

Influencia de los elementos microaleantes en la corrosión galvánica del acero API 5CT grado
N80 usado en pozos de producción

María Angélica Gonzalez Mateus, María José Orozco Coronel

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Darío Yesid Peña Ballesteros
Ph. D en corrosión

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Grupo de Investigación en Corrosión GIC

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Una tarde mi familia creyó en mí y me ofreció su ayuda para construir un mejor futuro. Estuvieron ahí desde el principio de este proceso, con gestos de amor y orgullo, con palabras de aliento y sabiduría. Me brindaron todo lo que necesitaba y más. A ellos que me apoyaron incondicionalmente no solo les dedico mi tesis, les dedico lo que soy y lo que lograré ser. Son lo más importante en mi vida.

Para Cesar por ser mi compañero de vida, por entenderme, apoyarme, y hacerme parte de su maravillosa familia. Para ellos todo mi agradecimiento por acogerme en su hogar, compartir conmigo sus lindas palabras y por ser de las mejores personas que conozco.

Para María José por su sacrificio y entrega a este proyecto, por ser mi ejemplo a seguir, por acompañarme y ser junto a Sandra una de mis grandes amigas y cómplices a lo largo de estos años.

Para Jessica por seguirme en todo, por enseñarme el valor de la familia y la alegría de la vida.

Por último, para Frank por los mejores momentos de la universidad, por las noches de estudio y de ocio, por ser mi amigo sincero y por quererme como lo hace aún en la distancia.

Dedicatoria

A Nancy, Mayra y Angy, que son mi núcleo y mi polo a tierra. Sin ellas esto no hubiese sido posible. Las amo con mi alma entera.

A mis adorados tíos: Wilmar, Miguel, Sandra, Zuly y Samir, quienes fueron el apoyo fundamental en este proceso educativo, siempre serán mi ejemplo a seguir. Los admiro.

A mi familia por siempre estar pendiente y preocuparse por mí en cada etapa de mi vida. Definitivamente, no pude haber pedido un mejor hogar.

A mis amigos, especialmente a Sandra, que durante este proceso me brindaron palabras de apoyo y un hombro para descansar.

Finalmente, a mi compañera de proyecto, de informes, de exposiciones, de risas, de batallas y mi amiga, Angélica, porque juntas luchamos por este sueño y solo espero que esto no sea un adiós sino una bienvenida al grandioso futuro que nos depara. Gracias, gracias, gracias.

Agradecimientos

A Miguel Mateus Barragán por su acompañamiento, entrega y asesoría a lo largo de esta investigación.

A nuestro director Dr. Darío Yesid Peña Ballesteros por sus consejos, paciencia y conocimiento. Y al Grupo de Investigación en Corrosión, especialmente a Gerson Rafael Conde, por brindarnos un espacio de trabajo ameno para la realización experimental de este proyecto.

A Pedro Luis Delvasto Angarita del laboratorio de Espectroscopia, Carlos Alberto Villarreal del laboratorio de Microscopía y José Antonio Henao Martínez del laboratorio de Rayos X de la Universidad Industrial de Santander. Por su colaboración y buena disposición en los ensayos realizados respectivamente.

A los técnicos de laboratorio Domingo Carreño, Sergio González, Oscar Martínez, Ambrosio Carrillo, Mario Navarrete y Javier Gaitán por brindarnos su ayuda a lo largo de nuestro proceso formativo, mil gracias.

Tabla de Contenido

Introducción	18
1. Formulación del problema.....	19
1.1 Objetivos.....	19
1.1.1 Objetivo general.....	19
1.1.2 Objetivos específicos.	19
1.2 Descripción del problema	19
2. Fundamentación teórica	21
2.1 Pozos de producción	21
2.1.1 Materiales OCTG para aplicaciones de fondo de pozo	22
2.1.2 Composición química del acero API grado N80	22
2.2 Corrosión	22
2.2.1 Corrosión galvánica	23
2.2.2 Ataque por CO ₂	24
2.2.2.1 Efecto del pH	24
2.2.2.2 Efecto de la temperatura	25
2.2.2.3. Efecto de la presión parcial de CO ₂	25
2.2.2.4 Efecto de la microestructura	25
2.2.2.5 Efecto de la composición química	26
3. Metodología.....	27

3.1 Materia prima.....	27
3.2 Caracterización del material	28
3.2.1 Ensayo de composición química.....	28
3.2.2 Ensayos metalográficos	28
3.2.3 Ensayos mecánicos	28
3.3 Ensayos gravimétricos	29
3.3.1 Difracción de rayos X (DRX)	30
3.4 Ensayos electroquímicos.....	30
3.4.1 Ensayos potenciodinámicos	30
3.4.1.1 Curvas de Tafel	30
3.4.1.2 Resistencia a la Polarización (Rp)	31
3.4.2 Ensayos de corrosión galvánica	31
3.4.3 Ensayo Microscopía Electrónica de Barrido (MEB-EDX).....	32
4. Resultados y Discusión	32
4.1 Caracterización del material	32
4.1.1 Ensayo de composición química.....	32
4.1.2 Ensayos metalográficos	33
4.1.3 Ensayos mecánicos	35
4.2 Ensayos gravimétricos	36
4.2.1 Difracción de Rayos X (DRX).....	38
4.3 Ensayos Electroquímicos	38
4.3.1 Ensayos potenciodinámicos	39
4.3.1.1 Curvas de Tafel	39

4.3.1.2 Resistencia a la Polarización (R_p)	40
4.3.2 Ensayos corrosión galvánica.....	41
4.3.3 Ensayo Microscopía Electrónica de Barrido (MEB-EDX).....	42
4.4 Velocidades de corrosión halladas mediante ensayos gravimétricos y electroquímicos.....	43
5. Conclusiones.....	44
6. Recomendaciones.....	45
Referencias.....	46
Apéndices.....	49

Lista de Tablas

Tabla 1. Composición química de tubería y acople de acero API grado N80	33
Tabla 2. Resultados ensayos mecánicos de tubería y acople acero API grado N80	35
Tabla 3. Velocidad de corrosión (mm/año) cupones de acople y tubería individuales, relación 1:1 y relación 3:1 sometidos a pruebas gravimétricas durante 24, 168 y 336 horas.....	36
Tabla 4. Datos obtenidos a partir de las curvas de Tafel de la tubería y acople de acero API grado N80.....	39
Tabla 5. Valores de Resistencia a la polarización ($\Omega \cdot \text{cm}^2$) y velocidad de corrosión (mm/año)	41
Tabla 6. Valores de velocidad de corrosión (mm/año) en los diferentes ensayos realizados	43

Lista de Figuras

Figura 1. Esquema de extracción y completamiento de pozo.....	21
Figura 2. Montaje cupones par galvánico para ensayos gravimétricos a) relación 1:1 b) relación 3:1.	29
Figura 3. Celda electroquímica plana de 3 electrodos.	30
Figura 4. Celda electroquímica plana doble de 3 electrodos.	31
Figura 5. Micrografías sección longitudinal, 10x sin ataque. (a) acople, (b) tubería.	34
Figura 6. Micrografías sección transversal 100x con ataque. (a) acople, (b) tubería.	34
Figura 7. Micrografías sección longitudinal, 10x con ataque. (a) acople, (b) tubería.	35
Figura 8. Velocidad de corrosión de cupones sometidos a pruebas gravimétricas de inmersión en fluido acuoso al 1% peso de NaCl saturado con CO ₂ a 100 psi y 45°C, durante 24, 168 y 336 horas.	36
Figura 9. Velocidad de corrosión de los cupones a) Tubería y acople individuales, b) tubería y acople unidos eléctricamente y con relación de área 1:1 y c) tubería y acople unidos eléctricamente y con relación de área 3:1.	37
Figura 10. Morfología de la superficie tubería relación 3:1 sometida a pruebas gravimétricas después de limpieza química. (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas. Observado bajo estereoscopio – objetivo 9X.....	38

- Figura 11. Morfología de la superficie acople relación 3:1 sometida a pruebas gravimétricas después de limpieza química. (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas. Observado bajo estereoscopio – objetivo 9X..... 38
- Figura 12. Curvas de Tafel obtenidas del proceso de corrosión para tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contra electrodo del acero API N80 en solución de NaCl al 1% en peso con burbujeo de CO₂ y 45°C de temperatura 39
- Figura 13. Comparación de las pendientes de las curvas de resistencia a la polarización obtenidas del proceso de corrosión para tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo del acero API N80 en solución de NaCl al 1% con burbujeo de CO₂ y 45°C de temperatura 40
- Figura 14. Curvas ensayo de corrosión galvánica para acople, tubería y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo en solución de NaCl al 1% con burbujeo de CO₂ y 45°C de temperatura 41
- Figura 15. Micrografías tomadas en microscopio electrónico de barrido (MEB) de la superficie de los cupones ensayados electroquímicamente. (a) Tubería Individual (b) Acople individual (c) Tubería par galvánico (d) Acople par galvánico..... 43

Lista de Apéndices

Apéndice A. Tabla de composición química según la norma API 5CT.	49
Apéndice B. Reacciones electroquímicas del ácido carbónico H_2CO_3	49
Apéndice C. Dureza obtenida en las muestras de Acero API 5CT Grado N80.	50
Apéndice D. Ecuación (6-23) del libro Ciencia e ingeniería de los materiales sexta edición.	50
Apéndice E. Registro fotográfico cupones ensayos gravimétricos después de limpieza química.	51
Apéndice F. Tabla E.6: Tensile and hardness requirements de la norma API 5CT.....	52
Apéndice G. Fórmula (2) de la norma ASTM G31.	52
Apéndice H. Morfología superficial cupones ensayos gravimétricos observados bajo estereoscopio binocular.....	53
Apéndice I. Resultados ensayo DRX.....	55
Apéndice J. Velocidad de corrosión norma ASTM G59.	55

Lista de Abreviaciones, Siglas y Símbolos

API = American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).

ASM=American Society for Metals.

ASTM = American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

DRX= Difracción de Rayos X.

EDX= Espectroscopía de dispersión de Energía de rayos X.

HR= Rockwell Hardness.

ISO= International Standard Organization.

MEB=Microscopía Electrónica de Barrido.

NACE = National Association of Corrosion Engineers (Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión).

OCTG= Oil Country Tubular Goods.

Rp= Resistencia a la polarización.

SCE= Standard Calomel Electrode.

Resumen

Título: Influencia de los elementos microaleantes en la corrosión galvánica del Acero API 5CT Grado N80 usado en pozos de producción*

Autores: María Angélica Gonzalez Mateus, María José Orozco Coronel**

Palabras clave: acoples, tuberías de producción, corrosión galvánica, integridad de pozos.

Descripción:

El propósito de este trabajo fue determinar la relación entre la diferencia de composición química de los aceros API 5CT grado N80 usados para tuberías y acoples de pozos de producción expuestos a fluidos de empaquetamiento, y su influencia en el mecanismo de corrosión galvánica. Se realizaron ensayos gravimétricos en autoclave a 100 psi y ensayos electroquímicos en celdas planas a presión atmosférica. Para todas las pruebas se usaron medios salinos al 1% en peso, saturados con CO₂ a 45°C de temperatura. Se realizó la caracterización de los aceros estudiados, para determinar su composición química, microestructura y propiedades mecánicas. A partir de los ensayos gravimétricos y electroquímicos se determinó que el acople de acero API 5CT grado N80 presentó mayor velocidad de corrosión debido a sus diferencias de composición química respecto a la tubería de revestimiento del mismo acero. Además, cuando se unieron eléctricamente, la velocidad de corrosión del acople aumentó y la velocidad de corrosión de la tubería disminuyó, evidenciando el fenómeno de corrosión galvánica. Se encontraron picaduras como forma de corrosión localizada en las muestras analizadas mediante microscopía electrónica de barrido. Por otra parte, la capa de corrosión formada durante los ensayos presentó baja adherencia y mediante difracción de rayos X se observó que estaba compuesta por siderita (FeCO₃), corroborando que el mecanismo de ataque fue corrosión por CO₂.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Grupo de Investigación en Corrosión GIC. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. Ph. D en corrosión.

Abstract

Title: Influence of microalloying elements on galvanic corrosion of API 5CT grade N80 steel used in production wells *

Autores: María Angélica Gonzalez Mateus, María José Orozco Coronel**

Key words: coupling, tubing, galvanic corrosion, well integrity.

Description:

The purpose of this study was to determine the relationship between the chemical composition difference of API 5CT grade N80 steels used for pipes and couplings of production wells exposed to packing fluids, and their influence on the galvanic corrosion mechanism. Gravimetric tests were performed in an autoclave at 100 psi and electrochemical tests in flat cells at atmospheric pressure. 1% wt saline media saturated with CO₂ at 45 °C temperature was used for all tests. The characterization of the steels studied was performed to determine their chemical composition, microstructure, and mechanical properties. From gravimetric and electrochemical tests, it was determined that the coupling of API 5CT grade N80 steel presented a higher corrosion rate due to its differences in chemical composition with respect to the tubing of the same steel. In addition, when they were electrically joined, the corrosion rate of the coupling increased and the corrosion rate of the tubing decreased, evidencing the galvanic corrosion phenomenon. Pitting was found as a form of localized corrosion in the samples analyzed by scanning electron microscopy. On the other hand, the corrosion layer formed during the tests showed low adhesion and by X-ray diffraction it was observed that it was composed of siderite (FeCO₃), confirming that the attack mechanism was CO₂ corrosion.

* Degree project

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Grupo de Investigación en Corrosión GIC. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. Ph. D en corrosión.

Introducción

El petróleo es un recurso natural muy importante debido a su uso como combustible doméstico e industrial o como materia prima en la industria petroquímica y sus derivados. Ya que el crudo se encuentra en yacimientos subterráneos, se hace necesaria la perforación del subsuelo y el establecimiento de un pozo de producción que permita su extracción. Estos sistemas están compuestos principalmente por tuberías de revestimiento, tuberías de producción y acoples de unión fabricados del mismo material, además de otros accesorios como empaques, colgadores y fluidos de completamiento (El-Sherik, (Ed.), 2017).

Los materiales empleados para la fabricación de las tuberías y acoples usados en pozos de producción son regidos bajo la norma API 5CT “*Specification for Casing and Tubing*” (API & ISO, 2006). Estos se clasifican y estandarizan con diferentes nomenclaturas dependiendo de la resistencia mecánica que soportan. La selección de un material para las sartas de los pozos se debe hacer con base en el cumplimiento de las exigencias mecánicas, además de garantizar la unicidad para el grado y composición química de los materiales de las tuberías y acoples. Cuando materiales disímiles entran en contacto con un electrolito común, como lo es el fluido de completamiento, se ve favorecido el mecanismo de corrosión galvánica. Este mecanismo de daño actúa de manera acelerada afectando las tuberías y permitiendo la comunicación entre el revestimiento y la tubería de producción, ocasionando pérdida de la integridad de los pozos como está indicado en el estándar ISO 16530 (ISO, 2017).

Este proyecto busca determinar que, variaciones en la composición química por los elementos microaleantes presentes en los aceros API 5CT grados N80 de tuberías y acoples usados en pozos

de producción en contacto con fluidos de empaquetamiento simulados, generan el mecanismo de daño por corrosión galvánica.

1. Formulación del problema

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general.

Evaluar la influencia de los elementos microaleantes sobre la corrosión galvánica en el acero API 5CT grado N80 mediante ensayos de laboratorio, simulando las condiciones de fondo de pozo.

1.1.2 Objetivos específicos.

Caracterizar los aceros API 5CT grado N80 de la tubería y acople usados en el pozo, determinando su composición química, microestructura y propiedades mecánicas.

Determinar la velocidad de corrosión de la configuración tubería-acople de acero API 5CT grado N80, usando diferentes ensayos electroquímicos.

Comparar la velocidad de corrosión calculada en la configuración tubería- acople de acero API 5CT grado N80 mediante ensayos electroquímicos, con la calculada mediante ensayos gravimétricos.

Caracterizar los productos de corrosión obtenidos en la reacción del par galvánico con el ambiente simulado.

1.2 Descripción del problema

“En la industria petrolera, alrededor del 25% de las fallas que se presentan en los pozos de producción están asociados a problemas de corrosión. Reparar o sustituir tuberías corroídas le cuesta a la industria más de US\$7.000 millones al año. Esta cifra puede duplicarse si se tiene en cuenta

la pérdida de ingresos y de productividad, así como los costos asociados a la limpieza de derrames o fugas según un informe de NACE *International*” (“Latin press”, 2013). Cuando se presenta una ruptura de la tubería de revestimiento llamada *casing* se evalúa una posible reparación, aunque generalmente se recurre al desmantelamiento de la unidad y abandono del pozo. Este procedimiento representa un costo realmente significativo, ya que se debe cumplir con las regulaciones exigidas por los Ministerios de Minas y Energía y el de Medio Ambiente en cuanto a integridad de los pozos. (“Latin press”, 2013).

La corrosión galvánica es un mecanismo de daño severo que puede presentarse en estructuras metálicas disímiles usados en la extracción, refinación y transporte de crudo. Dicho mecanismo se ve favorecido cuando diferentes materiales son empleados y están en contacto eléctrico y con un electrolito común. (ASTM, 2010).

Los aceros al carbono API 5CT grado N80 son usados como materiales comunes para el completamiento de pozos de producción con relativa baja profundidad, debido a su buena resistencia mecánica en conjunto con su bajo costo en la industria (API & ISO, 2006). Por lo general la corrosión galvánica puede ser evitada mediante una correcta selección de materiales y medidas adecuadas de protección contra la corrosión. Sin embargo, la mayoría de las compañías que cuentan con procesos de selección y procura de estos materiales, solo contemplan el cumplimiento de estándares internacionales, los cuales son laxos en cuanto a las exigencias de composición química y microestructura. Es decir, que algunos de los aceros suministrados tienen diferencias en el contenido de elementos microaleantes entre sí. Al usar dichos materiales en un mismo pozo y en presencia de fluidos agresivos estancados como el fluido de completamiento, se ve favorecido entonces el mecanismo de corrosión galvánica.

2. Fundamentación teórica

2.1 Pozos de producción

La función de un pozo productor es poner en contacto el hidrocarburo contenido en un yacimiento con la superficie para su posterior transporte y refinamiento (Muñoz, 2007). Para dicha actividad, se realiza la perforación del subsuelo y se instala un sistema de extracción como se muestra en la Figura 1.

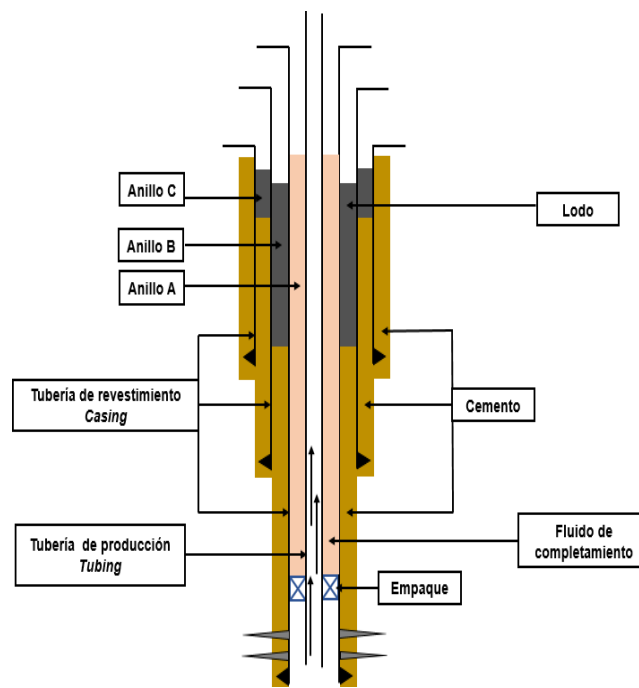


Figura 1. Esquema de extracción y completamiento de pozo.

El completamiento de pozo es un proceso operativo que se inicia después de la cementación de la tubería de revestimiento *casing*, haciendo uso de accesorios para arreglos de producción en donde se encuentran principalmente empaques y el fluido de empaquetamiento. El conducto por donde se transportan los fluidos encontrados en el pozo petrolero hasta la superficie se denomina *tubing*. Esta tubería cumple, además del transporte de crudo, con la función de proteger a la tubería

de revestimiento de la presión ocasionada por los fluidos y de fenómenos de corrosión. Generalmente, el espacio anular entre el *casing* y *tubing* es ocupado por fluidos de empaquetamiento. (Muñoz, 2007).

2.1.1 Materiales OCTG para aplicaciones de fondo de pozo. Los productos tubulares para campos petrolíferos son una familia de tuberías sin costura o soldadas que consisten en *drill pipe* (tubería de perforación), *casing* (tubería de revestimiento) o *tubing* (tubería de producción) y están especificadas dentro de las normas API; para las tuberías de completamiento de pozos, se utiliza la norma API 5CT (API & ISO, 2006). Los aceros usados para la fabricación de dichos productos se clasifican en cuatro grupos principales: Grupo 1, 2, 3 y 4. El material usado para la presente investigación pertenece al grupo 1 (Aceros de grado H, J, K, N y R) los cuales poseen baja resistencia mecánica y no tienen resistencia a la corrosión en ambientes ácidos.

2.1.2 Composición química del acero API grado N80. Para pozos someros y semi-profundos, son ampliamente usados los aceros API 5CT grado N80 que cuentan con una resistencia mecánica mínima de 80 KSI y con una composición química detallada en la tabla 1 (apéndice A) donde solo se indica el máximo límite aceptable para los elementos fósforo y azufre.

2.2 Corrosión

Según Ahmad (2006) se define la corrosión de diferentes formas, sin embargo, en todas se considera como la degradación de los materiales como resultado de la interacción entre el material y el medio ambiente. La degradación del metal se puede dar por un proceso químico en un ambiente seco y a altas temperaturas, o por un ataque electroquímico en ambientes húmedos y a temperaturas relativamente bajas.

La corrosión está presente en todas las etapas de producción y transporte de petróleo y gas debido a la presencia de una fase acuosa asociada al ataque electroquímico. La corrosividad de

esta fase acuosa es proporcional a la concentración de gases disueltos y la química del agua, (concentración de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, salmuera, bicarbonatos, sulfatos, etc.) (Kermani & Smith, 1997). En los sistemas de producción de pozos de petróleo y gas, existen conexiones y contactos entre elementos estructurales, que al no ser del mismo material conlleva a diferencias de potencial eléctrico entre los metales en distintos grados. Por tanto, la corrosión galvánica tiene universalidad (Renpu, 2011).

2.2.1 Corrosión galvánica. La corrosión galvánica se define según (ASTM, 2010) como "Corrosión acelerada de un material debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o un conductor no metálico en un electrolito corrosivo". Este tipo de corrosión puede ser explicado mediante una celda de corrosión básica, la cual posee cuatro componentes esenciales: ánodo, cátodo, electrolito y conexión eléctrica. En ausencia de cualquiera de estos componentes, la reacción de corrosión se detendrá. El flujo de corriente desde el ánodo al cátodo provoca reacciones de reducción en el cátodo y reacciones de oxidación en el ánodo.

La corrosión galvánica se investiga midiendo el flujo de corriente y los cambios de potenciales de la pareja galvánica a lo largo del tiempo. Los potenciales mixtos y las tasas de corrosión galvánica se pueden predecir a partir de datos de polarización individuales para el ánodo y el cátodo acoplados en el entorno en cuestión (Krantz, 2009). Para determinar si existe corrosión galvánica y su cinética, se deben tener en cuenta diferentes factores como: potencial del electrodo, cinética de la reacción, composición de la aleación, características de la película protectora, características de la disolución y el medio, así como la geometría del par galvánico y su unión (Mellado, 2011). Un factor preponderante en la cinética de la reacción es la diferencia entre las áreas del ánodo y

del cátodo que están expuestos; variaciones en el área del ánodo tiene poco efecto sobre la velocidad de corrosión, pero variaciones en el área del cátodo tiene un efecto significativo (Dong, Timothy y Mitchell, 2011).

2.2.2 Ataque por CO₂. Conocida como corrosión dulce, el ataque por CO₂ es la forma predominante de corrosión en la producción de petróleo y gas. El dióxido de carbono seco no es corrosivo para el acero al carbono, sin embargo, se convierte en una especie altamente corrosiva cuando se disuelve en agua producida o condensada, formando el ácido débil H₂CO₃ (Garverick, 1994). Generalmente resulta en tasas de corrosión muy altas, cuando su ataque es localizado. Este tipo de corrosión se controla típicamente mediante el uso de inhibidores. Sin embargo, estos se vuelven ineficaces a medida que aumenta la temperatura y presión en el fondo del pozo (Heidersbach, 2010).

La corrosión por CO₂ del acero al carbono y de baja aleación es un fenómeno complejo, Waard y Milliams propusieron reacciones electroquímicas suponiendo que el ácido carbónico H₂CO₃ se reduce directamente en la superficie del metal (apéndice B). La severidad de la corrosión debida al ataque por dióxido de carbono en aceros al carbono y de baja aleación está influenciada por una serie de factores ambientales, físicos y metalúrgicos que incluyen pH, contenido de CO₂, presión parcial, temperatura, composición, microestructura, entre otros. (Kermani y Morshed, 2003)

2.2.2.1 Efecto del pH. El pH es uno de los factores más importantes en la corrosión de los aceros al carbono y aleados, ya que afecta tanto a las reacciones electroquímicas como a la formación de productos de corrosión (Eurocorr, 1999).

Según (Richardson, Cottis, Lindsay, Lyon, Scantlebury, Stott & Graham, 2010) “el pH típico en agua condensada saturada con CO₂ es aproximadamente 4. Con un valor de pH 4 o inferior, la reducción directa de la reacción de los iones H⁺ es importante, en particular a una presión parcial

más baja de CO_2 , cuando se puede ignorar la reducción directa de la reacción del ácido carbónico. En este caso, el pH tiene un efecto directo negativo sobre la tasa de corrosión”.

2.2.2.2 Efecto de la temperatura. (Yei, Qiu, Yi, Sui, Lin y Li, 2019) estudiaron la influencia de la temperatura en el comportamiento a la corrosión del acero N80 a diferentes condiciones y a 5 MPa de presión. Los resultados obtenidos mostraron que la corrosión más severa ocurrió a 60 °C y la corrosión localizada apareció solo a 40 y 50 °C. Además, Dugstad, Muñoz, Bosch, Sui y Jasinski (como se citó en Yei, et. al, 2019) encontraron que a medida que aumentaba la temperatura de 60 °C a 80 °C, la película de FeCO_3 fue más adherente al metal base y, por ende, brindó mayor protección frente a la corrosión. Además, cuando la temperatura era inferior a 40 °C, el producto de corrosión era principalmente Fe_3C con pequeñas cantidades de FeCO_3 . Estos productos de corrosión son los encontrados cuando se estudia el mecanismo de corrosión por CO_2 .

2.2.2.3. Efecto de la presión parcial de CO_2 . Según (López, Pérez y Simison, 2003) la velocidad de corrosión es mayor a medida que incrementa la presión parcial, ya que el pH de la solución disminuye y la velocidad de reducción del ácido carbónico (H_2CO_3) aumenta.

Además, la norma (NACE SP0106, 2006) establece que, en ausencia de agua líquida, el dióxido de carbono (CO_2) no es corrosivo. En presencia de agua líquida y a una presión parcial de CO_2 por encima de 21 kPa (3 psi) suele ser corrosivo.

2.2.2.4 Efecto de la microestructura. Los aceros al carbono utilizados en sistemas de extracción de petróleo se tratan térmicamente para lograr propiedades de dureza, ductilidad y resistencia. Sin embargo, la microestructura resultante puede afectar la resistencia a la corrosión del acero.

Además, (Akeer, 2014) considera que la microestructura del acero tiene un efecto importante sobre la adherencia de la capa de FeCO_3 y por tanto en la protección del acero en entornos con presencia de CO_2 (NACE 21413, 2016). Igualmente, encontró que los aceros normalizados con

estructura ferrítico-perlítica poseen una capa protectora más estable en comparación con los aceros templados y revenidos con estructura martensítica. Además, aseguran que en el acero N80 la cementita se dispersa homogéneamente en la microestructura martensítica y, debido a la falta de anclaje, los productos de corrosión se despegan parcialmente.

Según Lozada (2015) no hay una explicación clara sobre cómo las características microestructurales de los aceros martensíticos templados y revenidos afectan el desarrollo de la capa de FeCO_3 . Por otra parte, Shibaeva, Laurinavichyute, Tsirlina, Arsenkin y Grigorovich (2013) indican que las inclusiones no metálicas afectan la resistencia a la corrosión del acero y, en particular, su resistencia a la corrosión por picadura. Las inclusiones de CaS , MgS , MnS y SiO_2 pueden afectar la resistencia a la corrosión localizada del acero con bajo contenido de carbono en medio acuoso. Típicamente, los efectos de las inclusiones tienen una relación directa con el contenido de picaduras.

2.2.2.5 Efecto de la composición química. Según (Kermani y Morshed, 2003) en cuanto a la composición química, la resistencia a la corrosión en los aceros de baja aleación se ve mejorada cuando se aumenta el contenido de cromo o cuando se adicionan pequeñas cantidades de silicio, molibdeno y cobre. A su vez, al añadir elementos formadores de carburos como vanadio, titanio y niobio la resistencia también se mejora.

En cuanto al vanadio, este posee un efecto benéfico en la reducción de la velocidad de corrosión, manteniendo las propiedades mecánicas en comparación con el titanio, el cual sí tiene un efecto en ellas. Por otra parte, Kermani., Gonzales, Linne, Dougan y Cochrane (2001) encontraron que el silicio, cromo, cobre y molibdeno muestran un efecto favorable en cuanto a la corrosión por CO_2 . Sin embargo, este efecto está sujeto a la microestructura, tratamiento térmico y las condiciones ambientales expuestas.

Según Hassan, Abdullah, Laycock, Ryan y Williams (2019) existe una interacción sinérgica entre el Cr y el Mo, que induce a una cristalización más rápida de la capa de óxido protectora en comparación con los aceros libres de molibdeno. También sugieren que una adición optimizada de molibdeno podría reemplazar un porcentaje mayor de cromo para un grado similar de protección contra la corrosión en ambientes de CO₂. Además, pequeñas cantidades de Cr / Mo modulan la corriente de corrosión debido al crecimiento acelerado de una capa cristalina de siderita. (Lae-thaisong, 2011) menciona que la velocidad de corrosión por CO₂ en los aceros aumenta con el contenido de carbono. Asimismo, el azufre y el fósforo aumentan dicha velocidad particularmente en soluciones ácidas, ya que forman compuestos con bajos potenciales que sirven como sitios para iniciar la corrosión por picadura. Sin embargo, no se observan efectos marcados por el contenido de azufre cuando los aceros contienen más del 0.01% de cobre. Por el contrario, si se añaden cantidades de níquel superiores al 5%, la velocidad de corrosión disminuye.

3. Metodología

3.1 Materia prima

De la industria petrolera se suministró una sección de tubería de producción (*tubing*) y una sección de acople (*coupling*) de acero API grado N80 tipo *seamless* comúnmente utilizados para el completamiento de pozos.

3.2 Caracterización del material

3.2.1 Ensayo de composición química. Utilizando el espectrómetro de absorción atómica marca *Bruker Elemental Q8 Magellan*, se realizó el ensayo de espectroscopía de emisión óptica a las secciones de tubería y acople suministradas.

3.2.2 Ensayos metalográficos. Se llevó a cabo el proceso de desbaste y pulido de 5 probetas de acople y 5 probetas de tubería de acero API 5CT grado N80, siguiendo los parámetros de la norma ASTM E3 “*Standard Guide for Preparation of Metallographic Specimens*” (ASTM, 2017). Además, se realizó ensayo metalográfico sin ataque para observar presencia de inclusiones no metálicas según la norma ASTM E45 “*Standard Test Methods for Determining the Inclusion Content of Steel*” (ASTM, 2013) y haciendo uso de Nital se revelaron las microestructuras.

3.2.3 Ensayos mecánicos. Se efectuaron las medidas de dureza de las probetas según la norma ASTM E18 “*Standard Test Methods for Rockwell Hardness of Metallic Materials*” (ASTM, 2015). Para la tubería, la medición se realizó en escala de dureza Rockwell C y para el acople, se cambió la escala de dureza a Rockwell A. Adicionalmente, se promediaron los resultados y se llevaron a la misma escala mediante la norma ASTM E140 “*Standard Hardness Conversion Tables for Metals Relationship Among Brinell Hardness, Vickers Hardness, Rockwell Hardness, Superficial Hardness, Knoop Hardness, Scleroscope Hardness, and Leeb Hardness*” (ASTM, 2019) (Apéndice C). Posteriormente se convirtieron los valores de dureza Brinell a resistencia a la tensión mediante la ecuación (6-23) del libro *Ciencia e ingeniería de los materiales* sexta edición (Askeland, 2013) (Apéndice D).

3.3 Ensayos gravimétricos

Se realizó el ensayo gravimétrico según la norma ASTM G31 “*Standard Guide for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals*” (ASTM, 2012) a cupones de tubería, acople y configuración tubería-acople con relaciones de área 1:1 y 3:1 (figura 2), mediante pruebas de inmersión durante 24, 168 y 336 horas.

Las condiciones de pozo simuladas fueron: 45°C de temperatura, 100 psi de presión y pH de 4 a 4.5. El fluido de empaquetamiento cumplía la relación de 20 mL de solución por cada 1 cm² de área expuesta (Baboian, (Ed.), 2005) con una composición de 1% en peso de NaCl saturada con CO₂ por 2 horas. Posterior a los ensayos, se limpiaron los cupones con ácido inhibido según los lineamientos de la norma ASTM G1 “*Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Specimens*” (ASTM, 2017). Finalmente, se registraron los pesos de los cupones y fueron llevados al estereoscopio *Olympus SZ61* para observar los cambios morfológicos presentes en la superficie (apéndice E).

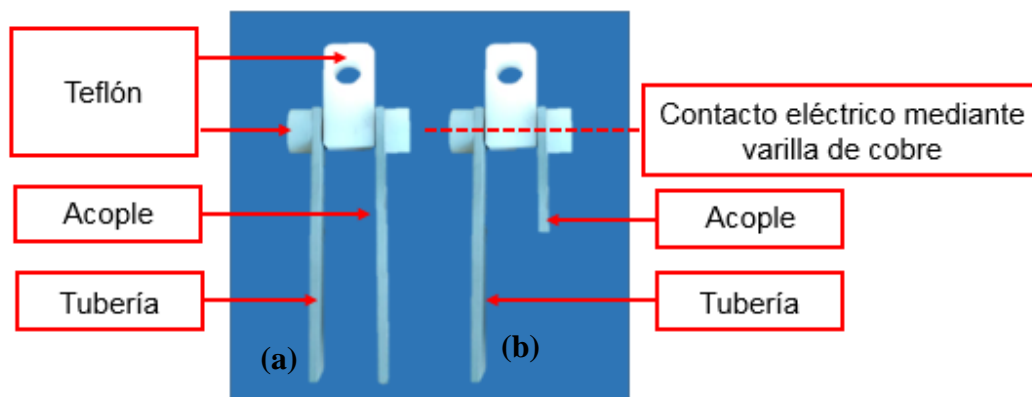


Figura 2. Montaje cupones par galvánico para ensayos gravimétricos a) relación 1:1 b) relación 3:1.

3.3.1 Difracción de rayos X (DRX). Al finalizar los ensayos gravimétricos, se retiraron manualmente los óxidos encontrados en la superficie de los cupones y se analizaron cualitativa y cuantitativamente mediante un difractómetro de polvo marca *Bruker* modelo *D8 Advance* con geometría *DaVinci*.

3.4 Ensayos electroquímicos

3.4.1 Ensayos potenciodinámicos. Utilizando una celda electroquímica plana de 3 electrodos (figura 3) conectada al potenciostato *GAMRY 750*, se realizaron ensayos de resistencia a la polarización (R_p) y Potenciodinámica de Tafel en solución de NaCl al 1% en peso saturada con CO_2 , a presión atmosférica y a una temperatura de 45°C .

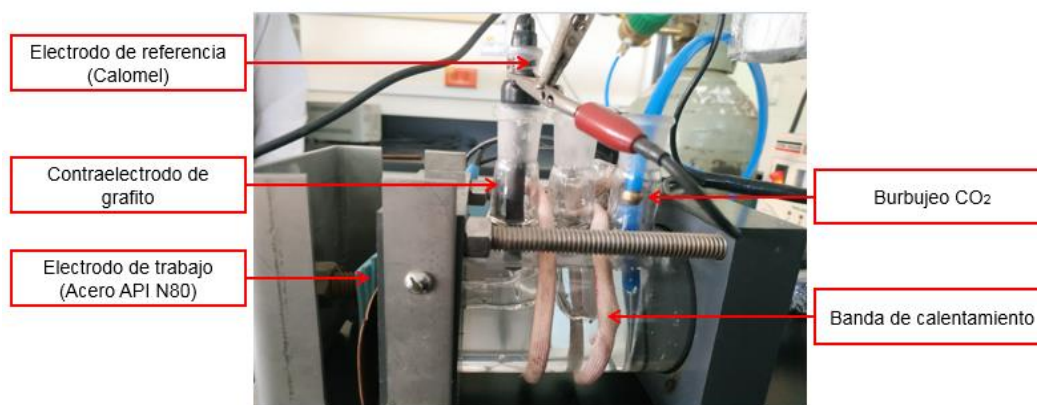


Figura 3. Celda electroquímica plana de 3 electrodos.

3.4.1.1 Curvas de Tafel. Para obtener las curvas potenciodinámicas de la tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo, se trabajó con una muestra de $0,7853 \text{ cm}^2$ de área expuesta, en un rango de potencial desde -300mV hasta 600mV versus E_{oc} y con una velocidad de barrido de 1 mV/s durante 2 horas según la norma *ASTM G5-14 "Standard Reference Test Method for Making Potentiodynamic Anodic Polarization Measurements"* (ASTM,2014).

3.4.1.2 Resistencia a la Polarización (R_p). Para este ensayo se utilizó $0,7853 \text{ cm}^2$ de área expuesta, en un rango de potencial de $\pm 20 \text{ mV}$ vs Eoc y con una velocidad de barrido de 1 mV/s según la norma ASTM G59-97 “*Standard Test Method for Conducting Potentiodynamic Polarization Resistance Measurements*” (ASTM,2014).

3.4.2 Ensayos de corrosión galvánica. Utilizando una celda electroquímica plana doble de 3 electrodos (figura 4) en solución de NaCl al 1% en peso saturada con CO_2 , a presión atmosférica y a una temperatura de 45°C , se realizaron curvas de corrientes galvánicas y diferencias de potencial durante 8 horas para determinar la tendencia corrosiva de la tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo bajo la norma ASTM G71-81 “*Standard Guide for Conducting and Evaluating Galvanic Corrosion Tests in Electrolytes*” (ASTM,2014).

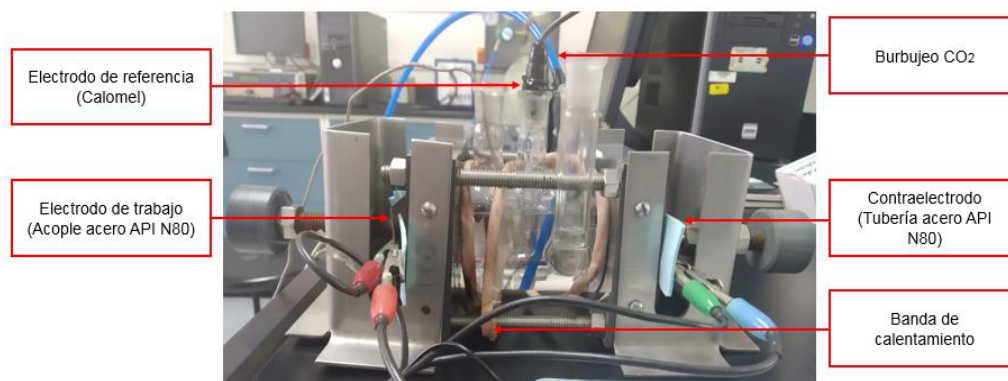


Figura 4. Celda electroquímica plana doble de 3 electrodos.

3.4.3 Ensayo Microscopía Electrónica de Barrido (MEB-EDX). Con el fin de analizar la morfología del daño causado por corrosión a las muestras de los ensayos potenciodinámicos, se realizó microscopía electrónica de barrido (MEB) y espectrometría de dispersión de energía de rayos X (EDX), utilizando el Microscopio Electrónico de Barrido FEG (*Field Emission Gun*) QUANTA FEG 65. Las muestras se colocaron sobre *stubs* metálicos con cinta adhesiva de carbón y se trabajó con condiciones de alto vacío y voltaje de aceleración 15 kV.

4. Resultados y Discusión

4.1 Caracterización del material

4.1.1 Ensayo de composición química. En la tabla 1 se registró la composición química individual y la diferencia de composición que se presenta entre cada elemento aleante.

Se encontró que existen diferencias considerables en el contenido de algunos elementos de aleación entre la tubería y el acople, tales como: Si, Cr, Mo, Ni, Al, Cu, V, Pb, As, Sb y B. Cabe resaltar que la norma (API & ISO, 2006) no posee información acerca de los rangos de composición química que debe tener el acero N80, exceptuando el valor máximo de fósforo y azufre.

Se realizó la suma de los elementos microaleantes que mejoran la resistencia a la corrosión (Cr, Si, Mo, Cu y V), encontrando que la tubería obtuvo un valor de 0,5704 en comparación con el acople que solo obtuvo 0,3658 de los mismos elementos aleantes. Por tanto, se puede deducir que debido a la tendencia de los microaleantes a formar carburos, así como a mejorar la resistencia a la corrosión, la tubería posee un mejor comportamiento con respecto al acople (Kermani, 2011). Según los valores encontrados de fósforo y azufre (tabla 1), tanto el acero empleado para la tubería

como el acero empleado en el acople, cumplen según la especificación de la norma (API & ISO, 2006).

Tabla 1

Composición química de tubería y acople de acero API grado N80

Elementos aleantes	Tubería	Acople	Diferencia de composición (%)
C	0,46	0,409	11,087
Si	0,469	0,221	52,878
Mn	1,743	1,403	19,507
P	0,011	0,0075	31,818
S	0,0066	0,0092	39,394
Cr	0,056	0,026	53,571
Mo	0,0052	0,111	2034,615
Ni	0,028	0,0063	77,5
Al	0,027	0,049	81,481
Co	<0,0005	<0,0005	
Cu	0,039	0,006	84,615
Nb	<0,0005	<0,0005	
Ti	<0,0005	<0,0005	
V	0,0012	0,0018	50
W	0,0058	0,0079	36,207
Pb	0,0014	0,0026	85,714
Sn	0,0025	0,0014	44
Mg	<0,0010	<0,0010	
As	0,0028	0,0009	67,857
Zr	<0,0005	0,0007	
Bi	<0,0010	<0,0010	
Sb	0,0008	0,0021	162,5
Ta	<0,0050	<0,0050	
B	0,0002	0,0004	100
Zn	<0,0010	<0,0010	
Fe	97,14	97,73	0,607

4.1.2 Ensayos metalográficos. En la figura 5 se observó la presencia de inclusiones no metálicas, clasificadas según la norma (ASTM, 2013) como (a) tipo D-óxidos globulares gruesos con severidad 2 y (b) tipo D-óxidos globulares finos con severidad 3.

Según la clasificación y severidad de las inclusiones no metálicas presentes en la tubería, esta es más propensa a sufrir corrosión localizada. Sin embargo, los parámetros mencionados en la

fundamentación teórica respecto a la microestructura pueden ser insuficientes para predecir la resistencia a la corrosión y, por lo tanto, se hace necesario el uso de técnicas electroquímicas y/o gravimétricas.

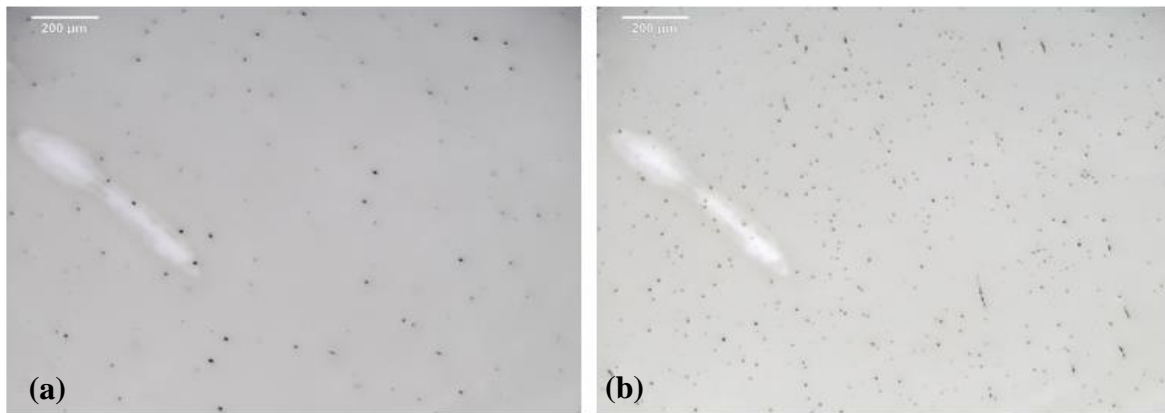


Figura 5. Micrografías sección longitudinal, 10x sin ataque. (a) acople, (b) tubería.

De acuerdo con la norma (API & ISO, 2006) la tubería y acople trabajados son de grado N80-Q. La Q hace referencia al tratamiento térmico de temple y revenido al cual son sometidos, como se indica en la figura 6, donde se observa una estructura martensítica para ambos casos. Sin embargo, en la tubería (b) se observaron bastones de martensita más gruesos que pueden corresponder a un mayor tiempo de revenido en comparación con el acople, lo que hace que tenga menores tensiones residuales y por tanto mejore su resistencia a la corrosión.

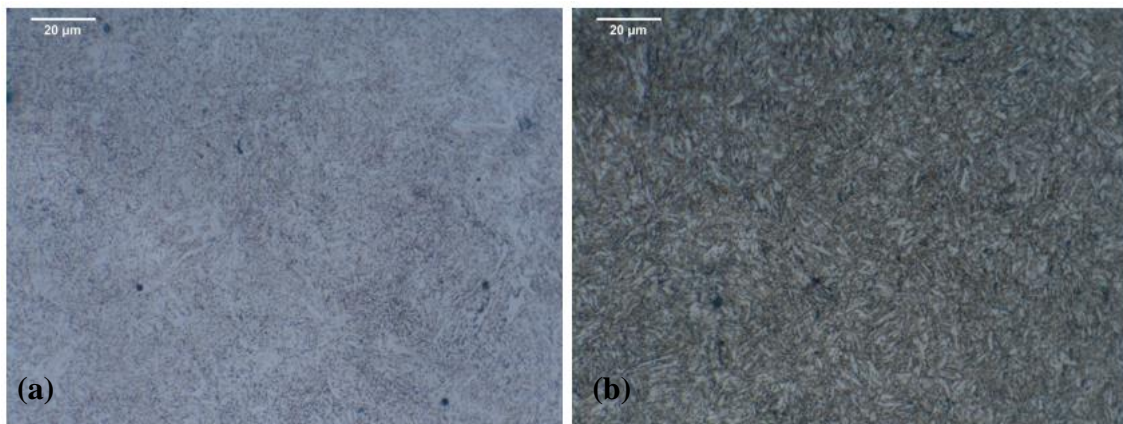


Figura 6. Micrografías sección transversal 100x con ataque. (a) acople, (b) tubería.

La tubería y acople tipo *seamless* (sin costura) fabricados mediante laminado presentan granos deformados longitudinalmente. Estos granos son inestables, con mayor energía y, por tanto, más activos. Es decir, poseen un potencial más negativo y forman zonas anódicas en presencia de un electrolito, lo que conduce a una posible corrosión acelerada. Estas marcas de conformado se pueden observar en la figura 7, con mayor definición y contraste para el acople (a).

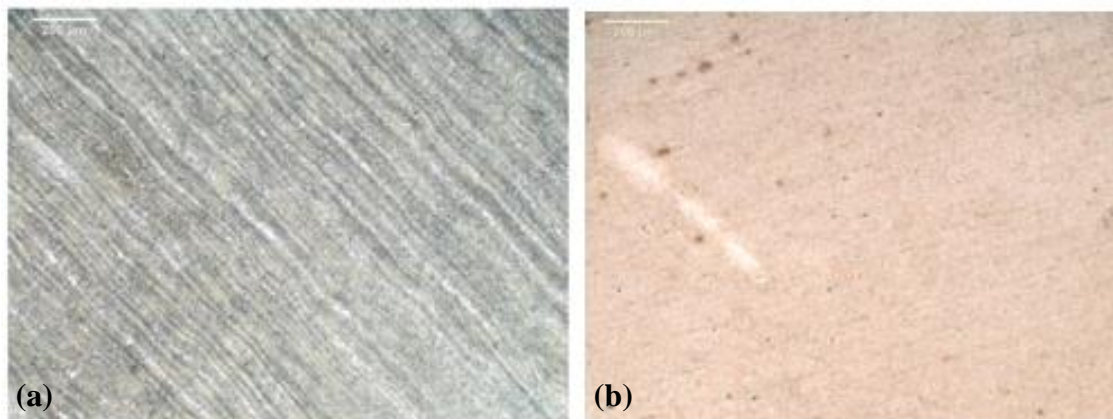


Figura 7. Micrografías sección longitudinal, 10x con ataque. (a) acople, (b) tubería.

4.1.3 Ensayos mecánicos. En la tabla 2 se evidenció una diferencia de 126 unidades en la escala de dureza Brinell entre tubería y acople, siendo la tubería la que presentó mayor dureza. Esto puede ser explicado por las diferencias en cuanto a composición química y microestructura previamente analizadas.

Tabla 2

Resultados ensayos mecánicos de tubería y acople acero API grado N80

Muestra	Dureza promedio	Dureza Brinell	Resistencia a la tensión (Ksi)	Diferencia Resistencia a la tensión mínima según API 5CT (Ksi)
Acople	55 HRA	185	93	-7
Tubería	33 HRC	311	156	56

Según la tabla E.6: *Tensile and hardness requirements* de la norma (API & ISO, 2006) (apéndice F), se tiene que el valor mínimo de resistencia a la tensión para el acero N80 es 100 Ksi. Este

parámetro se cumple en el caso de la tubería (156 Ksi) mientras que el acople no cumple dicho requerimiento (93 Ksi).

4.2 Ensayos gravimétricos

Haciendo uso de la fórmula (2) de la norma (ASTM, 2012) (apéndice G) que relaciona la pérdida de peso, el área expuesta, el tiempo de inmersión y la densidad del material, se determinaron las velocidades de corrosión para cada configuración como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3

Velocidad de corrosión (mm/año) cupones de acople y tubería individuales, relación 1:1 y relación 3:1 sometidos a pruebas gravimétricas durante 24,168 y 336 horas

Cupones		Vcorr 24 h	Vcorr 168 h	Vcorr 336 h
Cupones individuales	Tubería	3,979	1,173	0,708
	Acople	3,566	1,519	0,954
Cupones relación 1:1	Tubería	3,078	0,895	0,621
	Acople	2,255	1,097	0,877
Cupones relación 3:1	Tubería	2,282	1,066	0,608
	Acople	2,299	1,364	1,135

Adicionalmente, en la figura 8 se agruparon las curvas de velocidad de corrosión con respecto al tiempo para cada cupón.

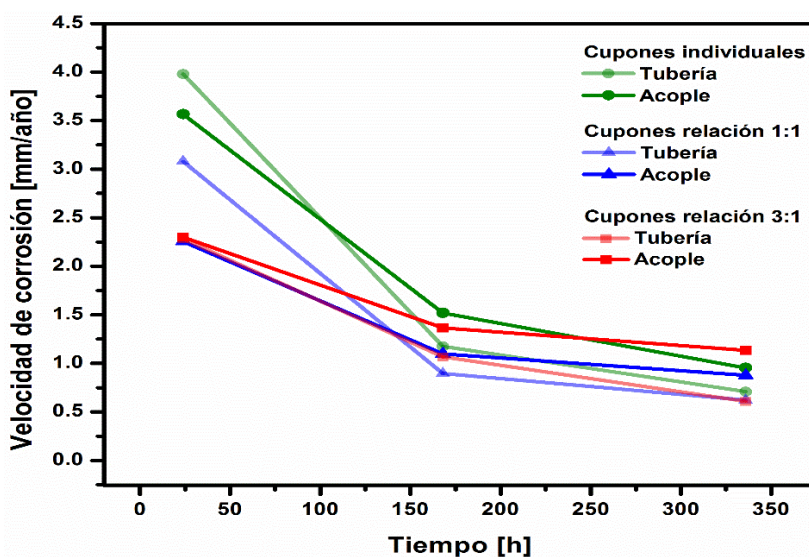


Figura 8. Velocidad de corrosión de cupones sometidos a pruebas gravimétricas de inmersión en fluido acuoso al 1% peso de NaCl saturado con CO₂ a 100 psi y 45°C, durante 24, 168 y 336 horas.

De acuerdo con (Baboian, (Ed.), 2005) uno de los comportamientos típicos de los materiales sometidos a pruebas de inmersión es que la velocidad de corrosión puede ser muy alta al inicio y luego decrecer con respecto al tiempo hasta estabilizarse. Es por esto que se requiere un tiempo de inmersión mínimo de 24 a 240 horas para obtener la velocidad de corrosión real. En la figura 8 se evidenció el comportamiento descrito anteriormente, en el cual la velocidad de corrosión presentó una estabilización a partir de las 250 horas para todos los cupones. Por tanto, las velocidades de corrosión obtenidas a las 336 horas de ensayo fueron las usadas para el análisis de datos.

En la figura 9 se observan los comportamientos por separado de las configuraciones trabajadas en el laboratorio a tiempos de inmersión de 24, 168 y 336 horas.

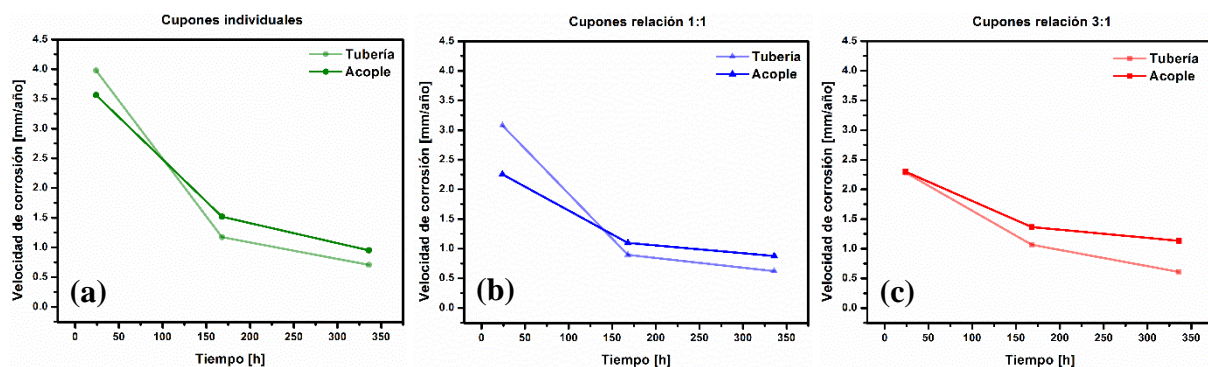


Figura 9. Velocidad de corrosión de los cupones a) Tubería y acople individuales, b) tubería y acople unidos eléctricamente y con relación de área 1:1 y c) tubería y acople unidos eléctricamente y con relación de área 3:1.

En la figura 9a) se pudo observar que el acople individual presentó mayor velocidad de corrosión en comparación con la tubería individual.

Cuando los cupones de tubería y acople fueron conectados eléctricamente, la velocidad de corrosión aumentó en el acople (ánodo) y disminuyó en la tubería (cátodo) como se contempló en las figuras 9b) y 9c). Sin embargo, en la figura 9c) se evidenció este comportamiento de manera acelerada debido a la relación de áreas, en donde el acople de la configuración 3:1 se deterioró de una manera más crítica debido a la transferencia de cargas al presentar mayor área catódica en comparación con el acople en la configuración 1:1.

Al examinar la superficie de los cupones utilizando un estereoscopio binocular, se encontró que los acoples presentaron mayor daño superficial debido al ataque por corrosión generalizada y localizada (picaduras) en comparación con las tuberías (figuras 10 y 11).

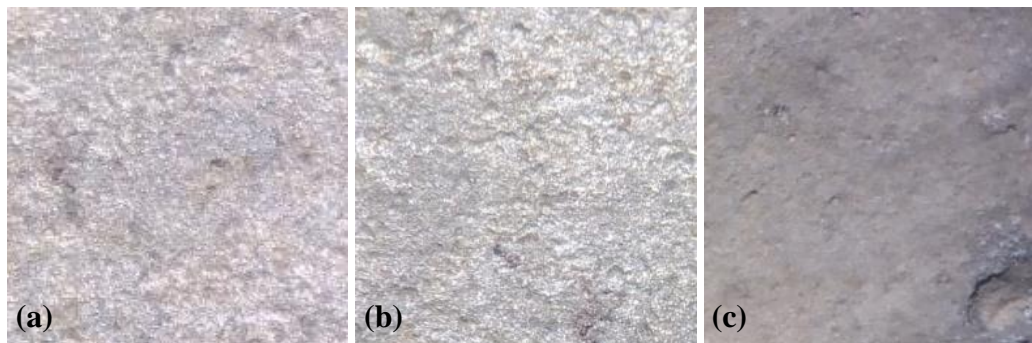


Figura 10. Morfología de la superficie tubería relación 3:1 sometida a pruebas gravimétricas después de limpieza química. (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas. Observado bajo estereoscopio – objetivo 9X.

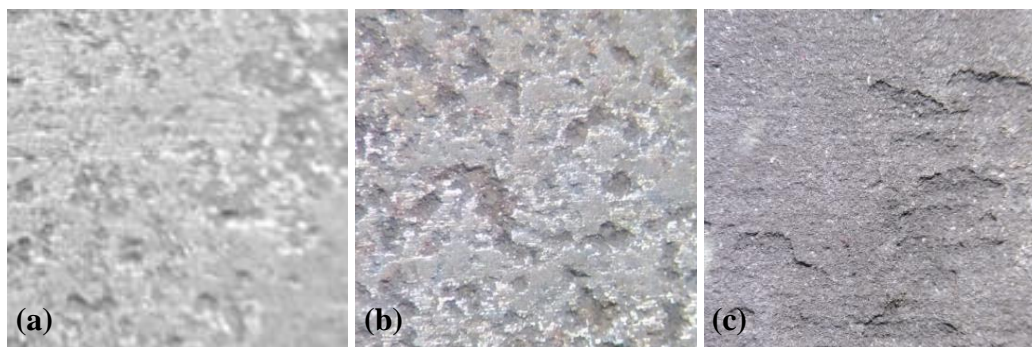


Figura 11. Morfología de la superficie acople relación 3:1 sometida a pruebas gravimétricas después de limpieza química. (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas. Observado bajo estereoscopio – objetivo 9X.

Para todos los casos (apéndice H), los cupones mostraron un aumento en el deterioro morfológico a medida que aumentaba el tiempo de inmersión, siendo los de 336 horas los más críticos.

4.2.1 Difracción de Rayos X (DRX). En el análisis realizado mediante DRX (apéndice I), se encontró siderita FeCO_3 como producto de corrosión de los cupones utilizados en los ensayos gravimétricos. Corroborando así lo que mencionan (Yei, et. al, 2019) quienes encontraron un comportamiento similar trabajando a temperaturas ligeramente por encima de la usada en esta investigación, en donde la capa protectora, formada por siderita, no fue adherente al metal base.

4.3 Ensayos Electroquímicos

4.3.1 Ensayos potenciodinámicos

4.3.1.1 Curvas de Tafel. Se realizó el análisis a cada curva de la figura 12, determinando los potenciales y corrientes de corrosión, para finalmente calcular la velocidad de corrosión usando la ecuación 4 (apéndice J) de la norma (ASTM, 2014) ver tabla 4.

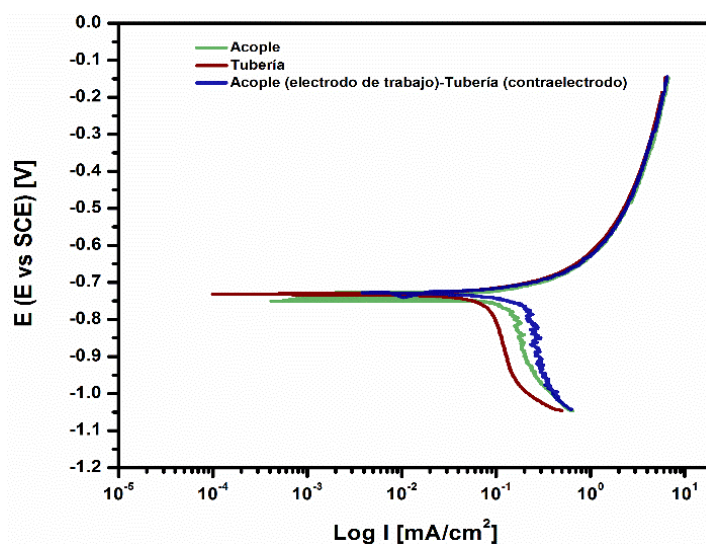


Figura 12. Curvas de Tafel obtenidas del proceso de corrosión para tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contra electrodo del acero API N80 en solución de NaCl al 1% en peso con burbujeo de CO₂ y 45°C de temperatura.

Tabla 4

Datos obtenidos a partir de las curvas de Tafel de la tubería y acople de acero API grado N80

Cupones	E _{corr} (V)	i _{corr} (mA/cm ²)	V _{corr} (mm/año)
Tubería	-0,733	0,0992	1,1524
Acople	-0,750	0,1602	1,8611
Configuración	-0,728	0,1900	2,2074

De las curvas Tafel obtenidas para las diferentes muestras se indica que el control de las reacciones se dio por activación en la zona anódica (disolución metálica) y por control mixto en la zona catódica como se observa en la figura 12 (Krantz, 2009). A pesar de tratarse del mismo acero, se registraron variaciones de potenciales y corrientes de corrosión entre acople y tubería, siendo el primero más activo y, por lo tanto, el que presentó mayor velocidad de corrosión entre ellos. Esto pudo ser explicado por las diferencias microestructurales, de composición química y de propiedades mecánicas analizadas anteriormente. Por otra parte, en la configuración acople como electrodo

de trabajo y tubería como contraelectrodo, se observó la mayor velocidad de corrosión en comparación con el acople y tubería individualmente. Esto se debe a que al estar acoplados eléctricamente y en presencia de un electrolito, el mecanismo de corrosión presente fue corrosión galvánica.

4.3.1.2 Resistencia a la Polarización (R_p). Las curvas obtenidas para la tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo, fueron linealizadas y se determinaron los valores de resistencia a la polarización $\frac{\Delta E}{\Delta I}$ y velocidad de corrosión los cuales se encuentran en la tabla 5.

Según (Baboian, (Ed.), 2005) la resistencia a la polarización es inversamente proporcional a la velocidad de corrosión y su cálculo fue realizado a partir de los parámetros electroquímicos y las constantes de Tafel teniendo en cuenta lo reportado en la literatura para un fluido acuoso al 1% de NaCl y saturado con CO₂ de $\beta_a=63$ mV/década y $\beta_c=120$ mV/década (Zeng, et. al, 2016). La configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contra electrodo obtuvo la menor resistencia a la polarización, por tanto, presentó mayor corrosión seguida del acople y la tubería.

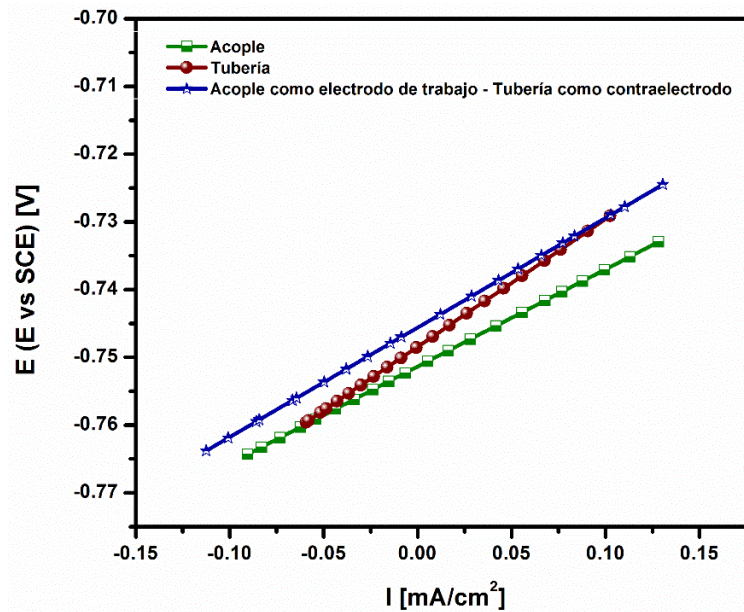


Figura 13. Comparación de las pendientes de las curvas de resistencia a la polarización obtenidas del proceso de corrosión para tubería, acople y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo del acero API N80 en solución de NaCl al 1% con burbujeo de CO₂ y 45°C de temperatura.

Tabla 5

Valores de Resistencia a la polarización ($\Omega \cdot \text{cm}^2$) y velocidad de corrosión (mm/año)

Cupones	$\beta_a(\text{mV})$	$\beta_c(\text{mV})$	$R_p (\Omega \cdot \text{cm}^2)$	$I (\text{mA})$	$A (\text{cm}^2)$	$i (\mu\text{A}/\text{cm}^2)$	$V_{\text{corr}} (\text{mm/año})$
Tubería	63	120	239.72	0.0748	0.7853	95.2877	1,119
Acople	63	120	182.72	0.0982	0.7853	125.0130	1,468
Configuración	63	120	161.82	0.1109	0.7853	141.1591	1,658

4.3.2 Ensayos corrosión galvánica.

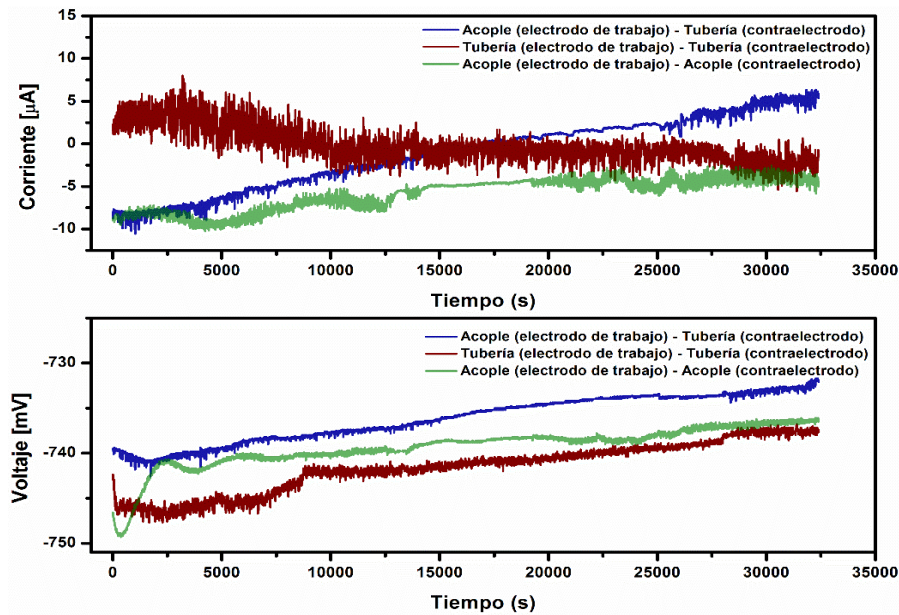


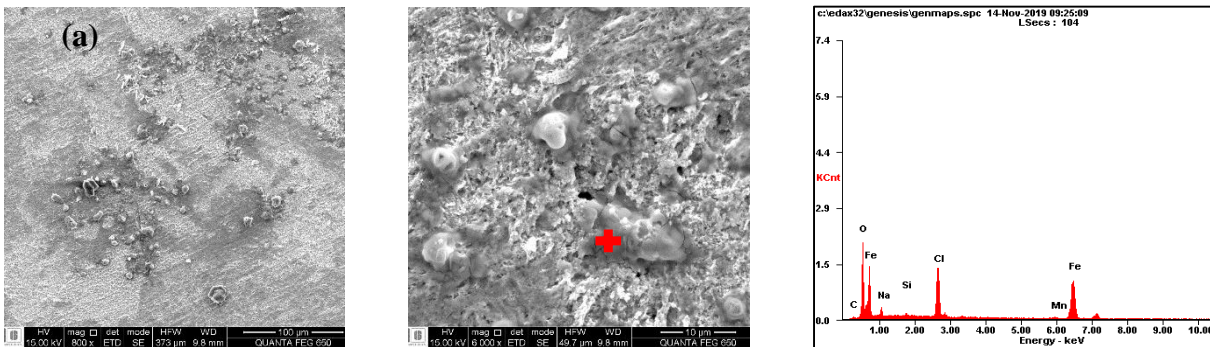
Figura 14. Curvas ensayo de corrosión galvánica para acople, tubería y configuración acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo en solución de NaCl al 1% con burbujeo de CO_2 y 45°C de temperatura.

Se determinó de acuerdo con la figura 14, el comportamiento frente a las corrientes galvánicas de las configuraciones: acople como electrodo de trabajo y contraelectrodo, tubería como electrodo de trabajo y contraelectrodo, y acople como electrodo de trabajo y tubería como contraelectrodo, encontrando que esta última configuración presentó mayor flujo de corriente, siendo más activa y propensa a la corrosión galvánica. Por otra parte, se encontró que entre las tuberías el flujo de corriente era menor en comparación con los acoples, por tanto, cinéticamente presentaron menor velocidad de corrosión.

4.3.3 Ensayo Microscopía Electrónica de Barrido (MEB-EDX). En las micrografías tomadas (figura 15) se evidenció que, bajo las condiciones establecidas en los ensayos electroquímicos, los mecanismos combinados de corrosión presentes fueron corrosión generalizada y corrosión por picadura.

Los productos de corrosión se mostraron como una capa no continua en la superficie de los cupones para todos los casos. Además, se observó la presencia de picaduras de diferente densidad y tamaño las cuales se clasificaron como amplias y superficiales según la norma ASTM G46 “*Standard Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion*” (ASTM, 2018).

Asimismo, se compararon las magnitudes de las picaduras, encontrando que la tubería individual presentó el menor tamaño ($1.865 \mu\text{m}$), seguido de la tubería en par galvánico ($2.292 \mu\text{m}$), acople individual ($16.79 \mu\text{m}$) y por último el acople en par galvánico ($30.76 \mu\text{m}$). En general, los acoples tanto individual como en par galvánico, tenían mayor densidad de picaduras en la zona analizada. En conjunto con la microscopía electrónica de barrido, se realizó un mapeo elemental mediante EDX, donde se encontraron picos de hierro, carbono, oxígeno, sodio y cloro. Al ser un análisis cualitativo no se establecen los compuestos presentes.



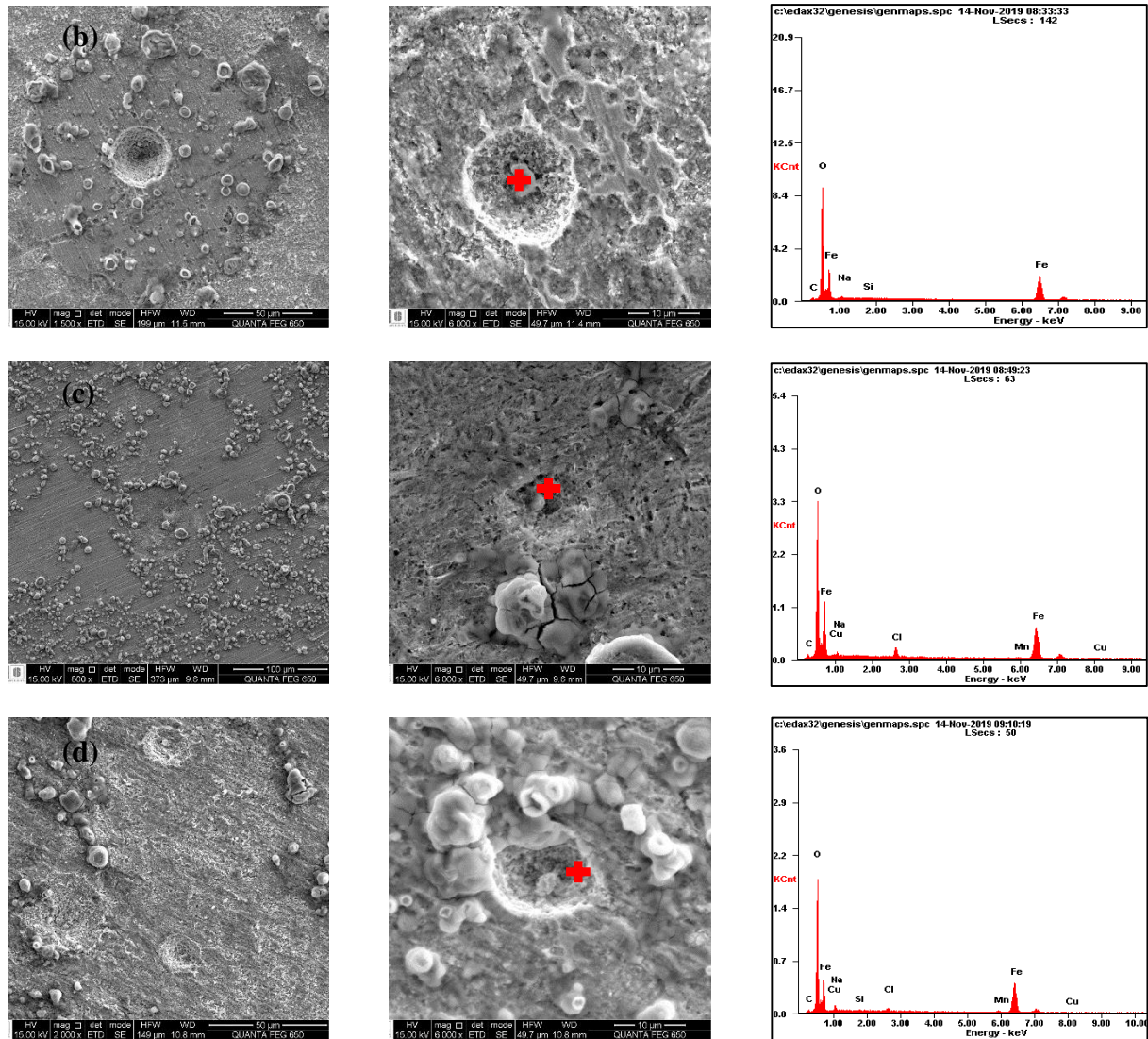


Figura 15. Micrografías tomadas en microscopio electrónico de barrido (MEB) de la superficie de los cupones ensayados electroquímicamente. (a) Tubería Individual (b) Acople individual (c) Tubería par galvánico (d) Acople par galvánico.

4.4 Velocidades de corrosión halladas mediante ensayos gravimétricos y electroquímicos

Tabla 6

Valores de velocidad de corrosión (mm/año) en los diferentes ensayos realizados

Montajes	Velocidad de corrosión (mm/año)		
	Ensayos gravimétricos 336 horas	Curvas de Tafel	Resistencia a la polarización (Rp)
Tubería	0,708	1,1524	1,119
Acople	0,954	1,8611	1,468
Configuración Tubería- Acople	0,877	2,2074	1,658

En la tabla 6, se registraron los valores de velocidad de corrosión para todos los ensayos realizados a lo largo de la investigación: ensayos gravimétricos durante 336 horas, curvas de Tafel y resistencia a la polarización (R_p). Cumpliéndose para todos los casos, que cuando se unieron eléctricamente la configuración tubería-acople, esta sufrió una velocidad de corrosión acelerada, debido a la tendencia a corroerse mediante el mecanismo de corrosión galvánica al estar en presencia de un mismo electrolito.

5. Conclusiones

A partir de los ensayos gravimétricos y electroquímicos realizados se determinó que el acople de acero API N80 presentó mayor velocidad de corrosión debido a sus diferencias de composición química respecto a la tubería del mismo acero. Además, cuando se unieron eléctricamente, la velocidad de corrosión del acople aumentó y la velocidad de corrosión de la tubería disminuyó, evidenciando el fenómeno de corrosión galvánica.

Al existir diferencias de composición química de los microaleantes Cr, Si, Mo, Cu y V entre el acople y la tubería, se ve favorecido la corrosión galvánica entre aceros del mismo grado fabricados a partir de diferentes materias primas. Además, cuando son expuestos a fluidos de empaquetamiento, que presentan alta agresividad debido a las deficiencias en los tratamientos químicos o la presencia de gases corrosivos en el fondo de pozo, u otros factores como pH, presión parcial y temperatura, su integridad se ve afectada. Asimismo, factores metalúrgicos como la microestructura y dureza de los materiales influyen directamente en la velocidad de corrosión galvánica.

De acuerdo con los resultados obtenidos de los ensayos gravimétricos y electroquímicos para los arreglos individuales de tubería y acople y la configuración tubería-acople, para todas las pruebas realizadas se observó una buena correlación en magnitud en los valores de velocidad de corro-

sión y una tendencia similar del comportamiento, es decir, menor agresividad para la tubería individual, seguido de una mayor tendencia corrosiva para el acople y por último mayor afectación cuando se ponen en contacto eléctrico la tubería y el acople, manteniendo el acople como ánodo y en menor área de exposición.

Finalmente, los ensayos de SEM-EDX indican que la morfología de daño es tipo picado; así mismo, mediante DRX se encontró una capa de carbonato de hierro con baja adherencia como producto de corrosión, evidenciando así que el mecanismo de ataque fue de corrosión por CO₂.

6. Recomendaciones

Se recomienda tener en cuenta las diferencias de composición química y microestructural en el proceso de selección y procura de materiales usados para productos tubulares y accesorios expuestos a ambientes agresivos en pozos de producción, como complemento del estándar API 5CT.

Se recomienda evaluar los diferentes fluidos de empaquetamiento empleados para el completamiento de pozos, para analizar la influencia de la agresividad del electrolito en la corrosión galvánica. Asimismo, realizar inspecciones en fondo de pozo para determinar daños en las tuberías que afecten la integridad de los pozos.

La influencia de la microestructura y la composición de los aceros al carbono en el proceso de corrosión siguen siendo complejas y debe investigarse con más detalle. Se recomienda extender la investigación a los aceros API J-55 y API P-110 usados en la industria petrolera colombiana, siguiendo la metodología aplicada en este proyecto, con el fin de corroborar y correlacionar los resultados obtenidos.

Referencias

- Ahmad, Z., & Institution of Chemical Engineers. (2006). *Principles of corrosion engineering and corrosion control*. Boston, Estados Unidos: Elsevier ediciones.
- Akeer, E. (2014). *Effect of Carbon Steel Composition and Microstructure on CO₂ Corrosion* (Tesis posgrado). Russ College of Engineering and Technology of Ohio University. Ohio.
- API, & ISO. (2006). *Specification for Casing and Tubing, Petroleum and natural gas industries - Steel pipes for use as casing or tubing for wells*. API 5CT/ISO 11960.
- Askeland, D., Pradeep, P. y Wendelin, J. (2013). *The Science and Engineering of Materials, Sixth Edition*. Cengage Learning. ISBN: 978-607-481-620-4.
- ASTM. (2010). *G15-08 Standard Terminology Relating to Corrosion and Corrosion Testing*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2012). *G31-12 Standard Guide for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2013). *E45-13 Standard Test Methods for Determining the Inclusion Content of Steel*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2014). *G5-14 Standard Reference Test Method for Making Potentiodynamic Anodic Polarization Measurements*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2014). *G59-97 Conducting Potentiodynamic Polarization Resistance Measurements*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2014). *G71-81 Standard Guide for Conducting and Evaluating Galvanic Corrosion Tests in Electrolytes*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2015). *E18-15 Standard Test Methods for Rockwell Hardness of Metallic Materials*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2017). *E3-11 Standard Guide for Preparation of Metallographic Specimens*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2017). *G1-03 Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Specimens*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2018). *G46-94 Standard Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion*. American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM. (2019). *E140-12B Standard Hardness Conversion Tables for Metals Relationship Among Brinell Hardness, Vickers Hardness, Rockwell Hardness, Superficial Hardness, Knoop Hardness, Scleroscope Hardness, and Leeb Hardness*. American Society for Testing and Materials (ASTM).

- Baboian, R., (Ed.). (2005). *pipeline* Recuperado de <https://doi.org/10.1520/MNL20-2ND-EB>.
- El-Sherik, A. M (Ed.). (2017). *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*. Cambridge, Estados Unidos: Editorial Elsevier.
- Eurocorr. (1999). *Advances in corrosion control and materials in oil and gas production*. Editado por P.S. Jackman and L.M. Smith, London: IOM Communications for the European Federation of Corrosion.
- Garverick, L. (1994). *Corrosion in the petrochemical industry*. American Society for Metals (ASM international).
- Hassan, M., Abdullah, A., Laycock, N., Ryan, M. y Williams D. (2019). *Effect of Trace H₂S on the Scale Formation Behavior in a Predominant CO₂ Environment under Hydrodynamic Control: Role of Cr/Mo Micro-Alloying in Plain Carbon Steel*. doi: 10.1149/2.0311911jes.
- Heidersbach, R. (2010). *Metallurgy and corrosion control in oil and gas production*. Editorial John Wiley & Sons.
- ISO. (2017). *Well Integrity Part 2: Well integrity for the operational phase*. ISO 16530-2.
- Ji-Dong, G., Timothy, F. y Mitchell, R. (2011). *Uhlig's Corrosion Handbook, Third Edition*. doi: 10.1002/9780470872864.ch39.
- Kermani, B. & Smith, L. M. (1997). *A Working Party Report on CO₂ Corrosion Control in Oil and Gas Production: Design Considerations*. Editorial Maney.
- Kermani, M. B. & Morshed, A. (2003). *Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production -A Compendium*. Corrosion, 59, 659-683.
- Kermani, M., Gonzales, J., Linne, C., Dougan, M. y Cochrane, R. (2001). *Development Of Low Carbon Cr-Mo Steels With Exceptional Corrosion Resistance For Oilfield Applications*. NACE International.
- Krantz, B. D. (2009). *Applying ASTM G71 to Galvanic Corrosion Testing of Small Medical Implants*. Paper No. 09463, (09463), 1-8.
- Laethaisong, N. (2011). *Carbide formation on carbon steels in CO₂ corrosion by use of applied anodic current* (Tesis posgrado). University of Stavanger. Noruega.
- Latin Press. (2013, diciembre). Corrosión, el mal de la industria petrolera. INPRA LATINA. Recuperado de <https://www.inpralatina.com/201312052937/articulos/proteccion-de-superficies-y-control-de-corrosion/corrosion-el-mal-de-la-industria-petrolera.html>
- López, D., Pérez, T. y Simison, S. (2003). *The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO₂ corrosion. A state-of-the-art appraisal*. Materials and Design, 24, 561–575. doi:10.1016/S0261-3069(03)00158-4.
- Lozada, L. (2015). *Corrosion performance of L80, L80Cr1% and L80Cr3% steel grades in simulant solution with carbon dioxide and scaling* (Tesis posgrado). University of Manchester. Inglaterra.

- Mellado, A. (2011). *Corrosión galvánica entre implantes dentales y supraestructuras protésicas diseñadas con aleaciones de distinta naturaleza* (Tesis posgrado). Universidad de Valencia, Valencia.
- Muñoz, F. (2007). *La completación de pozos petroleros en los campos Guanta y Lago agrio* (Tesis tecnológica). Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.
- NACE (2006). *SP0106 Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems*. NACE INTERNATIONAL.
- NACE (2016). *21413 Prediction of Internal Corrosion in Oilfield Systems from System Conditions*. NACE INTERNATIONAL.
- Renpu, W. (2011). *Oil and Gas Well Corrosion and Corrosion Prevention: Advanced Well Completion Engineering*. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-385868-9.00018-x>.
- Richardson, T. J. A., Cottis, B. R. A., Lindsay, R., Lyon, S., Scantlebury, D. J. D., Stott, H. & Graham, M. (2010). *Shreir's corrosion*. Editorial Elsevier Science.
- Shibaeva, T., Laurinavichyute, V., Tsirlina, G., Arsenkin, A. y Grigorovich, K. (2013). *The effect of microstructure and non-metallic inclusions on corrosion behavior of low carbon steel in chloride containing solutions*. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.1016/j.corsci.2013.11.038>.
- Yei, Z., Qiu, Z., Yi, R., Sui, P., Lin, X. y Li, K. (2019). *Effect of temperature on corrosion behaviour of N80 steel in CO₂ - saturated formation water*. Recuperado de <https://doi.org/10.1088/1757-899X/504/1/012040>.
- Zeng, Z, Lillard, R.S. y Cong, H. Effect of Salt Concentration on the Corrosion Behavior of Carbon Steel in CO₂. Corrosion June 2016. 805-823.

Apéndices

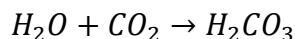
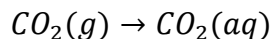
Apéndice A. Tabla de composición química según la norma API 5CT.

Grupo	Grado	Tipo	C		Mn		Mo		Cr		Ni	Cu	P	S	Si
			Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	H40	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	0,03	---
	J55	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	0,03	---
	K55	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	0,03	---
	N80	1	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	0,03	---
	N80	Q	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	0,03	---
2	M65	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	---	---
	L80	1	---	0,43 a	---	1,9	---	---	---	---	0,25	0,35	0,03	0,03	0,45
	L80	9Cr	---	0,15	0,3	0,6	0,9	1,1	8	10	0,5	0,25	0,02	0,01	1
	L80	13Cr	0,15	0,22	0,3	1	---	---	12	14	0,5	0,25	0,02	0,01	1
	C90	1	---	0,35	---	1,2	0,25 b	0,85	---	1,5	0,99	---	0,02	0,01	---
	C90	2	---	0,5	---	1,9	---	NL	---	NL	0,99	---	0,03	0,01	---
	C95	---	---	0,45 c	---	1,9	---	---	---	---	---	---	0,03	0,03	0,45
	T95	1	---	0,35	---	1,2	0,25 d	0,85	0,4	1,5	0,99	---	0,02	0,01	---
	T95	2	---	0,5	---	1,9	---	---	---	---	0,99	---	0,03	0,01	---
3	P110	e	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03 e	0,03 e	---
4	Q125	1	---	0,35	---	1,4	---	0,85	---	1,5	0,99	---	0,02	0,01	---
	Q125	2	---	0,35	---	1	---	NL	---	NL	0,99	---	0,02	0,02	---
	Q125	3	---	0,5	---	1,9	---	NL	---	NL	0,99	---	0,03	0,01	---
	Q125	4	---	0,5	---	1,9	---	NL	---	NL	0,99	---	0,03	0,02	---

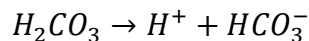
a The carbon content for L80 may be increased up to 0,50 % maximum if the product is oil-quenched.
b The molybdenum content for Grade C90 Type 1 has no minimum tolerance if the wall thickness is less than 17,78 mm.
c The carbon content for C95 may be increased up to 0,55 % maximum if the product is oil-quenched.
d The molybdenum content for T95 Type 1 may be decreased to 0,15 % minimum if the wall thickness is less than 17,78 mm.
e For EW Grade P110, the phosphorus content shall be 0,020 % maximum and the sulfur content 0,010 % maximum.
NL = no limit. Elements shown shall be reported in product analysis.

Apéndice B. Reacciones electroquímicas del ácido carbónico H₂CO₃.

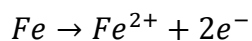
-Disolución de CO₂ y formación del ácido carbónico



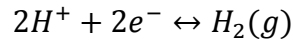
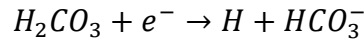
-Disociación del ácido carbónico



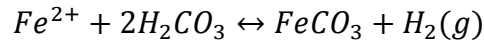
-Reacción anódica



-Reacciones catódicas



-Reacción global



Apéndice C. Dureza obtenida en las muestras de Acero API 5CT Grado N80.

Muestra	Medida 1	Medida 2	Medida 3	Medida 4	Medida 5	Medida 6	Promedio
Probetas Acople Dureza HRA							
Probeta 1	46	55	59	56	56	56	54,67
Probeta 2	57	57	57	57	57	57	57
Probeta 3	53	54	54	54	55	55	54,17
Probeta 4	52	52	52	52	52	52	52
Probeta 5	56	57	57	57	58	58	57,17
Promedio							55,002
Dureza Brinell*							185
Probetas Tubería Dureza HRC							
Probeta 1	40	44	40	34	37	37	38,67
Probeta 2	31	31	31	29	32	32	31
Probeta 3	32	33	33	32	33	34	32,83
Probeta 4	32	34	33	32	33	34	33
Probeta 5	30	31	31	32	32	32	31,33
Promedio							33,366
Dureza Brinell**							311

*Conversión según norma ASTM E140 tabla 2 Approximate Hardness Conversion Numbers for Non-Austenitic Steels (Rockwell B Hardness Range).

** Conversión según norma ASTM E140 tabla 3 Approximate Hardness Conversion Numbers for Non-Austenitic Steels (Rockwell C Hardness Range).

Apéndice D. Ecuación (6-23) del libro Ciencia e ingeniería de los materiales sexta edición.

$$Resistencia \ a \ la \ tensión \ (psi) = 500DB$$

$$Resistencia \ a \ la \ tensión \ promedio \ Acople \ (psi)^* = 500 * 185 = 92500 \ psi$$

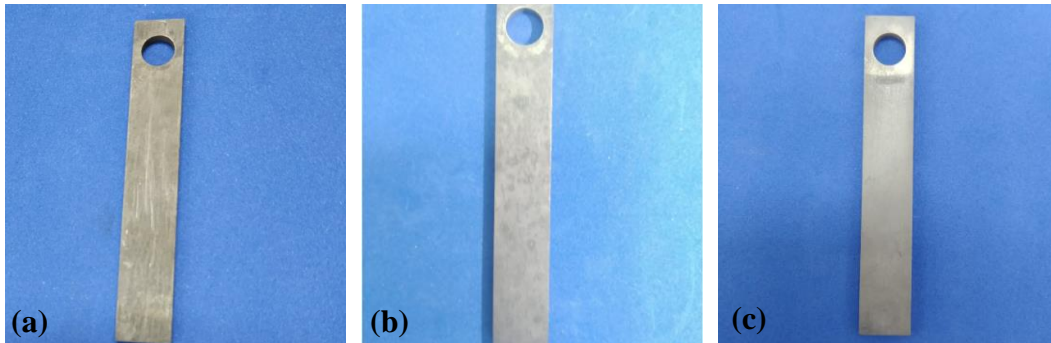
*calculo resistencia a la tensión para el acople.

$$Resistencia \ a \ la \ tensión \ promedio \ Tubería \ (psi)** = 500 * 311 = 155500 \ psi$$

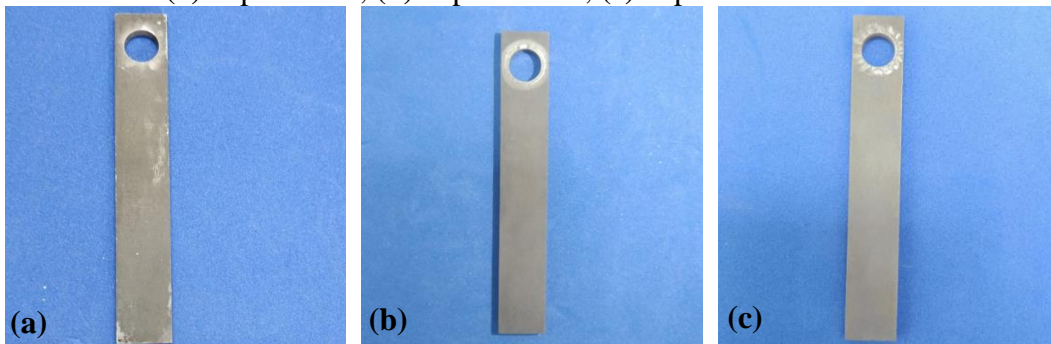
**calculo resistencia a la tensión para la tubería.

Apéndice E. Registro fotográfico cupones ensayos gravimétricos después de limpieza química.

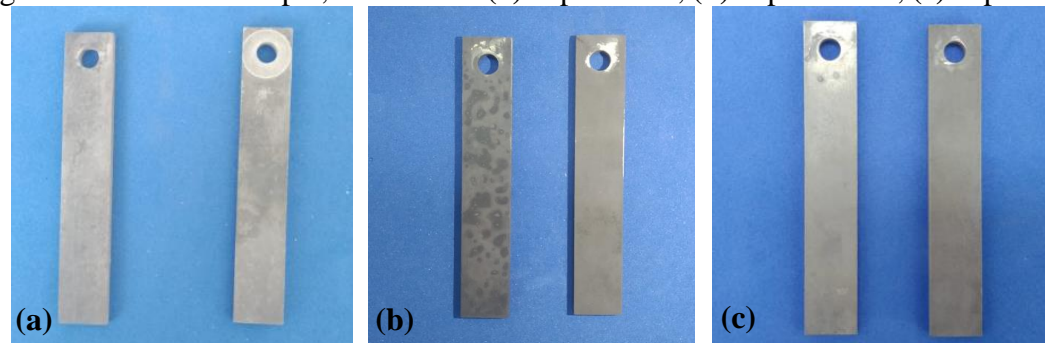
Tubería individual **(a)** cupón 1 día, **(b)** cupón 7 días, **(c)** cupón 14 días.



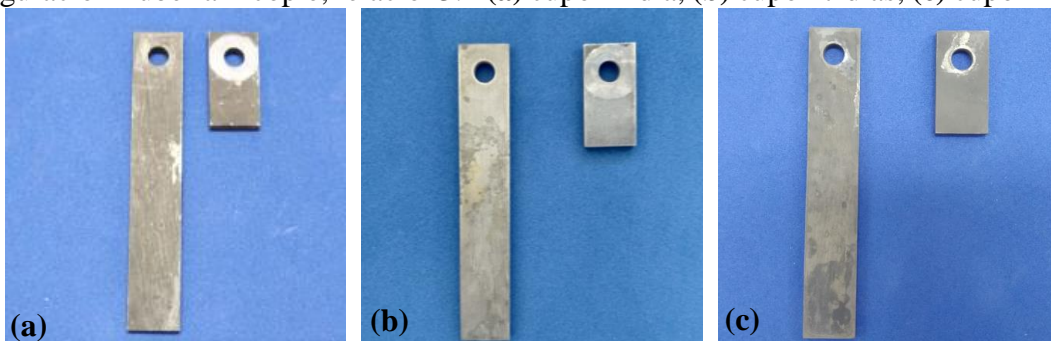
Acople individual **(a)** cupón 1 día, **(b)** cupón 7 días, **(c)** cupón 14 días.



Configuración Tubería-Acople, relación 1:1 **(a)** cupón 1 día, **(b)** cupón 7 días, **(c)** cupón 14 días.



Configuración Tubería-Acople, relación 3:1 **(a)** cupón 1 día, **(b)** cupón 7 días, **(c)** cupón 14 días.



Apéndice F. Tabla E.6: Tensile and hardness requirements de la norma API 5CT.

Group	Grade	Type	Total elongation under load %	Yield strength ksi		Tensile strength min. ksi	Hardness ^a max.		Specified wall thickness in	Allowable hardness variation ^b HRC
				min.	max.		HRC	HBW		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	H40	—	0.5	40	80	60	—	—	—	—
	J55	—	0.5	55	80	75	—	—	—	—
	K55	—	0.5	55	80	95	—	—	—	—
	N80	1	0.5	80	110	100	—	—	—	—
	N80	Q	0.5	80	110	100	—	—	—	—
2	M85	—	0.5	85	85	85	22	235	—	—
	L80	1	0.5	80	95	95	23	241	—	—
	L80	9Cr	0.5	80	95	95	23	241	—	—
	L80	13Cr	0.5	80	95	95	23	241	—	—
	C90	1, 2	0.5	90	105	100	25.4	255	≤ 0.500	3.0
	C90	1, 2	0.5	90	105	100	25.4	255	0.501 to 0.749	4.0
	C90	1, 2	0.5	90	105	100	25.4	255	0.750 to 0.999	5.0
	C90	1, 2	0.5	90	105	100	25.4	255	≥ 1.000	6.0
	C95	—	0.5	95	110	105	—	—	—	—
	T95	1, 2	0.5	95	110	105	25.4	255	≤ 0.500	3.0
	T95	1, 2	0.5	95	110	105	25.4	255	0.501 to 0.749	4.0
	T95	1, 2	0.5	95	110	105	25.4	255	0.750 to 0.999	5.0
	T95	1, 2	0.5	95	110	105	25.4	255	≥ 1.000	6.0
3	P110	—	0.6	110	140	125	—	—	—	—
4	Q125	—	0.65	125	150	135	b	—	≤ 0.500	3.0
	Q125	—	0.65	125	150	135	b	—	0.501 to 0.749	4.0
	Q125	—	0.65	125	150	135	b	—	≥ 0.750	5.0

^a In case of dispute, laboratory Rockwell C hardness testing shall be used as the referee method.
^b No hardness limits are specified, but the maximum variation is restricted as a manufacturing control in accordance with 7.8 and 7.9.

Apéndice G. Fórmula (2) de la norma ASTM G31.

$$corrosion\ rate = \frac{(K * W)}{(A * T * D)}$$

Donde,

K= 8.76×10^4 (mm/año)

T= tiempo de exposición (h)

A= área (cm²)

W= pérdida de masa (g)

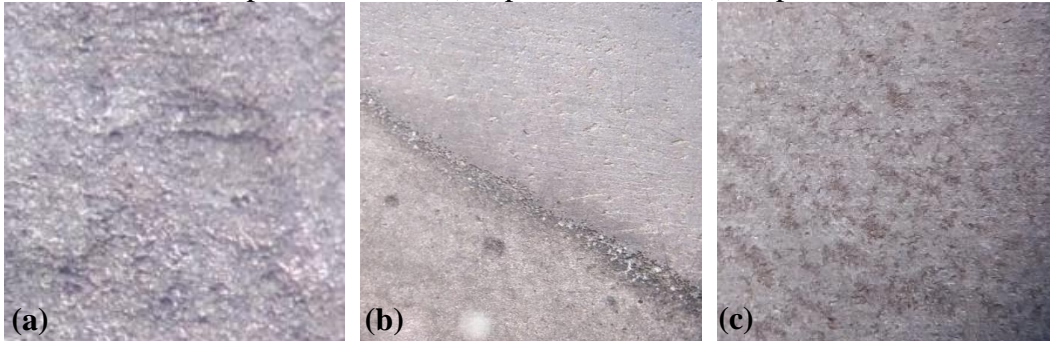
D= densidad (g/cm³)

$$corrosion\ rate^* = \frac{(8.76 \times 10^4 * 0.1946)}{(21.55 * 24 * 7.86)} = 4.1940\ mm/año$$

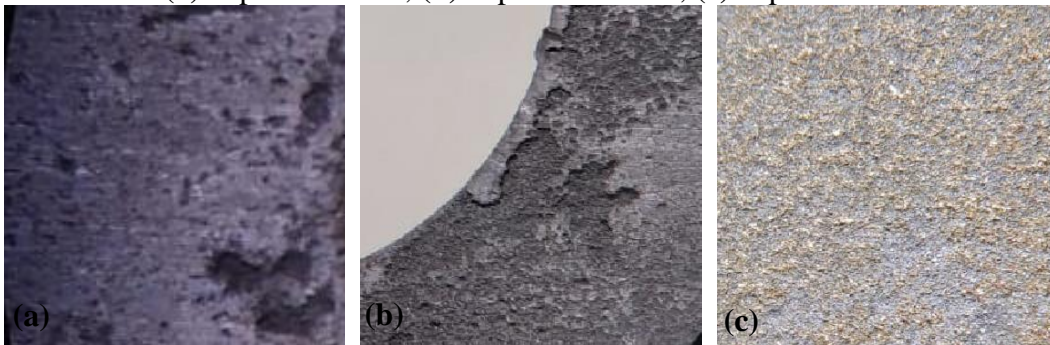
*calculo representativo de velocidad de corrosión para una tubería individual ensayada durante 1 día

Apéndice H. Morfología superficial cupones ensayos gravimétricos observados bajo estereoscopio binocular.

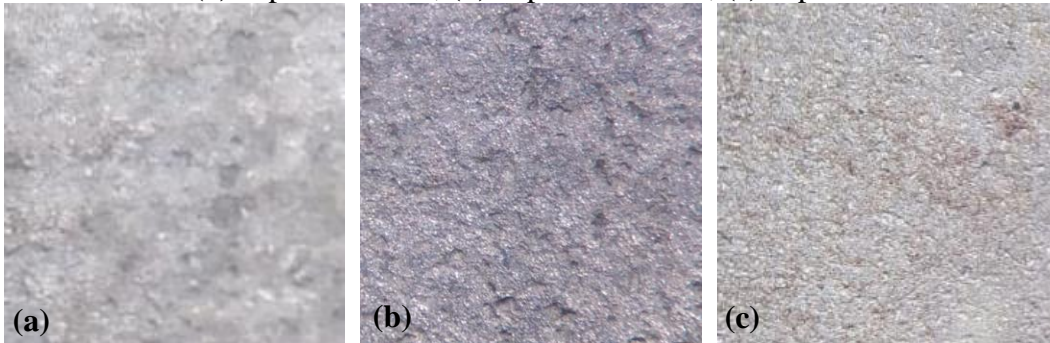
Tubería individual (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas.



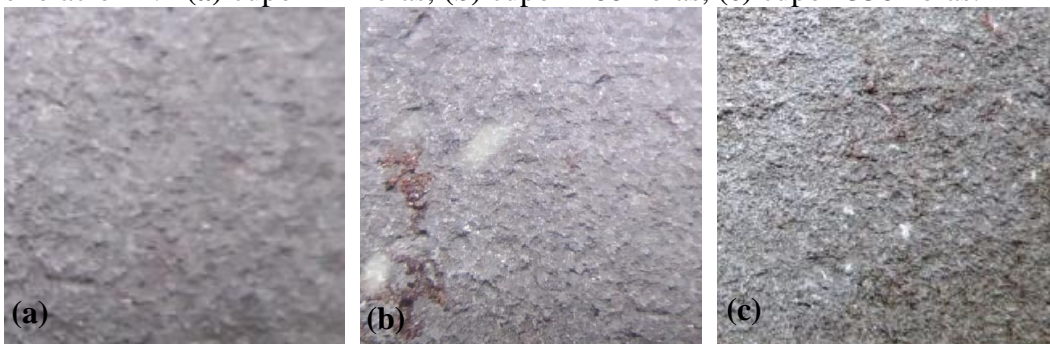
Acople individual (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas.



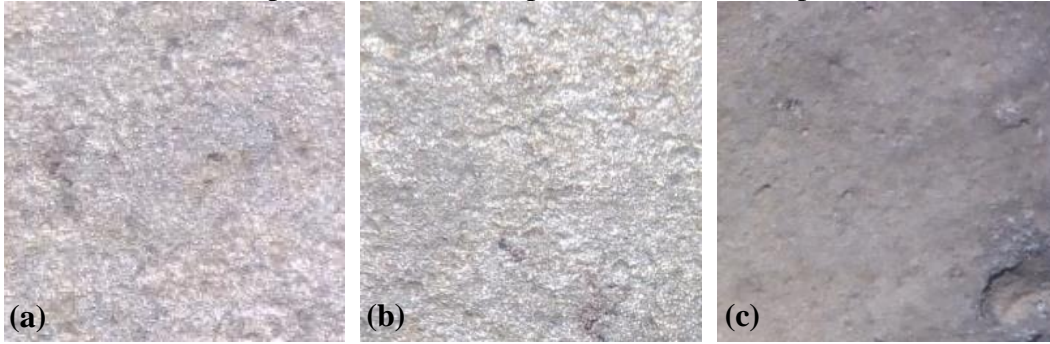
Tubería relación 1:1 (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas.



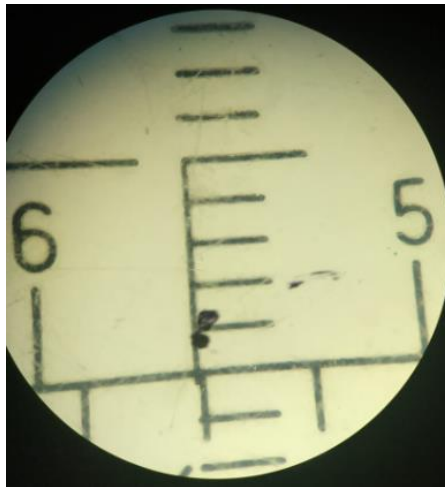
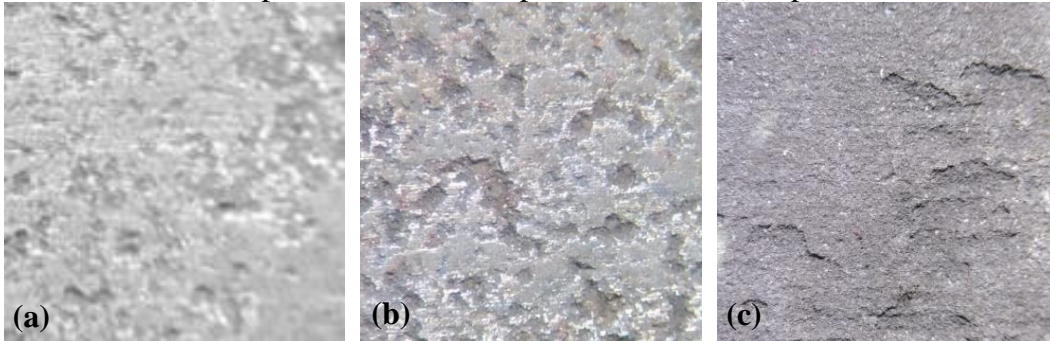
Acople relación 1:1 (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas.



Tubería relación 3:1 (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas.




Acople relación 3:1 (a) cupón 24 horas, (b) cupón 168 horas, (c) cupón 336 horas.



Escala referencia del estereoscopio - 20 aumentos

Apéndice I. Resultados ensayo DRX.

	LABORATORIO DE RAYOS X	Código: F-T-D-04
	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	
	INFORME DE RESULTADOS	Versión: 02

RESULTADOS OBTENIDOS
En la Tablas 1, se describen cada una de las fases cristalinas presentes en el espécimene seleccionado de la muestra con código interno 20003001. Estas fases fueron identificadas con la base de datos PDF-2 (2019) del <i>International Centre for Diffraction Data</i> (ICDD).

Código interno de laboratorio	Referencia cliente	Descripción o Clasificación Preliminar de la muestra
20003001	Óxidos 14 días 3:1	Óxidos 14 días 3:2

Muestra N°	20003001												
Tabla 1. Fases cristalinas identificadas con ayuda de la base de datos PDF-2 (2019) del <i>International Centre for Diffraction Data</i> (ICDD) en el espécimen seleccionado de la muestra con código interno 20003001.													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Cristalino</th> <th>PDF No.</th> <th>NOMBRE</th> <th>CUANTITATIVO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>01-083-1764</td> <td>Siderita</td> <td>49,6%</td> </tr> <tr> <td></td> <td>01-80-2673</td> <td>Siderita</td> <td>50,4%</td> </tr> </tbody> </table>	Cristalino	PDF No.	NOMBRE	CUANTITATIVO		01-083-1764	Siderita	49,6%		01-80-2673	Siderita	50,4%
Cristalino	PDF No.	NOMBRE	CUANTITATIVO										
	01-083-1764	Siderita	49,6%										
	01-80-2673	Siderita	50,4%										
Nota:	<ul style="list-style-type: none"> • Se observaron reflexiones adicionales con poca intensidad que no pudieron ser asignadas a alguna fase reportada en la base de datos PDF-2 (2019). • Para corroborar la presencia de las fases reportadas se debe realizar un análisis elemental. 												

OBSERVACIONES
Los resultados se relacionan únicamente a los especímenes de las muestras analizadas.
Para corroborar la presencia de las fases reportadas se debe realizar un análisis elemental.
Si desea expresar su percepción con respecto al presente servicio o ensayo, hágalo por medio del correo electrónico calidadrx@uis.edu.co o al PBX: (57-7) 6344000 extensión: 3512.
No se debe reproducir el informe de ensayo excepto en su totalidad, sin la aprobación escrita del laboratorio

Apéndice J. Velocidad de corrosión norma ASTM G59.

$$Corrosion\ rate = 3.27 * 10^{-3} \frac{i_{corr} EW}{D}$$

Donde,

i_{corr} = densidad de corriente ($\mu A/cm^2$)

EW = peso equivalente (g)

D = densidad (g/cm^3)

$$Corrosion\ rate^* = 3.27 * 10^{-3} \frac{99.2 \frac{\mu A}{cm^2} * 27.925\ g}{7.86 \frac{g}{cm^3}} = 1,15247\ mm/año$$

*calculo representativo de velocidad de corrosión para una tubería individual ensayada mediante pruebas electroquímicas (mm/año)