2S	10 a 100 ppm	
y/o CO2	250 a 1500 ppm	
BS&W	> 75 %	Pérdida severa de metal por corrosión
y/o H2S	> 100 ppm	
y/o CO2	> 1500 ppm	

Tabla 4. Criterios para la clasificación de la corrosividad de fluidos

Existe un grupo de parámetros fisicoquímicos que se ven ampliamente afectados por los cambios de temperatura, presión y el tiempo de almacenamiento de la muestra una vez cambian las condiciones a las que el fluido se encuentra dentro de la línea y entra en contacto con el medio ambiente. De esta forma se hace necesaria la determinación de su concentración en campo, bajo condiciones específicas para la toma de la muestra y en el menor tiempo posible.

1.4 Inhibidores de corrosión

Una de las defensas de la industria petrolera para combatir los problemas de corrosión que se presentan en los activos, son los inhibidores de corrosión, estos se pueden encontrar en diferentes tipos y para diferentes aplicaciones¹⁴.

Su principal objetivo es interrumpir el proceso electroquímico por el cual se forma la celda de corrosión entre el metal y los líquidos presentes en y alrededor del activo. Se consideran como un método flexible y económico para combatir la corrosión, sin

¹⁴ REPORTE TÉCNICO CIMCOOL. Selección de un Inhibidor de Corrosión. Querétaro, Qro. México: Milacron Mexicana Sales, S.A. de C.V.2019. [Consultado el 23-05-2020]. Disponible en <http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SelecciondeunInhibidordeCorrosion.pdf>

embargo, su aplicación se ve afectada por el cambio en las condiciones del fluido y del medio.

1.4.1 Tipos de inhibidores

Se pueden encontrar cuatro categorías principales: secuestradores, agentes reactivos, inhibidores en fase vapor y formadores de películas¹⁵.

1.4.1.1 Secuestradores

Entre estos están:

- a) Secuestradores de oxígeno: Se utiliza cuando la mayor amenaza presente es el oxígeno. Reducen la corrosión oxidante y controlan el crecimiento de microbios que requiere el oxígeno para prosperar.
- b) Secuestradores de ácido sulfhídrico: Reducen el nivel de H₂S presente en el fluido.

1.4.1.2 Reactivos

La inhibición reactiva busca que los cationes del inhibidor reaccionen con los aniones catódicos formando películas insolubles que se adhieren a la superficie metálica y evitan que el O₂ entre en contacto con el metal. También evitan la evolución del H₂.

1.4.1.3 Fase vapor

Se utilizan para combatir principalmente la corrosión por CO₂. Buscan neutralizar el CO₂ para así evitar la formación de ácido carbónico (H₂CO₃). También son utilizados durante las pruebas hidrostáticas de componentes con agua, principalmente si se almacenan después de las pruebas de aptitud.

¹⁵ ESPARZA ZUÑIGA, Benjamin. Evaluación de inhibidores de corrosión en medio ácido amargo. Trabajo de grado para optar como Ingeniero de Ciencias de los Materiales. Pachuca de Soto, Hidalgo: Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. Facultad Ciencias Básicas e Ingeniería, 2019. [Consultado el 25-05-2020]. Disponible en <http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SeleccioneunInhibidordeCorrosion.pdf>

1.4.1.4 Formadores de película

Crean una capa continua entre el metal y los fluidos reactivos, reduciendo el ataque de elementos corrosivos. Son eficaces para la reducción de la corrosión por CO₂ y H₂S, sin embargo, no son buenos en la reducción por O₂¹⁶. Hay varios tipos:

- a) Solubles en petróleo: Se utilizan principalmente en pozos productores de petróleo y gas.
- b) Solubles en agua: Se utilizan en corrientes de flujo con un alto corte de agua de pozos de producción, líneas de transmisión y separadores.
- c) Solubles en petróleo y dispersables en agua: Se utilizan en pozos de producción de petróleo, gas y agua.

¹⁶ ¿QUÉ ES UN INHIBIDOR DE CORROSIÓN? [Consultado el 25-05-2020]. Disponible en <https://www.prucommercialre.com/que-es-un-inhibidor-de-corrosion/>

2 CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO.

Los estudios de caso son un útil modelo de investigación para recabar información en contextos de la vida real. Este tipo de investigación se puede aplicar a situaciones que hayan tenido lugar o emplearse a medida que se vayan desarrollando las mismas. Los estudios de casos, cuando han sido elaborados cuidadosamente, pueden contribuir a materializar cambios significativos en los ámbitos de la política y de la práctica¹⁷.

El enfoque de este trabajo se orienta por el caso estudio de un campo petrolero colombiano que presenta problemas de corrosión por CO₂. El proceso para la preparación de este estudio de caso conlleva recopilar datos y analizarlos. Se propone en esta metodología seleccionar, recopilar, contrastar y presentar un procedimiento estructurado que sirva como guía práctica y de herramienta para posibles casos de estudio de desgaste por CO₂ en los campos colombianos que presenten problemas operacionales por corrosión de este gas tóxico.

La metodología del estudio de caso aquí presentada describe un proceso referenciado en cuatro pasos, que puede ser aplicado a distintos casos de estudios.

- Paso 1: Apertura del trabajo
- Paso 2: Preparación para la visita
- Paso 3: Realización de la visita
- Paso 4: Elaboración del caso de estudio

2.1 Parte 1. Apertura del trabajo

- a) Selección del caso de estudio.

Los criterios para seleccionar el caso de estudio de corrosión por CO₂ se establecerán por el autor de este trabajo y personal de la compañía encargada de llevar a cabo el manejo de la integridad de las tuberías que transportan petróleo en sus facilidades de superficie.

Población: Campo petrolero colombiano.

¹⁷ STOTT, Leda. Metodología para el desarrollo de estudios de caso. Centro de Innovación en tecnología para el desarrollo humano. Universidad Politécnica de Madrid. Pág 5-7. [Consultado el 28-05-2020]. Disponible en http://www.itd.upm.es/wp-content/uploads/2014/06/metodologia_estudios_de_caso.pdf

Población de estudio: Campo petrolero colombiano con problemas operacionales de corrosión de CO₂ que afecta sus tuberías de transporte de crudo pesado.

Muestra y tamaño de la muestra: Pozos problemas de corrosión por CO₂ en un campo petrolero colombiano de crudo pesado, incluido sus reportes periódicos de falla operacionales de corrosión por CO₂ de líneas de producción y transporte de petróleo en un campo petrolero colombiano.

b) Selección de los investigadores.

La elección del investigador va a depender de varios criterios, incluyendo su familiaridad con el proyecto seleccionado, tema o área, conocimiento del idioma y experiencia. Cualquiera que sea la selección, el principio fundamental para todos los investigadores del estudio de caso es que sean receptivos para poder aprender de aquellos con los que estén trabajando. Esta actitud favorece el desarrollo de un proceso recíproco de aprendizaje entre “el investigador” y “el investigado”¹⁸.

2.2 Parte 2. Preparación para la visita.

La técnica para utilizar en el presente proyecto para la recolección de información son los datos secundarios o también denominado fuentes secundarias que implica la revisión de documentos, registros públicos y archivos físicos o electrónicos¹⁹.

Por lo tanto, se recolectará información de las diferentes páginas de compañías y centros especializados en la integridad de las tuberías de transporte de petróleo. Esto incluye visitas de páginas web, artículos en revistas online, entre otros.

Además, la realización de una revisión documental para el caso de estudio a seleccionar incluye establecer relaciones con contactos clave, identificar consultores/apoyo sobre el terreno, preparación de la metodología de visita y entrevistas.

2.3 Parte 3. Realización para la visita.

En lo posible, se plantea que los consultores a tratar en la visita a un campo petrolero colombiano sugieran el proceso de redacción del estudio y en el acceso a información adicional. Por lo tanto, es muy importante desarrollar estas relaciones,

¹⁸ STOTT, Leda. Metodología para el desarrollo de estudios de caso. Centro de Innovación en tecnología para el desarrollo humano. Universidad Politécnica de Madrid. Pág 9. [Consultado el 28-05-2020]. Disponible en http://www.itd.upm.es/wp-content/uploads/2014/06/metodologia_estudios_de_caso.pdf

involucrando a los investigadores opinión acerca de las cuestiones que vayan surgiendo.

Toda la información recopilada sobre el terreno debe quedar cuidadosamente registrada con fechas y datos de su origen. La veracidad de los datos de la investigación depende de ello. Para el investigador puede también ser útil mantener un diario de la visita, en donde queden anotadas las observaciones, pensamientos e impresiones del propio investigador acerca de lo que ve y escucha.

2.4 Parte 4. Empalme de la visita.

Empalme de visita realizada al campo petrolero versus los informes de fallas operacionales por corrosión de CO₂; y establecimiento del antes y después de la disminución del efecto de corrosión con la aplicación de inhibidores de corrosión.

2.5 Parte 5. Etapas del desarrollo de la investigación.

a) OBJETIVO 1

Apertura del trabajo.

Actividad 1: Incluye la selección del campo petrolero de estudio y su caso de estudio, población y tamaño de la muestra.

Actividad 2: Recopilación de reportes periódicos de falla operacionales de corrosión por CO₂ y demás revisión bibliográfica.

b) OBJETIVO 2

Preparación para la visita.

Actividad 1: Establecer relaciones con contactos clave, identificar consultores/apoyo sobre el terreno, preparación de la metodología de visita y entrevistas.

c) OBJETIVO 3

Realización para la visita.

Actividad 1: Registro de información recopilada con fechas y datos de su origen.

a) OBJETIVO 4

Empalmar la visita realizada al campo petróleo versus los informes de fallas operacionales por corrosión de CO₂ y establecimiento del antes y después de la disminución del efecto de corrosión con la aplicación de inhibidores de corrosión.

Actividad 1: Cruzar información de campo con información de fallas operacionales.

Actividad 2: Establecer el impacto sobre la corrosión antes y después de haberse aplicado aditivo químico (inhibidor) en la tubería de producción.

OBJETIVOS	ACTIVIDADES	MES 1				MES 2			
		semana 2	semana 3	semana 4	semana 1	semana 2	semana 3	semana 4	
OBJETIVO 1	ACTIVIDAD 1								
Aperturar el trabajo	Incluye la selección del campo petrolero de estudio y su caso de estudio, población y tamaño de la muestra.								
	ACTIVIDAD 2								
Aperturar el trabajo	Recopilación de reportes periódicos de falla operacionales de corrosión por CO ₂ y demás revisión bibliográfica.								
	ACTIVIDAD 1								
Preparación para la visita.	Establecer relaciones con contactos clave, identificar consultores/apoyo sobre el terreno, preparación de la metodología de visita y entrevistas.								
OBJETIVO 3	ACTIVIDAD 1								
Realización para la visita.	Registro de información recopilada con fechas y datos de su origen.								
OBJETIVO 4	ACTIVIDAD 1								
Empalmar la visita realizada al campo petróleo versus los informes de fallas operacionales por corrosión de CO ₂ y establecimiento del antes y después de la	Cruzar información de campo con información de fallas operacionales.								

3 CAPÍTULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA

A continuación, se detalla el desarrollo de las actividades propuestas en los objetivos planteados en el plan de trabajo del capítulo anterior en la propuesta metodológica.

3.1 Selección del campo estudio.

Como se mencionó en el capítulo anterior, se selecciona el campo petrolero colombiano Castilla ubicado en el departamento del Meta por varios criterios operacionales y de producción, entre los cuales se destacan los siguientes:

- Por ser un campo de petróleo o crudo pesado, tiende a perfilarse un campo con problemas operacionales por corrosión por CO₂.
- Se escoge el campo Castilla por tener la facilidad de ingresar y verificar sus líneas de producción que presentan problemas de corrosión por el gas tóxico CO₂. Además, en este campo escogido se cuenta con el personal que facilita el ingreso y verificación del seguimiento a la corrosión.

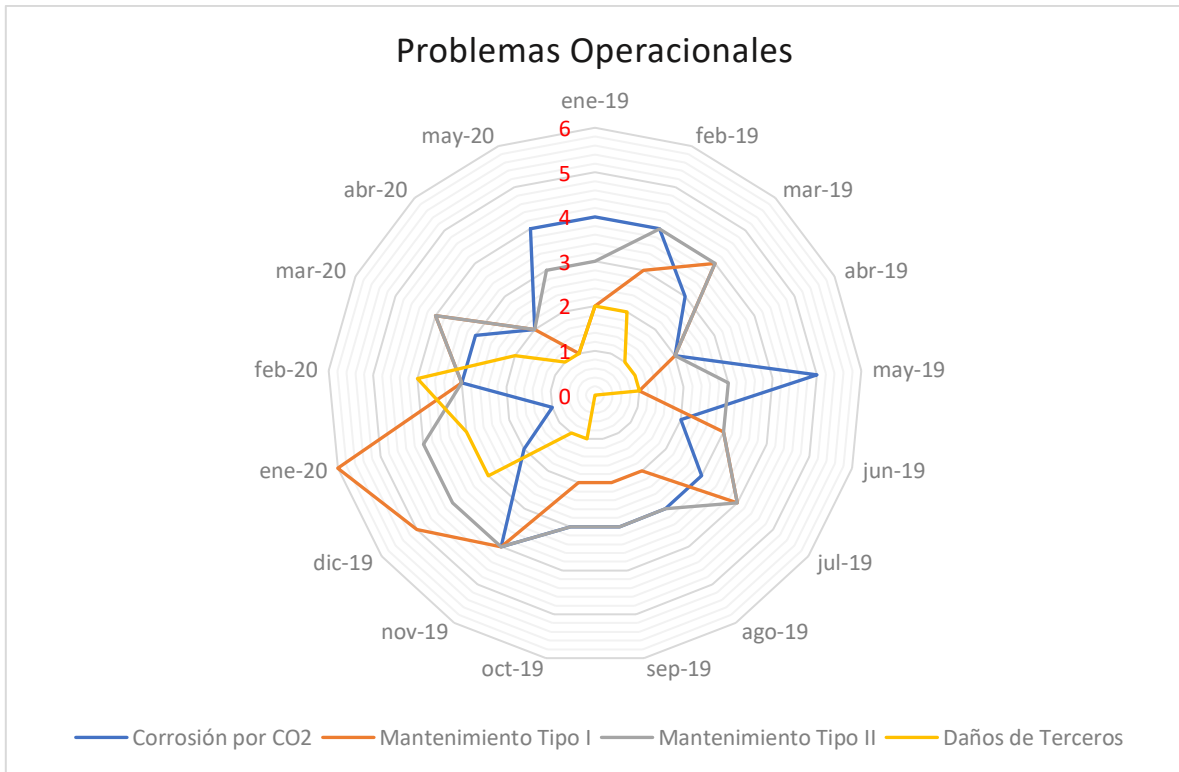
3.2 Recopilación de reportes periódicos de falla operacionales de corrosión por CO₂ en el campo Castilla.

Para llevar a cabo esta actividad, se hizo necesario acceder a los informes diarios, semanales y mensuales que registran el desgaste por corrosión en las tuberías de transporte de petróleo del campo en mención.

A través de los registros de informes digitales presentados por la compañía encargada de realizar el seguimiento por corrosión, se concluye que efectivamente la corrosión es un problema operacional que afecta el transporte en las líneas de acero e hierro galvanizado que conectan los pozos productores de petróleo con las baterías de producción, proporcionando una pérdida del fluido arrastrado que solo se puede contrarrestar con inhibidores que mitiguen el impacto de la corrosión.

En la figura a continuación, se muestra que los problemas operacionales que se presentan a nivel de campo se deben a la corrosión por CO₂. Esta grafica se genera después de un recuento de informes generados en donde se mitigan orificios en la tuberías y desgaste debido a la corrosión.

Los datos de la gráfica a continuación se generan en base a la información del número de problemas operacionales presentados a nivel de campo. Ver tabla 1.



Grafica 1. Gráfico radial de problemas operacionales presentados en el campo en mención

Mes / Año	Número de Problemas por			
	Corrosión por CO2	Mantenimiento Tipo I	Mantenimiento Tipo II	Daños de terceros
ene-19	4	2	3	2
feb-19	4	3	4	2
mar-19	3	4	4	1
abr-19	2	2	2	1
may-19	5	1	3	1
jun-19	2	3	3	0
jul-19	3	4	4	0
ago-19	3	2	3	0
sep-19	3	2	3	0
oct-19	3	2	3	1
nov-19	4	4	4	1
dic-19	2	5	4	3
ene-20	1	6	4	3
feb-20	3	3	3	4
mar-20	3	4	4	2
abr-20	2	2	2	1

may-20	4	1	3	1
--------	---	---	---	---

Tabla 4. Reporte de problemas operacionales presentados en el campo en mención

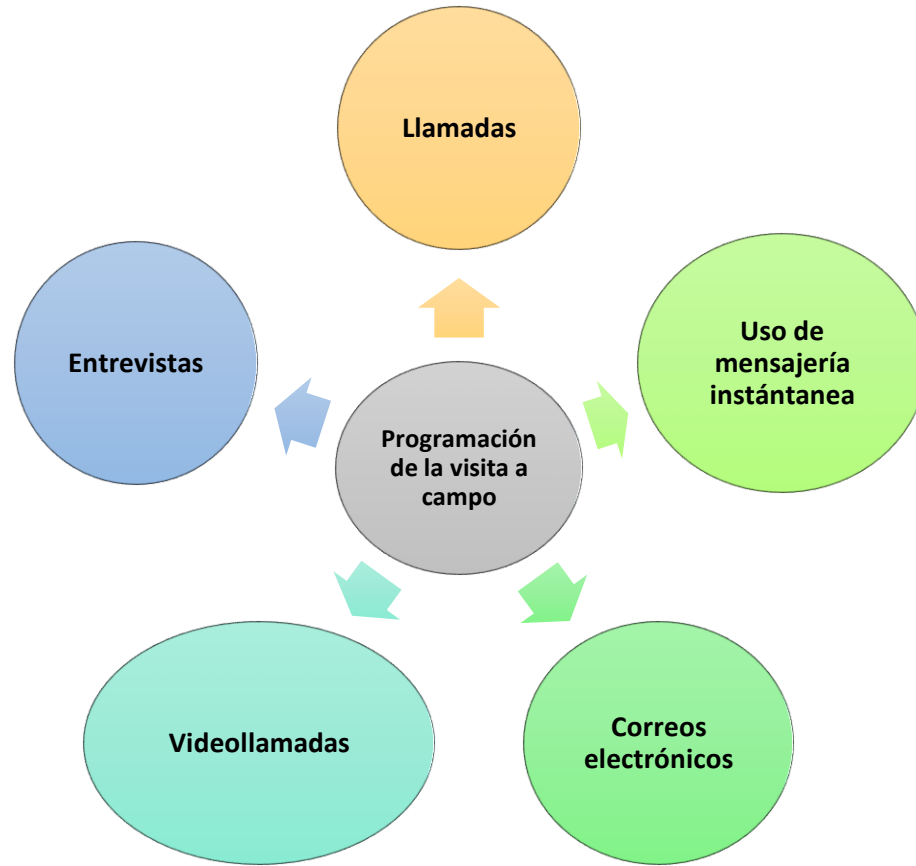
3.3 Establecimiento de relaciones con contactos clave, identificar consultores/apoyo sobre el terreno, preparación de la metodología de visita y entrevistas.

Para llevar a cabo este punto, fue necesario hacer uso de los medios digitales, entre ellos se incluyen intercambios de correos electrónicos con personal encargado de la toma de mediciones del desgaste por corrosión en las tuberías de los pozos. Además, se hizo necesario el uso de herramientas digitales de mensajería instantánea incluyendo chats, video llamadas, envío de imágenes de fallas operacionales y demás herramientas que permitieron establecer el acercamiento con el personal de la compañía contratista que facilitó la toma de datos de desgaste por corrosión de CO₂.

En las entrevistas a través de llamadas o videollamadas, se indagó al personal en campo cuales eran los problemas más comunes por corrosión de CO₂ en campo, logrando establecer que este tipo de corrosión se manifestaba por desgaste y fisuras en las tuberías que transportan los fluidos desde el pozo hasta las facilidades de superficie, haciendo que se ocasionara pérdida de los fluidos transportados y por ende disparando el índice de contaminación en la zona donde pasaban estas líneas.

Se constató además los pozos problemas en el campo que presentan corrosión por CO₂, debido a que no todos los pozos presentan estos contratiempos operacionales, debido a la estructura del yacimiento en fondo, es decir, no todos los tipos de petróleo que vienen del subsuelo a través de los pozos presentan la particularidad de venir acompañado en la producción junto con este gas toxico y por ende, no se genera la producción del dióxido de carbono en todas las líneas operacionales de producción.

En la gráfica 2 se ilustra el proceso que generaliza y describe la preparación de la visita haciendo uso de las herramientas digitales.



Gráfica 2. Programación de visita a campo petrolero colombiano.

3.4 Realización de la visita. Registro de información recopilada con fechas y datos de su origen.

A continuación, se describen las actividades realizadas una vez se llega al campo petrolero. Se registra la información de cada actividad ejecutada.

Hora Inicial	Hora Final	Actividad	Observación
7:00 AM	8:00 AM	Llegada, registro e inducción HSEQ	Indicación de protocolos de seguridad
8:00 AM	9:00 AM	Inducción con los operadores y técnicos del área de corrosión encargados del monitoreo y seguimiento a la corrosión por CO ₂	Se recibe instrucción de los problemas típicos de corrosión por CO ₂ en el campo estudio.
9:00 AM	10:00 AM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 1.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la alta corrosión por CO ₂ .
10:00 AM	11:00 AM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 2.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la alta corrosión por CO ₂ .
11:00 AM	12:00 PM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 3.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la mediana corrosión por CO ₂ .
12:00 PM	1:00 PM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 9.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la alta corrosión por CO ₂ .
1:00 PM	2:00 PM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 12.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la mediana corrosión por CO ₂ .
2:00 PM	3:00 PM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 14.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la alta corrosión por CO ₂ .
3:00 PM	4:00 PM	Llegada, recorrido e inspección del pozo CT 23.	Se observa desgaste de sus tuberías de producción debido a la alta corrosión por CO ₂ .
4:00 PM	5:00 PM	Llegada, recorrido e inspección de baterías de producción como	Se evidencia desgaste mediano en las facilidades de superficie. Se recibe explicación que cuando los

5:00 PM	6:00 PM	separadores y tanques de almacenamiento.	fluidos provenientes de los pozos ya traen aplicados inhibidores de corrosión y así mitigar el desgaste.
----------------	----------------	--	--

Tabla 5. Registro de actividades de la visita al campo Castilla.

4 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para llevar a cabo parte de los resultados, fue necesario cruzar la información de campo recibida con anterioridad en la preparación de la visita del capítulo II con la evidencia que se encontró en campo.

Se registró con imágenes la visita en campo. Se logró constatar que existen problemas operacionales debido a la presencia del dióxido de carbono en las tuberías de producción. Los resultados son los siguientes.



Imagen 1. Picadura en tubería de pozo CT 1.

Efecto de la corrosión por CO₂ en el pozo CT2. Se evidencia picadura de la tubería.



Imagen 2. Picadura en tubería de pozo CT 2.

En las imágenes a continuación, se evidencia que en los pozos visitados es común encontrarse con este tipo de problemas operacionales como lo es la corrosión por CO₂: desgaste, picaduras en la tubería y hasta desprendimiento del recubrimiento de la misma.



Imagen 3. Desprendimiento de Recubrimiento de pozo CT 3.



Imagen 4. Picadura en tubería de pozo CT 9.

El pozo CT9 evidencia picadura y desprendimiento del recubrimiento en la tubería de producción.

Fugas debido a las picaduras y hendiduras que deja el paso de la corrosión en la tubería de producción.



Imagen 5. Picadura en tubería de pozo CT 12.

El alto caudal que transporta la tubería desde la cabeza del pozo hasta las baterías producción (agua, petróleo y gas por lo general) termina siendo fugado en formas de gotas debido a la picadura que se presenta debido a la corrosión de dióxido de carbono.



Imagen 6. Ampollamiento y Picadura en tubería de pozo CT 14.



Imagen 7. Picadura en tubería de pozo CT 23.

Como resultados de la visita en campo, se destaca que se evidenció los problemas típicos operacionales que producen los petróleos pesados que contiene la presencia del CO₂ como se observa en las imágenes anteriores.

Los resultados de la inspección visual se describen a continuación en el siguiente organigrama. Se analizó que los problemas más comunes son picaduras, corrosión exterior, Ampollamiento, desprendimiento del material de recubrimiento y fugas.

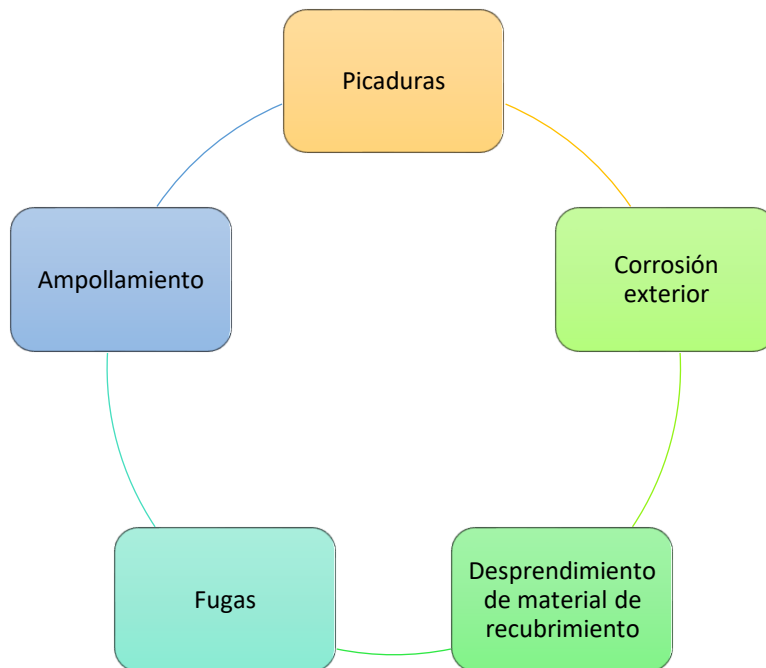


Figura 3. Cronograma de problemas operacionales observados durante la visita al campo petrolero.

Como parte de las actividades descritas para lograr los objetivos planteados, se estableció el impacto sobre la corrosión antes y después de haberse aplicado aditivo químico (inhibidor) en la tubería de producción.

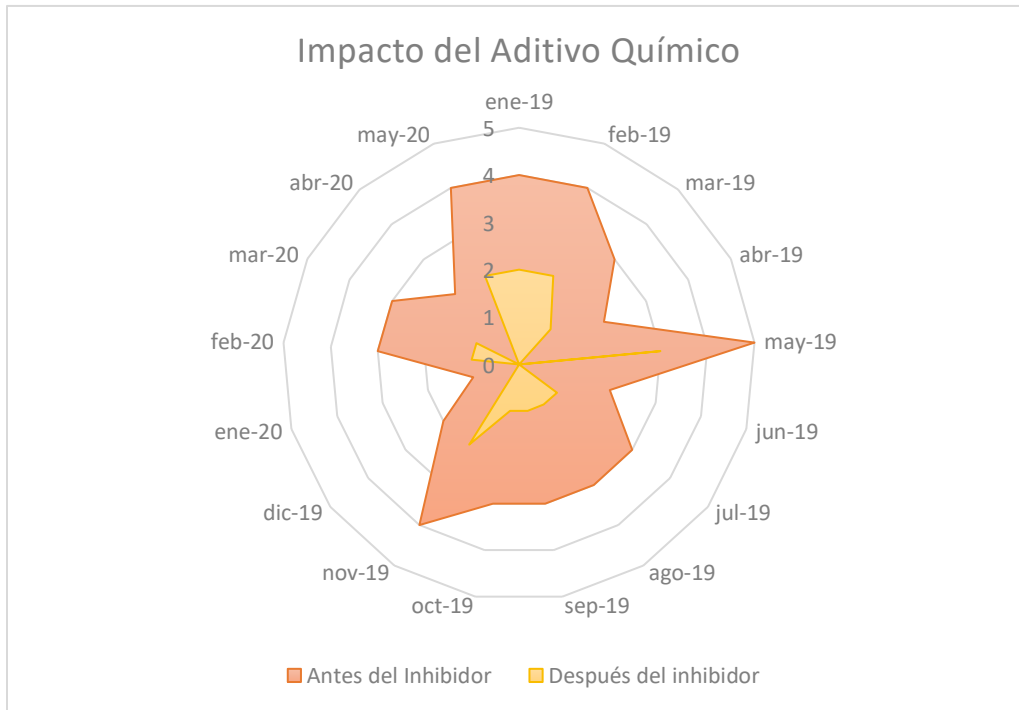
Para evaluar dicho impacto, fue necesario pedir a la compañía encargada para el manejo de la integridad de los equipos estáticos de la superintendencia de operaciones el reporte de las fallas operacionales de campo después de haberse aplicado un aditivo químico que actúa como inhibidor de corrosión, que para efectos de legalidad y secreto de la compañía no se revela el nombre comercial ni corporativo del mismo.

Los resultados fueron los siguientes:

Mes / Año	Número de Problemas por Corrosión por CO2		
	Antes del Aditivo Químico	Después del Aditivo Químico	Cantidad reducida
ene-19	4	2	2
feb-19	4	2	2
mar-19	3	1	2
abr-19	2	0	2
may-19	5	3	2
jun-19	2	0	2
jul-19	3	1	2
ago-19	3	1	2
sep-19	3	1	2
oct-19	3	1	2
nov-19	4	2	2
dic-19	2	0	2
ene-20	1	0	1
feb-20	3	1	2
mar-20	3	1	2
abr-20	2	0	2
may-20	4	2	2
CANTIDAD	51	18	33

Tabla 6. Reporte de problemas operacionales presentados en el campo en mención antes y después de aplicado el inhibidor.

Con apoyo del siguiente diagrama radial se evidencia la reducción significativa debido a la presencia del inhibidor.



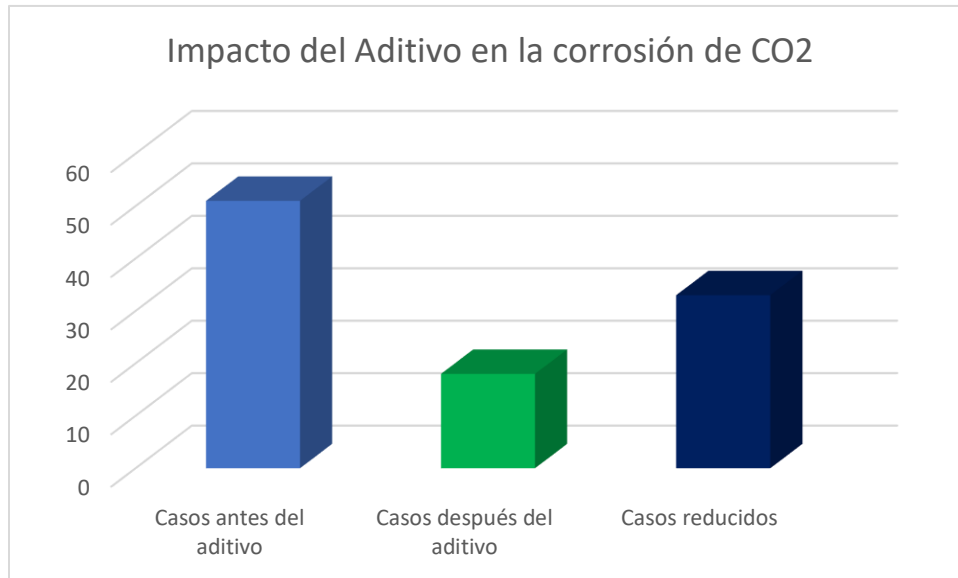
Grafica 3. Gráfico radial de problemas operacionales presentados en el campo en mención antes y después de aplicar el inhibidor.

En base a los resultados de la tabla anterior, se obtiene como resultado que el impacto en la reducción de los problemas operacionales después de aplicarse el inhibidor es del 65%, calculado así:

$$\% \text{ Reducción} = \frac{\text{Casos reducidos después de aplicado el inhibidor}}{\text{Casos antes de aplicado el inhibidor}} \times 100$$

$$\% \text{ Reducción} = \frac{33}{51} \times 100 = 65\%$$

En el siguiente diagrama se observa con mayor detalle el porcentaje de impacto logrado por el aditivo químico.



Grafica 4. Problemas operacionales reducidos en el campo en mención.

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5 CONCLUSIONES

- Se constató que el impacto de la corrosión del CO₂ sobre la tubería que transporta los fluidos desde la boca del pozo hasta las facilidades de superficie, se manifiesta como desgaste en el sistema de recubrimiento que por lo regular comprometen la funcionalidad de la línea, es por eso, que se hace necesario el uso del inhibidor para mitigar el impacto.
- La aplicación del aditivo químico en las tuberías para evitar la corrosión cumple con la función establecida de proteger la tubería, esto se concluye debido al buen estado que presentan la mayoría de las líneas que transportan los fluidos en las facilidades de superficie.
- Las fallas operacionales que se presentan en las tuberías pertenecientes a las líneas de los pozos se atribuyen a una pérdida de material localizada (desprendimiento del recubrimiento.) atribuida a un fenómeno de corrosión externa de CO₂.
- La reducción del 65% de los problemas operacionales en la compañía por problemas asociados a la corrosión por CO₂, constituye una reducción en los costos de inversión en los trabajos de operación que se presentaban por este problema, lo que indica que la compañía disminuye esos costos de mantenimiento.

6 RECOMENDACIONES

- Efectuar capacitaciones constantes al personal de campo encargado de los procesos de instalación, retiro o reparación de las líneas recubiertas con el fin de sensibilizarlos de los cuidados que se deben tener en las líneas de producción, para no ocasionar daños a los recubrimientos que puedan desatar con el tiempo fallas como las evidenciadas en la visita a campo.
- Realizar un estudio de análisis de falla de corrosión por CO₂ con el fin de determinar las causas, y de acuerdo con esto evaluar cuales pozos tienen condiciones similares de operación para definir un plan de inspección en puntos críticos.

7 BIBLIOGRAFÍA

BOLIVAR, Gabriel. Corrosión galvánica: mecanismos, ejemplos, protección [en línea]. Estado del Carabobo, Venezuela. [Consultado: 11-05-2020]. Disponible en: <https://www.lifeder.com/corrosion-galvanica/>

CHAPAARO, W. Aperador. Evaluation for Corrosion-Erosion in Austenitic and Martensitic Steels. En: Scientific Electronic Library Online SciELO [en línea]. Universidad Francisco de Paula Santander, San José de Cúcuta, Colombia. [Consultado el 09-06-2020]. Disponible en http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-74882015000100003

CORROSIÓN: DEFINICIÓN Y TIPOS DE CORROSIÓN [blog]. Corrosión y sus efectos. [Consultado el 05-06-2020]. Disponible en <https://tiposdecorrosion.blogspot.com/>

CORROSIVIDAD [blog]. Propiedades químicas. [Consultado el 05-06-2020]. Disponible en <https://propietatsquimiques.wordpress.com/category/corrosividad/>

DIFFERENT TYPES OF CORROSION. Recognition, Mechanisms & Prevention [en línea]. Estado del Carabobo, Venezuela. [Consultado: 23-05-2020]. Disponible en: https://www.corrosionclinic.com/types_of_corrosion/intergranular_corrosion_cracking.htm

ESPARZA ZUÑIGA, Benjamin. Evaluación de inhibidores de corrosión en medio ácido amargo. Trabajo de grado para optar como Ingeniero de Ciencias de los Materiales. Pachuca de Soto, Hidalgo: Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. Facultad Ciencias Básicas e Ingeniería, 2019. [Consultado el 25-05-2020]. Disponible en <http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SelecciondeunInhibidordeCorrosion.pdf>

FUENTES, Carmelo. Prediction of CO₂ + H₂S Corrosion on Carbon Steel Pipelines. Scientia et Technica Año XIII, No 36, Septiembre de 2018. Universidad Tecnológica de Pereira. [Consultado el 06-06-2020]. Disponible en <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/viewFile/5147/2325>

LOPEZ, Genaro. Prevención de la corrosión. Primera Unidad: La energía y las reacciones químicas. [Consultado el 28-05-2020]. Disponible en https://qmc604unidad1.blogspot.com/2017/10/125-prevencion-de-la-corrosion_19.html

NACE MR 0176-2012: Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments. [Consultado el 17-05-2020]. Disponible en <https://www.onepetro.org/standard/NACE-MR0176-2012>

¿QUÉ ES UN INHIBIDOR DE CORROSIÓN? [Consultado el 25-05-2020].
Disponibile en <https://www.prucommercialre.com/que-es-un-inhibidor-de-corrosion/>

REPORTE TÉCNICO CIMCOOL. Selección de un Inhibidor de Corrosión.
Querétaro, Qro. México: Milacron Mexicana Sales, S.A. de C.V.2019. [Consultado
el 23-05-2020]. Disponible en
<http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SelecciondeunInhibidordeCorrosion.pdf>

RODRIGUEZ OTAVO, Alba. Estudios de control de pozos durante las operaciones
de mantenimiento y workover en el campo APIAY y Castilla la Nueva [en línea].
Trabajo de grado para optar como Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga:
Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico- Química. Santander, 2018.
Pág 23-24. [Consultado el 20-05-2020]. Disponible en
<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128776.pdf>

SALAZAR-JIMÉNEZ, Jose Alberto. Introduction to Corrosion Phenomena: Types,
Influencing Factors and Control for Material's Protection. En: Scientific Electronic
Library Online SciElo [en línea]. Costa Rica: Escuela de Ciencia e Ingeniería de los
Materiales. Instituto Tecnológico de Costa Rica, julio-septiembre de 2018.
[Consultado el 01-06-2020]. Disponible en
<https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n3/0379-3982-tem-28-03-00127.pdf>

SEMINARIO SOBRE LA ESTRATEGIA DE CONTROL DE CORROSION
INTERIOR EN DUCTOS DE GAS. MECANISMOS DE CORROSIÓN [en línea]. En:
(1: 10-12, marzo, 2019: Buenos Aires, 2019. [Consultado: 22-05-2020]. Disponible
en:
http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/3_Mecanismos%20Corrosion.pdf

STOTT, Leda. Metodología para el desarrollo de estudios de caso. Centro de
Innovación en tecnología para el desarrollo humano. Universidad Politécnica de
Madrid. Pág 5-7. [Consultado el 28-05-2020]. Disponible en
http://www.itd.upm.es/wp-content/uploads/2014/06/metodologia_estudios_de_caso.pdf

TIPOS DE CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA. Universidad de Alicante,
Departamento de Química Física. [Consultado el 07-06-2020]. Disponible en
<https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/8233/1/CorrTema6.pdf>

URIBE RUIZ, Yaneth. Diagnóstico de la problemática socio ambiental generada por
la explotación petrolera en Acacias Meta. Trabajo de grado para optar como
Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
Facultad Físico- Química. Santander, 2019. Pág 11-12. [Consultado el 20-05-2020].
Disponibile en noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/18344/1/173268.pdf