



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
QUÍMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

Departamento de Ingeniería en Metalurgia y Materiales

***“DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE
CORROSIÓN PARA EL ACERO API 5L X-70
TRADICIONAL EN MEDIOS DULCE (CO₂) Y
AMARGO (H₂S) MEDIANTE EL USO DE UN
ELECTRODO CILINDRICO ROTATORIO (ECR)”***

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERÍA EN METALURGÍA Y MATERIALES**

**PRESENTA
MAURICIO LÓPEZ GONZÁLEZ**

**DIRECTORES DE TESIS
DRA. MANUELA DÍAZ CRUZ
M. EN C. ARTURO CERVANTES TOBON**

MÉXICO, DF.

SEPTIEMBRE 2016



T-121-16

Ciudad de México, 16 de agosto del 2016.

Al C. Pasante:

MAURICIO LÓPEZ GONZÁLEZ

Boleta:

2011320849

Carrera:

IMM

Generación:

2011-2016

Mediante el presente se hace de su conocimiento que la Subdirección Académica a través de este Departamento autoriza que la C. **Dr. Manuela Díaz Cruz y el C. M. en C. Arturo Cervantes Tobón**, sean asesores en el tema que propone usted desarrollar como prueba escrita en la opción **Tesis Individual**, con el título y contenido siguiente:

“Determinación de la velocidad de corrosión para el acero API 5L X-70 tradicional en medios dulce (CO₂) y amargo (H₂S) mediante el uso de un electrodo cilíndrico rotatorio (ECR)”.

Resumen.

Introducción.

I.- Marco teórico.

II.- Metodología experimental.

III.- Resultados y discusión.

Conclusiones.

Referencias.

Se concede un plazo máximo de un año, a partir de esta fecha, para presentarlo a revisión por el Jurado asignado.

Dr. José Federico Chávez Alcalá
Presidente de la Academia de
Siderurgia y Fundición.

Dra. Manuela Díaz Cruz
Directora Interna de Tesis
Ced. Prof. 1635871

M. En C. Arturo Cervantes Tobón
Director Externo de Tesis
Ced. Prof. 5843544

Ing. César Rodríguez Guerrero
Jefe del Departamento de Evaluación y
Seguimiento Académico.

Ing. Víctor Manuel Feregrino Hernández
Subdirector Académico

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas
DEPARTAMENTO DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO ACADÉMICO



1936-2016
AÑOS IPN

T-121-16

Ciudad de México, a 12 de septiembre de 2016

Al C. Pasante:

MAURICIO LÓPEZ GONZÁLEZ
PRESENTE

Boleta:
2011320849

Carrera:
IMM

Generación:
2011-2016

Los suscritos tenemos el agrado de informar a usted, que habiendo procedido a revisar el borrador de la modalidad de titulación correspondiente denominado:

“Determinación de la velocidad de corrosión para el acero API 5L X-70 tradicional en medios dulce (CO₂) y amargo (H₂S) mediante el uso de un electrodo cilíndrico rotatorio (ECR)”.

encontramos que el citado Trabajo de **Tesis Individual**, reúne los requisitos para autorizar el Examen Profesional y **PROCEDER A SU IMPRESIÓN** según el caso, debiendo tomar en consideración las indicaciones y correcciones que al respecto se le hicieron.

Dr. José Federico Chávez Alcalá
Presidente

Atentamente
JURADO

Dra. Manuela Díaz Cruz
Secretaria

Dr. Román Cabrera Sierra
1er. Vocal

Dra. Araceli Ezeta Mejía
2do. Vocal

M. en C. Arturo Cervantes Tobón
3er. Vocal

c.c.p.- Expediente
CRG/rcr

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres por el apoyo tanto en mi trayectoria escolar como en la vida, ya que me han brindado su apoyo de manera incondicional en etapas difíciles de mi vida, ellos confiaron en mí y siempre me empujaron a conseguir mis metas.

Agradezco a mi familia en general por ser un ejemplo de trabajo y perseverancia, cada uno de ellos me brindaron una buena lección a lo largo de mi vida.

A mis asesores de tesis, Dra. Manuela Díaz Cruz y al M. en C. Arturo Cervantes Tobón, quienes me dieron la oportunidad de ser integrante de este equipo de trabajo, así como el aconsejarme y acompañarme en parte tan importante de esta etapa escolar, confiar y siempre exigir lo mejor de mí para poder concluir este trabajo de manera satisfactoria.

A todas las personas que influyeron en vida de forma positiva.

“La técnica al servicio de la patria”

DEDICATORIAS

A mis padres

Maurilio López Hernández y Antonia González Olivares

Mis hermanos

Julián Gustavo López González

José Antonio López González

Mi sobrino

Alan Fernando López Martínez

A Quién quiero mucho ya que se convirtió en la alegría de mi hogar.

A mis asesores de tesis

Dra. Manuela Díaz Cruz y M. en C. Arturo Cervantes Tobón

INDICE

LISTA DE FIGURAS	I
LISTA DE TABLAS	V
RESUMEN	VII
INTRODUCCION	VIII

CAPITULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1	Generalidades	1
1.2	Patrones de flujo	2
1.3	1.3. Tipo de flujo	2
1.4	Corrosión electroquímica	3
1.5	Principales tipos de corrosión en líneas de conducción de hidrocarburos	4
1.5.1	Agrietamiento inducido por el medio	4
1.5.2	Corrosión en cavidades	5
1.5.3	Corrosión asistida por el flujo del fluido	5
1.5.4	Corrosión por picadura	5
1.5.5	Corrosión uniforme	5
1.5.6	Fragilización por hidrógeno	5
1.6	T Resistencia de polarización	6
1.7	Variables en la experimentación	7
1.8	El CO ₂ y la corrosión del acero al carbono	7
1.9	Corrosión por H ₂ S	8
1.10	Avances en la corrosión interior de	9
1.11	El electrodo de cilindro rotatorio	10
1.12	Aplicaciones del acero API 5L X-70 para la fabricación de tubería de transporte de hidrocarburos	10
1.13	Aceros API 5L empleados en la industria petroquímica	11
1.13.1	1Componentes de acero grado API 5L	13

CAPITULO 2

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.1	Materia y Equipo	16
2.2	Metodología de desarrollo de la experimentación	17
2.3	Caracterización de los productos de corrosión	22
2.3.1	Caracterización de productos de corrosión por Microscopia Electrónica de Barrido (MEB)	22
2.3.2	Caracterización de los productos de corrosión por Difracción de Rayos-X (DRX)	23
2..4	Limpieza para remover los productos de corrosión	23

CAPITULO

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1	Composición química del acero estudiado	24
3.2	Metalografía del acero API 5L X-70T	25
3.3	Cuantificación de fases y tamaño de grano del acero estudiado	25
3.4	Velocidad de corrosión en función de la velocidad de rotación	26
3.5	Análisis de los productos de corrosión a nivel macroscópico	28
3.6	Caracterización de productos de corrosión por Microscopia Electrónica de Barrido (MEB)	30
3.6.1	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C	31
3.6.2	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C	31
3.6-3	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C	32
3.6.4	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C	32
3.7.	Mapeo y microanálisis por EDS de los productos de corrosión	33
3.7.1	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C	33
3.7.2	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C	36
3.7.3	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C	38
3.7.4	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C	40
3.8.	Clasificación de los productos de corrosión	42

3.8.1	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H2S a 30°C	42
3.8.2	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H2S a 60°C	43
3.8.3	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO2 a 30°C	43
3.8.4	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO2 a 60°C	44
3.9	Caracterización de los productos de corrosión por Difracción de Rayos-X (DRX)	44
3.9.1	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H2S a 30°C	44
3.9.2	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H2S a 60°C	45
3.9.3	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO2 a 30°C	46
3.9.4	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO2 a 60°C	47
3.10.	Análisis del daño superficial del acero API 5L X-70T	48
3.10.1	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H2S a 30°C	48
3.10.2	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H2S a 60°C	50
3.10.3	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO2 a 30°C	52
3.10.4	Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO2 a 60°C	54
CONCLUSIONES		56
BILBIOGRAFIA		59
APÉNDICE A		61
APÉNDICE B		63
APÉNDICE C		64

LISTA DE FIGURAS

		Pagina
Figura 2.1	Procedimiento experimental de manera esquemática	15
Figura 2.2	(a) Potenciostato marca PRINCETON APPLIED RESEARCH y computadora, (b) Unidad de control de velocidad marca PRINCETON APPLIED RESEARCH modelo 636A.	17
Figura 2.3	Dimensiones de las probetas cilíndricas empleada para realizar las pruebas electroquímicas.	18
Figura 2.4	Celda electroilítica tipo reactor.	20
Figura 2.5	(a) Microscopio electrónico de barrido (MEB) marca JEOL JSM 6300 y (b) Difractómetro de Rayos X (DRX) marca D8 Focus Bruker.	22
Figura 3.1	Micrografías del acero API 5L X-70T, a) sección longitudinal y b) sección transversal.	25
Figura 3.2	Comparativa de velocidad de corrosión, para 1 bar de H ₂ S a 30 y 60°C.	26
Figura 3.3	Comparativa de velocidad de corrosión, para 1 bar de CO ₂ a 30 y 60°C.	27
Figura 3.4	Productos de corrosión formados en la probeta a un bar de H ₂ S a 30°C.	28
Figura 3.5	Productos de corrosión formados en la probeta a un bar de H ₂ S a 60°C.	29
Figura 3.6	Productos de corrosión formados en el acero a un bar de CO ₂ a 30°C.	29
Figura 3.7	Productos de corrosión formados en el acero a un bar de CO ₂ a 60°C.	30
Figura 3.8	Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno a un bar de H ₂ S a 30 °C, (a) 25X y (b) 100X.	31

Figura 3.9	Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + n10% Keroseno a un bar de H ₂ S a 60 °C, (a) 25X y (b) 100X.	31
Figura 3.10	Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + n10% Keroseno a un bar de CO ₂ a 30 °C, (a) 25X y (b) 100X.	32
Figura 3.11	Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + n10% Keroseno a un bar de CO ₂ a 60 °C, (a) 25X y (b) 100X.	32
Figura 3.12	Mapeo de los elementos C, O, Na, S, y Fe de la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C.	34
Figura 3.13	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C.	34
Figura 3.14	Mapeo de los elementos C, O, Na, S, Mg, Ca, Si y Fe de la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C.	37
Figura 3.15	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C.	37
Figura 3.16	Mapeo de los elementos Ca, C, O, Fe, Mn, Cu, Cl, y Mg de la probeta expuesta a un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C.	39
Figura 3.17	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C.	39
Figura 3.18	Mapeo de los elementos Si, C, O, y Fe de la probeta expuesta a un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C.	41
Figura 3.19	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C.	41
Figura 3.20	Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de H ₂ S a una temperatura de 60 °C (5000X).	42

Figura 3.21	Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de H ₂ S a una temperatura de 60 °C, (a) (3000X) y (b) (5000X).	43
Figura 3.22	Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de CO ₂ a una temperatura de 30 °C, (a) (3000X) y (b) (600X).	43
Figura 3.23	Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de CO ₂ a una temperatura de 60 °C, a (3000X).	44
Figura 3.24	Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C.	45
Figura 3.25	Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C.	46
Figura 3.26	Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C.	47
Figura 3.27	Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C.	48
Figura 3.28	Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).	50
Figura 3.29	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ O a 30°C.	51
Figura 3.30	Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).	52
Figura 3.31	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ O a 60°C.	53

Figura 3.32	Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).	54
Figura 3.33	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C.	55
Figura 3.34	Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).	56
Figura 3.35	Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C.	57

LISTA DE TABLAS

		Página
Tabla 1.1	Requerimientos de tensión uniaxial para PSL 1.	12
Tabla 1.2	Requerimientos químicos para PSL 1 en % peso.	14
Tabla 2.1	Materiales y Equipos utilizados.	16
Tabla 2.2	Composición química de la salmuera.	19
Tabla 2.3	Condiciones experimentales.	21
Tabla 2.4	Cantidad de reactivos para generar el medio.	21
Tabla 2.5	Condiciones de operación de MEB.	22
Tabla 2.6	Condiciones de operación de DR-X.	23
Tabla 3.1	Composición química del acero API 5L X-70T.	24
Tabla 3.2	Fases presentes del acero empleado en la sección transversal.	25
Tabla 3.3	Fases presentes del acero empleado en la sección longitudinal.	26
Tabla 3.4	Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C.	33
Tabla 3.5	Elementos del punto uno, dos y tres de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C.	35
Tabla 3.6	Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C.	36
Tabla 3.7	Elementos del punto uno, dos y tres de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C	38
Tabla 3.8	Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°.	38

Tabla 3.9	Elementos del punto uno, dos y tres de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C.	40
Tabla 3.10	Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C.	40
Tabla 3.11	Elementos del punto uno, y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C.	42
Tabla 3.12	Análisis comparativo de los productos de corrosión formados en el acero API 5L X70T a las diferentes condiciones experimentales.	49
Tabla 3.13	Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 30°C después de la limpieza de la superficie.	51
Tabla 3.14	Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H ₂ S a 60°C después de la limpieza de la superficie.	53
Tabla 3.15	Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 30°C después de la limpieza de la superficie.	55
Tabla 3.16	Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO ₂ a 60°C después de la limpieza de la superficie.	57

RESUMEN

La corrosión en las líneas de transporte de hidrocarburos es uno de los problemas de mayor importancia en la industria petroquímica, produciendo un derrame económico en la reparación de estas líneas. En términos económicos se estima que aproximadamente el 5% del PIB de un país industrializado se gasta de forma directa e indirecta en prevenir y corregir problemas relacionados con la corrosión metálica.

La corrosión asistida por flujo (FAC) es uno de los fenómenos que tiene mayor impacto sobre las fallas en líneas de transporte y es por ello el gran interés en su estudio. Este tipo de corrosión se ve influenciada por la acción de gases tales como el H₂S (amargo) y el CO₂ (dulce) presentes de manera natural en los yacimientos de extracción y por ende también presentes en las tuberías de transporte.

La presente investigación está enfocada al estudio de la corrosión asistida por flujo (FAC) en un acero API 5L X-70T en un medio amargo y dulce a 1 bar a 30° y 60° C, mediante el uso de un electrodo cilíndrico rotatorio (ECR). Esto para evaluar a nivel escala (laboratorio) la velocidad de corrosión que se presenta dentro de una tubería en condiciones de operación, la velocidad de corrosión se evalúa empleando probetas cilíndricas expuestas a diferentes condiciones experimentales, mediante la técnica electroquímica de resistencia a la polarización (Rp).

De los resultados se observa que el acero API 5L X-70T a las condiciones experimentales de un bar de CO₂ y 60°C presenta la menor velocidad de corrosión. Esto se debe a la formación de una a capa más protectora de productos de corrosión constituida por carbonatos y óxidos. La caracterización de los productos de corrosión se lleva a cabo mediante las técnicas de Microscopia Electrónica de Barrido (MEB) y Difracción de Rayos X (DRX).

INTRODUCCIÓN

La tubería empleada en el transporte de hidrocarburos debe soportar la corrosión ocasionada por los mismos, así como las condiciones de operación en campo tales como la presión, velocidad de flujo y temperatura, entre otras. La corrosión interior de los ductos es un problema de gran importancia para la industria petrolera, ya que esta se manifiesta como un adelgazamiento en el espesor interno de la tubería lo que conlleva a una falla como consecuencia.

Al tipo de corrosión ocasionada por el fluido y sus altas velocidades de operación, se conoce como corrosión asistida por flujo (FAC), el cual es uno de los problemas que comúnmente se presenta en la industria petroquímica. La FAC es uno de los factores que favorece la velocidad de corrosión, ya que es la causante del deterioro de la capa protectora interna de la tubería, dejando el espacio para que gases como el CO_2 y el H_2S promuevan un incremento de la velocidad de corrosión ^[1].

La corrosión que se origina en el interior de los ductos de transporte de hidrocarburos, donde el bióxido de carbono está presente (corrosión dulce), debido a que cuando el CO_2 se disuelve en agua, el ácido carbónico (H_2CO_3) que se forma por la hidratación del CO_2 , puede ser altamente corrosivo ^[2].

Comprender el proceso de corrosión que sucede en la interface de una superficie metálica en contacto con un medio acuoso que contenga CO_2 disuelto y bajo diversos parámetros tales como temperatura, presión, relación agua – hidrocarburo, pH, composición química del medio, presencia de productos de corrosión (FeCO_3) sobre la superficie del metal es de gran importancia para asegurar un periodo de vida útil de los ductos de transporte ^[3].

Por otro lado, para un medio que contiene H_2S (corrosión amarga), resulta ser un gas muy soluble en agua y se comporta como un ácido débil, este se disocia en H^+ y HS^- , los cuales en combinación son capaces de capturar el hierro disuelto en el ánodo y formar sulfuro de hierro (FeS) en forma coloidal y adherente al metal. El H_2S es un gas que se disocia tres veces más rápido que el CO_2 , por ende, el ácido producido por esta disociación es aproximadamente tres veces más débil que el H_2CO_3 ^[4].

El efecto que puede tener la microestructura en la corrosión por CO_2 para los aceros, se ha propuesto como la existencia de pares galvánicos entre la ferrita y la perlita, siendo esta última la estructura más catódica, debido a la presencia de Fe_3C . La

disolución de la ferrita hace que se incremente el área catódica al exponer la perlita circundante. También se considera que en la estructura de la perlita, ocurre inicialmente la disolución de la ferrita, y los espacios entre láminas de cementita se saturan en iones Fe^{2+} , teniendo lugar la precipitación de FeCO_3 [5]. De esta manera la formación de carbonato de hierro en la superficie del metal se inicia sobre la perlita, sirviendo de anclaje para los productos de corrosión.

Por lo anterior el objetivo de la presente investigación es determinar la velocidad de corrosión para el acero API 5L X-70T expuesto a un medio corrosivo que contiene salmuera + 10% de keroseno a un bar de CO_2 y un bar de H_2S de manera independiente a temperaturas de 30 y 60°C. Para dicho efectos se hace uso de un electrodo cilíndrico rotatorio (ECR) en un intervalo de velocidad de rotación de 0-6500 rpm. Los productos de corrosión son caracterizados mediante microscopia electrónica de barrido (MEB) y difracción de rayos X (DRX).

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 GENERALIDADES

La corrosión es un fenómeno electroquímico que disminuye la integridad física de las líneas y equipos que transportan o almacenan hidrocarburos, produciendo una reducción del espesor debido a que el metal reacciona con el oxígeno (O_2), hidrógeno (H_2), agua (H_2O), bióxido de carbono (CO_2), cloruros (Cl^-) y ácido sulfhídrico (H_2S) contenidos en el fluido, aunado al régimen de flujo, los cuales favorecen a la corrosión interna [6].

La corrosión interior de ductos, donde el bióxido de carbono está presente (comúnmente denominada “corrosión dulce”), debido a que cuando el CO_2 se disuelve en agua, el ácido carbónico (H_2CO_3) que se forma por hidratación del CO_2 , puede ser altamente corrosivo.

Este proceso de corrosión depende de diversos parámetros tales como temperatura, presión, relación agua– hidrocarburo, pH, composición química del medio, presencia de productos de corrosión ($FeCO_3$) [7], entre otros.

Por otro lado, el flujo turbulento incrementa el transporte de masa de las especies corrosivas desde el seno del medio agresivo hacia la superficie del metal; así mismo, puede ocasionar la remoción de productos de corrosión o de películas de inhibidor [7]. Desde el punto de vista teórico, el análisis y predicción del flujo turbulento es complejo, debido a su naturaleza aleatoria [8].

1.2 Patrones de flujo.

El patrón de flujo es la “forma” que adopta el fluido al estar fluyendo, estas formas se clasifican en 7 principales patrones de flujo [9]:

1) Flujo con burbujas: existen burbujas de gases dispersas en el líquido, las cuales se mueven casi a la misma velocidad de éste. Este patrón de flujo se presenta para velocidades superficiales de líquido entre 2 y 5 m/s.

2) Flujo tapón: se presentan tapones alternados de líquido y de gas. El gas se mueve en la parte superior de la tubería. Se da a velocidades superficiales de líquidos menores a 0.8 m/s y velocidades de gases menores a 1 m/s.

3) Flujo estratificado: en este caso el líquido fluye en la parte inferior de la tubería y el gas en la parte superior, produciéndose una interfase gas-líquido. Se lleva a cabo cuando la velocidad del líquido es menor a 0.15 m/s y la velocidad del gas fluctúa entre 0.5 y 3 m/s.

4) Flujo ondulado: es similar al estratificado, sólo que en este caso hay ondas viajando en la dirección del flujo. Se da cuando la velocidad del líquido es menor a 0.3 m/s y la velocidad del gas mayor de 4 m/s.

5) Flujo intermitente: predomina una mayor velocidad del gas, las ondas se elevan periódicamente hasta tocar la parte superior de la tubería formando espuma.

6) Flujo anular: el líquido fluye formando una película alrededor del tubo, con gas en el centro. Ocurre a velocidades superficiales de gas superiores a 6 m/s.

7) Flujo niebla: La mayor parte del líquido fluye disperso en forma de niebla.

1.3. Tipo de flujo.

El tipo de flujo puede determinarse mediante el cálculo de un número adimensional, el número de Reynolds, que relaciona las variables más importantes que describen un flujo tales como: la velocidad, longitud de la trayectoria del flujo y la densidad así como la viscosidad del fluido. El cuál se muestra en la Ecuación (1) [9]:

$$Re = \frac{\rho V_{prom} \phi_{int}}{\mu} \quad (1)$$

Donde;

Re	número de Reynolds (adimensional)
ρ	densidad del fluido (Kg/m ³)
μ	viscosidad del fluido (Pa·s)
\varnothing_{int}	diámetro interno del dispositivo de transporte (m.)
V_{Prom}	velocidad promedio del fluido en el dispositivo de transporte (m/s)

Para aplicaciones prácticas en flujo de fluidos, el tipo de flujo que se tiene en un momento dado en un sistema se clasifica de la siguiente manera [5]:

Re menor a 2000	flujo laminar.
Re entre 2000 y 4000	flujo transitorio.
Re mayor a 4000	flujo turbulento.

1.4 Corrosión electroquímica

La corrosión electroquímica es la forma más común de deterioro de los metales. Este fenómeno se presenta cuando se produce el contacto de un metal con un medio acuoso conductor que contiene agentes oxidantes [10]. Este proceso se caracteriza porque el metal se corroe, a su vez se comporta como microcelda [6], es decir, sobre distintos puntos de la superficie metálica ocurren simultáneamente las dos semi-reacciones en que puede dividirse la reacción redox global. A estas dos reacciones se les asignan nombres de proceso anódico, para la oxidación del metal, y proceso catódico, para la reducción del agente oxidante presente en el medio corrosivo.

Los fenómenos de corrosión implican reacciones redox que ocurren en la interfase metal/electrolito, seguidos de movimiento de cargas eléctricas. De esta manera, el estudio de los fenómenos de corrosión puede abordarse mediante técnicas electroquímicas que permiten evaluar los parámetros eléctricos asociados a los procesos de transporte de cargas.

La mayor parte de los métodos electroquímicos para el estudio de la corrosión están basados en la perturbación controlada de una de las dos variables eléctricas fundamentales, voltaje o corriente, y la medición de la otra variable como consecuencia de la alteración introducida al sistema. El comportamiento de la respuesta en el tiempo depende, por una parte, de las características de la señal de perturbación, y por otra de las características eléctricas del sistema. Haciendo uso de estos métodos es posible estimar la velocidad de corrosión y, además, extraer información adicional sobre las características del sistema difíciles de obtener mediante otras técnicas experimentales [11].

Dentro de estas técnicas, las más empleadas son la de polarización lineal (PL), resistencia de polarización (RP), voltametría cíclica (VC), e impedancia electroquímica (IE).

1.5 Principales tipos de corrosión en líneas de conducción de hidrocarburos.

Los procesos de corrosión pueden ser clasificados según la forma en que se desarrollan. La corrosión es un fenómeno que puede manifestarse de distintas formas y las más comunes en ductos de transporte de hidrocarburos son las que se mencionan a continuación: ^[10]

1. Agrietamiento Inducido por el Medio
2. Corrosión en Cavidades
3. Corrosión asistida por flujo
4. Corrosión por Picadura
5. Corrosión Uniforme
6. Fragilización por Hidrógeno

1.5.1 Agrietamiento inducido por el medio.

La fractura frágil de una aleación dúctil en presencia de un ambiente que causa una mínima corrosión uniforme, se define como la fractura inducida por el medio (FIM). Tres tipos de fallas, distintas pero relacionadas, están incluidos en la FIM: fractura por corrosión y esfuerzos (SCC), fractura por fatiga con corrosión (CFC) y la fractura inducida por hidrógeno (HIC).

La fractura por corrosión y esfuerzos ocurre en aleaciones sometidas a un esfuerzo tensil estático en presencia de condiciones ambientales corrosivas. Los metales puros son comparativamente más resistentes a la fractura por corrosión y esfuerzos que las aleaciones.

La fractura por fatiga con corrosión ocurre bajo esfuerzos cíclicos en un ambiente corrosivo. La susceptibilidad y la velocidad de fatiga se incrementan con la corrosividad del medio. Las aleaciones y los metales puros son más susceptibles y no se requiere de un ambiente específico.

La corrosión inducida por hidrógeno es causada por la difusión del hidrógeno dentro de la red cristalina de la aleación, cuando ocurre la reacción de evolución de hidrógeno.

1.5.2 Corrosión en cavidades.

La corrosión de un material usualmente es mayor en el pequeño volumen de una cavidad, creada ya sea por un ensamble con otro material o por una grieta. El segundo material puede ser parte de un sujetador (tornillo o remache) del mismo o diferente material, un depósito de lodo, arena u otro sólido insoluble, o de un empaque no metálico. La corrosión en cavidades parece ser la forma de corrosión más común en uniones metal – metal. Los depósitos de corrosión y la corrosión en juntas son términos usados cuando materiales no metálicos forman una cavidad sobre la superficie del metal. La corrosión dentro de una cavidad puede causarse por exposición a la atmósfera con retención de agua, mientras que la superficie externa puede drenarse y secarse.

1.5.3 Corrosión asistida por el flujo del fluido.

La corrosión asistida por el flujo en ductos de conducción de hidrocarburos se define como el desgaste que produce el fluido dentro del ducto; favorecida por las altas velocidades del mismo.

1.5.4 Corrosión por picadura.

El ataque en superficies resistentes a la corrosión uniforme produce corrosión por picaduras. La picadura puede ser profunda, superficial o agrupada. Los aceros inoxidables y las aleaciones de níquel-cromo, dependen de una película pasiva para resistir la corrosión y son especialmente susceptibles a las picaduras por un rompimiento local de la película en sitios específicos. Típicamente la picadura comparte el mismo mecanismo que la corrosión por cavidades, aunque la picadura es una cavidad auto-acelerada que restringe el transporte de especies entre la solución y el medio en la cavidad, proveyendo su propio agente corrosivo.

1.5.5 Corrosión uniforme.

La corrosión uniforme es la forma más benigna de la corrosión en el cual el ataque se extiende en forma homogénea sobre toda la superficie metálica, es la típica

corrosión que presentan las líneas terrestres donde el medio ambiente es el causante de la corrosión en la superficie externa de los ductos, y su penetración media es igual en todos los puntos. Un ataque de este tipo permite calcular fácilmente la vida útil de los materiales expuestos a él.

1.5.6 Fragilización por hidrógeno.

El hidrógeno puede entrar fácilmente al acero y disminuir fuertemente su ductilidad, esto a su vez disminuye la tenacidad del material.

La reacción electroquímica de formación de hidrógeno durante la corrosión del acero comprende cuatro etapas:

Etapas 1 —————> Absorción.

Etapas 2 —————> Formación de H⁺ Atómico.

Etapas 3 —————> Formación de H₂ Molecular.

Etapas 4 —————> Formación de H₂ Gas.

En el transporte de hidrocarburos se pueden tener hidrocarburos amargos, conteniendo principalmente H₂S, el cual promueve la entrada o absorción de hidrógeno al acero en presencia de H₂O, debido a que el H₂S se opone a la etapa tres de la reacción del hidrógeno.

Fe⁰ —————> Fe²⁺ + 2e⁻ Reacción anódica.

2H⁺ + 2e⁻ —————> H₂ Reacción catódica.

Fe⁰ + 2H⁺ —————> Fe²⁺ + H₂ Reacción Total.

1.6 Resistencia de polarización

En el año 1957 Stern y Geary ^[12] formalizaron el método, desde entonces la técnica de la resistencia de polarización ha sido la que más ha contribuido al avance del estudio de la corrosión. Estos autores propusieron la denominada ecuación de Stern-Geary, en la que se establece una correlación entre la resistencia de polarización (R_p) y la velocidad de corrosión,

$$R_p = B/i_{corr} \quad (2)$$

Donde i_{corr} es la densidad de corriente de corrosión y B está relacionada con las pendientes anódicas (β_a) y catódica (β_c) de Tafel del sistema, a través de la expresión:

$$B = \frac{\beta_a \beta_c}{2.303(\beta_a + \beta_c)} \quad (3)$$

Debido a la gran cantidad de estudios que se han realizado aplicando este método, existen estándares internacionales que se desarrollaron con el fin de facilitar su aplicación, como es el caso del estándar de la ASTM G3-89 (Standard practice for conventions applicable to electrochemical measurements in corrosion testing) ^[13].

1.7 Variables en la experimentación

- Temperatura: Un cambio de temperatura afecta directa o indirectamente a la corrosión de un metal. Un incremento de la temperatura aumenta la velocidad de las reacciones electroquímicas pero, al mismo tiempo, se acelera la evaporación de la humedad depositada sobre el metal, descendiendo la concentración de oxígeno y otros gases corrosivos disueltos en ella e incluso pueden producirse cambios en las propiedades protectoras de las capas de productos de corrosión. ^[14]
- Flujo: un incremento en la velocidad del fluido aumenta la velocidad de corrosión, ya que se presenta una mayor fluidez del electrolito evitando así el consumo de iones en partes localizadas y así llevar la mayor cantidad de electrolito rico en iones a la superficie metálica. Por otro lado, también se ve afectada la velocidad de corrosión por la remoción de capas protectoras de poca adherencia, de manera General se puede concluir lo siguiente^[7]:

En sistemas con bajas velocidades de flujo, la velocidad de corrosión tiende a ser menor en comparación a altas velocidades de flujos, sin embargo a baja velocidad hay mayor probabilidad de encontrar corrosión por picadura. Los flujos a altas velocidades propician el incremento de velocidades de corrosión al provocar sólidos suspendidos que puede llevar a la remoción de capas protectoras estables y adherentes pero no resistentes a condiciones de abrasión por efecto del flujo.

1.8 El CO₂ y la corrosión del acero al carbono

Cuando el bióxido de carbono (CO₂) se disuelve en agua se genera un ácido débil, el pH de la solución disminuye y la corrosividad de la solución formada aumenta. Se ha determinado que a un mismo valor de pH, una solución acuosa que contiene CO₂ disuelto puede ser más corrosiva que una solución de algún ácido fuerte. ^[15]. Este comportamiento indica que el pH no puede ser considerado como el único parámetro para determinar la corrosividad de un ácido débil en solución.

Estudios de laboratorio han determinado correlaciones entre la velocidad de corrosión del acero al carbono, la temperatura y la presión parcial del CO₂ en medios acuosos. La corrosión del acero al carbono en estos medios de carbonato de hierro sólido (FeCO₃), el cual precipita sobre la superficie del metal formando una película de productos de corrosión. Sin embargo, no es protectora y el ataque corrosivo del metal prosigue. Esta situación puede generar una morfología de ataque corrosivo similar a la que tiene lugar con la formación de picaduras sobre la superficie del acero, típicamente asociada a CO₂ ^[16]. De manera adicional, se ha observado que su corrosividad aumenta si el medio se encuentra en movimiento.

1.9 Corrosión por H₂S

Una de las corrosiones que más afecta a la industria petrolera por su alta concentración y existencia en los yacimientos petroleros es la corrosión por H₂S, debido a que tiene un efecto nocivo para la salud en altas concentraciones, al estar en contacto constante con las tuberías de producción ^[17]. De igual manera, es soluble en hidrocarburos y agua; y se va a separar en estos dependiendo de la presión, temperatura y pH locales.

Existen cuatro mecanismos de formación de H₂S:

1. Reducción de los sulfatos del agua o del azufre por acción microbiana.
2. Reducción termoquímica de los sulfatos o azufre provocada por hidrocarburos.

3. Hidrolisis térmica de sulfuros inorgánicos.
4. Desorción de H₂S a partir de sedimentos.

Mecanismos de la corrosión por H₂S

La corrosión por sulfuro puede tomar varias formas:

- Ataque de picadura por depositación de sulfuros solidos
- Ataque de picadura en áreas de rompimiento de películas de sulfuro formadas en la superficie de la tubería.
- Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (SSC)
- Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC) y efecto abrazador
- Agrietamiento por esfuerzo direccionado inducido por hidrogeno (SOHIC)

1.10 Avances en la corrosión interior de ductos.

El problema que enfrenta la industria petrolera, referente a la corrosión interior de ductos, ha dado pauta al interés de buscar soluciones que permitan determinar o mitigar los efectos de la corrosión; las investigaciones realizadas en su mayoría son teorías o ecuaciones que resultan ser difíciles de llevar a niveles prácticos de operación.

Gordon A. Aaker ^[18] encontró la forma de calcular la velocidad de corrosión interna tomando en cuenta la presión y temperatura de operación así como la presión parcial y concentración del CO₂. Esta guía establece que se debe determinar un factor de corrección que tiene valores aleatorios de acuerdo a la temperatura de operación, pero esto puede inducir un error atribuible al criterio de la persona que realiza el cálculo. Además, la forma de calcular la velocidad de corrosión con este método, requiere de que se conozca la termodinámica del sistema para identificar el efecto de este factor de corrección; esto es, si el gas se encuentra a bajas presiones, se puede considerar que es un gas ideal y la fugacidad del CO₂ es proporcional a su presión parcial, y si el sistema se encuentra a altas presiones, no existe idealidad y se requiere determinar un coeficiente de fugacidad previo a la determinación de la velocidad de corrosión.

Duncan ^[19] reportó el resultado de mediciones de desgaste tomados por un periodo de 10 años en pozos de gas húmedo corrosivo. Duncan encontró una velocidad crítica en el rango de 9.144 a 12.192 m/s. Por encima de esta velocidad crítica, la pérdida de espesor se incrementa rápidamente. Él relaciona la velocidad crítica con cualquiera de las siguientes suposiciones: transición a un régimen de flujo disperso, la velocidad a la cual ya no son capaces de promover protección a la superficie del ducto las de productos de corrosión.

Green ^[20] reporta los resultados de pruebas de laboratorio y de campo en corrosión relacionada con el flujo en líneas de flujo bifásico. Estos resultados muestran un incremento en la corrosión cerca de las soldaduras protuberantes o codos. Las velocidades de corrosión dependientes del régimen de flujo bifásico también son reportadas. Se notaron incrementos en las velocidades de corrosión cuando se operaba cerca de la transición entre flujo intermitente y flujo anular. Un estudio de campo aportado por miembros del Instituto Americano del Petróleo (API), muestra un incremento en la frecuencia de problemas de desgaste en líneas de flujo operando cerca de la transición al régimen de flujo anular. La mayoría de las fallas se reportaron cerca de las protuberancias.

E. Heitz ^[18] analizó los efectos químicos y mecánicos que produce el flujo sobre la corrosión en ductos. En este trabajo se estudió principalmente la hidrodinámica y transferencia de momentum hacia las paredes del ducto con técnicas de anemometría láser y determino que los esfuerzos de corte son muy pequeños comparados con la energía cinética de las partículas que se impactan en la pared del ducto.

Perdomo ^[21] determinó las presiones parciales de H₂S a las cuales ocurre el agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) y la corrosión por esfuerzos (SCC) utilizando tres modelos de predicción distintos, encontrando que ninguno de estos modelos pueden calcular los espesores de la pared remanente, únicamente sirven como indicadores del grado de agrietamiento.

1.11 El electrodo de cilindro rotatorio (ECR)

Algunos de los primeros estudios enfocados a determinar la influencia de las condiciones de flujo sobre el proceso de corrosión involucraron el uso de discos metálicos girando a una velocidad constante, e inmersos en diferentes medios agresivos. ^[22] De esta manera, la determinación de la influencia del flujo sobre la corrosión de los discos se realizaba de manera visual y mediante mediciones

gravimétricas (pérdida de peso). En estos estudios iniciales se determinaron importantes ideas referentes a la influencia que tiene el flujo sobre la corrosión, sin embargo la caracterización de las condiciones hidrodinámicas era pobre y la descripción del proceso electroquímico involucrado no era posible.

Años después con el desarrollo de la teoría electroquímica de la corrosión y la disponibilidad de equipos electrónicos avanzados (potenciostatos), fue posible realizar estudios electroquímicos detallados, basados en el uso de electrodos de discos rotatorios (EDR). El EDR, tiene la ventaja de ser un sistema hidrodinámico bien caracterizado que permite realizar estudios de transferencia de masa más precisos. ^[23] El uso de los electrodos de disco rotatorio ha llevado a un desarrollo muy valioso en la comprensión de la electroquímica y de los fenómenos de transferencia de masa. Sin embargo, el EDR opera principalmente en condiciones de flujo laminar y su uso en el estudio de sistemas de flujo turbulento ha sido cuestionado por algunos investigadores.

El electrodo de cilindro rotatorio (ECR) es un sistema hidrodinámico de laboratorio usado en el estudio de procesos de corrosión en condiciones de flujo turbulento. Este electrodo presenta diversas ventajas para su uso, tales como: construcción relativamente sencilla, fácil operación, permite realizar mediciones de tipo electroquímico y cuenta con una descripción matemática razonablemente bien definida.

1.12 Aplicaciones del acero API 5L X-70 para la fabricación de tubería de transporte de hidrocarburos.

El acero HSLA (High Strength Low Alloy) API 5L X70 es utilizado para la fabricación de tuberías para transporte de hidrocarburos, ya que tiene un balance de alta resistencia mecánica y buena tenacidad. En la construcción de ductos terrestres es utilizada tubería con elevada resistencia mecánica y grandes diámetros. El Instituto Americano del Petróleo (API – American Petroleum Institute) especifica la fabricación de las tuberías para ductos a través de la norma API 5L ^[24], en la cual los aceros son clasificados de acuerdo a su límite de cedencia, que en el caso del acero API 5L X70 es de 70000 psi.

Actualmente se ha incrementado la demanda de aceros con alta resistencia mecánica y resistencia al gas amargo para la construcción de ductos que transporten hidrocarburos

Los bajos contenidos de S disminuyen la susceptibilidad al agrietamiento por H₂ y los bajos contenidos de P reducen la tendencia al endurecimiento en regiones segregadas. El control de la morfología de las inclusiones mejora la tenacidad y la degradación de tuberías debido a la presencia del H₂S

Con respecto a la composición química del acero, está diseñada de tal forma que responda al proceso de laminación en caliente controlado, junto con el procedimiento de enfriamiento acelerado para alcanzar el límite de fluencia y la tenacidad que requieren las tuberías de aceros de 36 pulgadas de diámetro, en donde el acero grado API 5L X-70T ha sido el de mayor aceptación.

1.13 Aceros API 5L empleados en la industria petroquímica

En la industria de los hidrocarburos son utilizados los aceros grado API 5L en presencia de medios corrosivos, tanto amargos (H₂S) como dulces (CO₂), los cuales generalmente se utilizan para el transporte de hidrocarburos. Las características del acero están en función la operación que desempeñara dentro de la industria, con el fin de obtener un máximo de vida útil.

En la actualidad, la fabricación de tuberías se lleva a cabo bajo el estándar API (American Petroleum Institute) ⁽²⁴⁾. Esta clasificación de aceros cumplen con los requerimientos detallados en el apartado 6 de la especificación API 5L, donde se mencionan aspectos tales como composición química y propiedades mecánicas como: propiedades de tensión, de flexión, tenacidad y ductilidad de soldadura.

Para los aceros grado API 5L, se establecen los requisitos necesarios en contenido de carbono equivalente de tenacidad, resistencia a la tensión y máximo esfuerzo de cedencia. La Tabla 1.1 muestra las especificaciones de los aceros para PSL 1 (Product Specification Level).

Tabla 1.1 Requerimientos de tensión uniaxial para PSL 1

Grado		Esfuerzo de cedencia MPa (psi)	Esfuerzo de tensión MPa (psi)	Elongación (%)
		Mínimo	Mínimo	Mínimo
API 5L PSL 1	A25	175 (25 400)	310 (45 000)	A
	L175P	175 (25 400)	310 (45 000)	A
	L210	210 (30 500)	335 (48 600)	A
	L245	245 (35 500)	415 (60 200)	A
	X42	290 (42 100)	415 (60 200)	A
	X46	320 (46 400)	435 (63 100)	A
	X52	360 (52 200)	460 (66 700)	A
	X56	390 (56 600)	490 (71 100)	A
	X60	415 (60 200)	520 (75 400)	A
	X65	450 (65 300)	535 (77 600)	A
X70	485 (70 300)	570 (82 700)	A	

1.13.1 Componentes de acero grado API 5L

En la extracción de gas en algunos pozos contiene H₂S disuelto, lo cual genera un ambiente propicio para la generación de corrosión en los aceros empleados in situ. En este ambiente se favorece el agrietamiento por efecto del hidrogeno atómico, el cual se produce como un subproducto de la reacción de corrosión en la superficie del material. ⁽²⁵⁾ Dentro de la industria para la fabricación de aceros resistentes a los ambientes que contienen H₂S disuelto, se emplea la eliminación de inclusiones de sulfuro de manganeso, reduciendo la cantidad de azufre y la agregación de calcio para dar una forma esférica a los sulfuros. ⁽²⁷⁾

Actualmente los procesos de fabricación ofrecen bajos niveles de inclusiones de forma esférica y baja o nula segregación, previniendo la susceptibilidad a la corrosión por H₂S. La composición química de los aceros empleados dentro de la industria petrolera grado API 5L, debe ser acorde con la composición que se encuentra en la Tabla 1.2 para PSL 1.

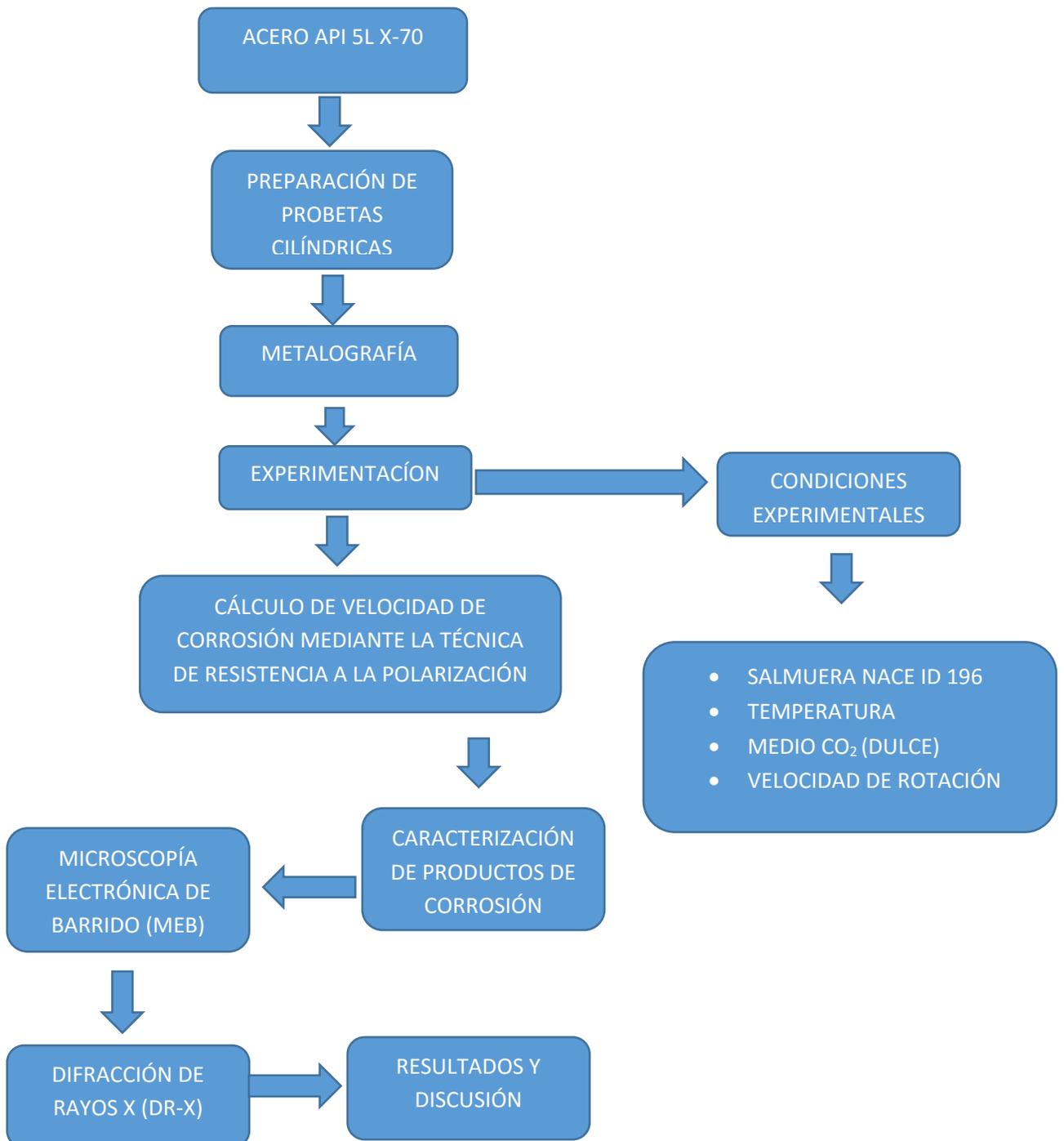
Tabla 1.2 Requerimientos químicos para PSL 1 en % peso

Grado		C max	Mn max	P max	S max
API 5L PSL 1	A25	0.21	0.60	0.030	0.030
	A25P	0.21	0.60	0.045 – 0.080	0.030
	L210 o A	0.22	0.90	0.030	0.030
	L245 o B	0.26	1.20	0.030	0.030
	X42	0.26	1.30	0.030	0.030
	X46	0.26	1.40	0.030	0.030
	X52	0.26	1.40	0.030	0.030
	X56	0.26	1.40	0.030	0.030
	X60	0.26	1.40	0.030	0.030
	X65	0.26	1.45	0.030	0.030
	X70	0.26	1.65	0.030	0.030

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La Figura 2.1 muestra de manera esquemática la metodología experimental empleada para las diferentes pruebas de la presente investigación.



2.1 Material y Equipo

En la Tabla 2.1 se enlistan los materiales y equipos utilizados para llevar a cabo la experimentación de este trabajo.

Tabla 2.1 Materiales y Equipos utilizados

Material	Equipo
Reactivos Químicos para elaboración de salmuera	Balanza analítica
Celda de vidrio de doble fondo de 350 ml.	Computadora
Cristalería de laboratorio (pipetas, matraces, agitadores etc.)	Unidad de control de revoluciones (ECR)
Electrodo de trabajo (probetas cilíndricas de acero API 5L X-70).	Baño para el acondicionamiento de la temperatura.
Electrodo de referencia (Electrodo saturado de Calomel)	Medidor de pH.
Electrodo Auxiliar (Electrodo de grafito)	Difractómetro de rayos X (DRX)
	Microscopio electrónico de barrido (MEB)



a)

b)

Figura 2.1 (a) Potenciostato marca PRINCETON APPLIED RESEARCH y computadora, (b) Unidad de control de velocidad marca PRINCETON APPLIED RESEARCH modelo 636A

2.2 Metodología de desarrollo de la experimentación

- a) Metalografía y análisis de la composición química del acero API 5L X-70T.
- b) Maquinado y preparación de la probetas cilíndricas.
- c) Preparación del medio químico (salmuera de trabajo)
- d) Descripción y uso del Electrodo cilíndrico rotatorio
- e) Prueba de polarización potenciodinámica (resistencia a la polarización RP)

a) Metalografía y análisis de composición química del acero API 5L X-70T

Para llevar a cabo la metalografía se utiliza una probeta del acero empleado para la experimentación de la investigación, a la cual se le hizo una preparación metalográfica.

- Desbaste con lijas de grado 200-2000.
- Pulido empleando un paño y alúmina de 1 micra y 0.3 micras como abrasivo.
- Posteriormente se realiza un ataque químico (3ml de ácido nítrico HNO_3 Y 97 ml de etanol $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{OH}$) por inmersión durante 10 segundos para después observar la muestra de acero al microscopio y ser fotografiada.

Esta caracterización tiene como finalidad analizar la microestructura, cuantificar las fases presentes y determinar que no existan otros factores que promuevan algún tipo de corrosión no contemplada en la presente investigación.

Para llevar a cabo el análisis químico del acero, se toma una muestra para ser enviada al área de análisis, donde se utilizó la técnica de análisis por emisión óptica (chispa) para conocer el porcentaje de los elementos presentes en el acero estudiado.

b) Preparación de probetas cilíndricas

La elaboración de las probetas es a partir de placas de acero API 5L X-70T para posteriormente formar barras de las cuales se maquinan probetas cilíndricas de 1 cm de diámetro x 1.1 centímetro de altura, tal como se muestra en la Figura 2.3. Esta geometría es utilizada para ser montada en el electrodo cilíndrico rotatorio (ECR)

El acero API 5L X-70T es un material utilizado en la fabricación de tubería para el transporte de hidrocarburos.

Las superficies expuestas en todas las pruebas electroquímicas después del maquinado fueron desbastadas, usando lija de grado 200, 400 y 600.

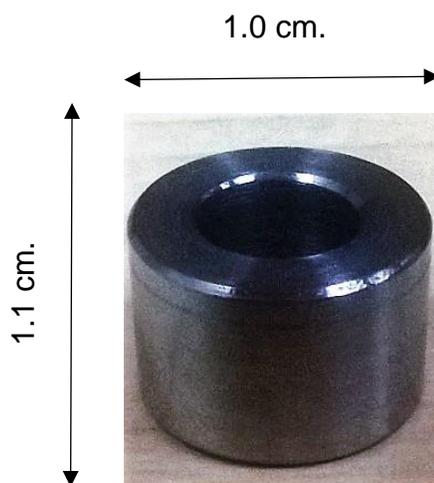


Figura 2.3 Dimensiones de las probetas cilíndricas empleada para realizar las pruebas electroquímicas.

c) Preparación del medio químico

❖ Salmuera.

La solución está compuesta por 90% en peso de salmuera sintética y un 10% de keroseno, posteriormente se le adiciona CO₂ (1382.7 ppm equivalentes a 1 bar de presión). La Tabla 2.2 muestra la composición a la cual se preparó la salmuera de acuerdo a la norma NACE ID-196.

Tabla 2.2 Composición química de la salmuera.

Compuesto	Concentración g/lt
Cloruro de sodio (NaCl)	106.57
Cloruro de calcio Di hidratado ($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)	4.47
Cloruro de magnesio Hexa hidratado $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	2.06
Agua destilada	Aforar a un litro

Se determinó el pH empleando un medidor de pH directamente en el medio.

d) Electrodo Cilíndrico Rotatorio (ECR)

La celda electroquímica que se utiliza para la experimentación, es una celda de doble fondo de 350 ml aproximadamente de capacidad, la cual actúa como celda electroquímica, y cuenta con las entradas necesarias como se muestra en la Figura 2.4.

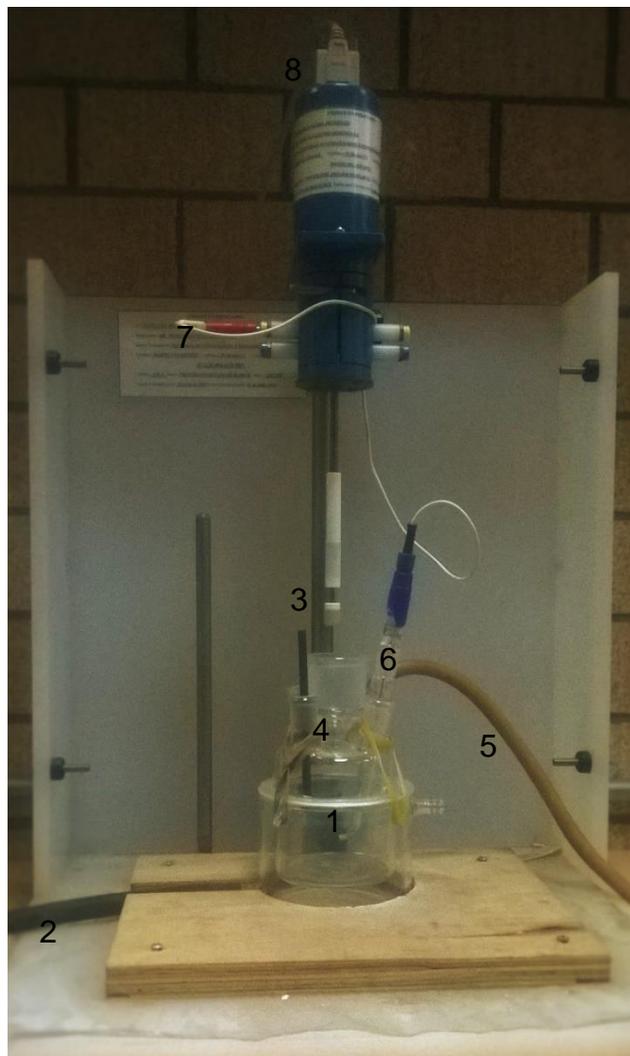


Figura 2.4 Celda electrolítica tipo reactor.

- 1) Celda de doble fondo de 350 ml.
- 2) Conexiones al baño para el acondicionamiento de la temperatura.
- 3) Electrodo de trabajo (probetas cilíndricas de acero API 5L X-70T).
- 4) Salidas de gas
- 5) Entrada de gas N_2
- 6) Electrodo de referencia (Electrodo saturado de Calomel).
- 7) Conexiones al potenciostato.
- 8) Conexión a la unidad de control de velocidad de rotación.

La Tabla 2.3 muestra las condiciones experimentales utilizadas para llevar a cabo la experimentación.

Tabla 2.3 Condiciones experimentales.

Condiciones experimentales	
Velocidad de rotación	0-6500 rpm (revoluciones por minuto)
Temperatura	30, 60°C
Medio	1 Bar CO ₂ y 1 Bar H ₂ S
Medio deaireado	Nitrógeno

e) Pruebas de polarización potencio dinámica y cálculo de la velocidad de corrosión por la técnica de resistencia a la polarización.

Se determinarán las velocidades de corrosión mediante la técnica de Resistencia a la polarización. La prueba se lleva a cabo sobre la probeta del acero API 5L X-70T a +/- 20 mV por encima y por debajo del potencial de corrosión, con una velocidad de barrido de 0.16 mV/s. Se monitorea la velocidad de corrosión, tomando lectura de la velocidad de corrosión por cada incremento en la velocidad del Electrodo cilíndrico rotatorio el cual maneja un intervalo de 500 rpm por lectura esto desde un estado estático (0 rpm) hasta las 6500 rpm. Antes de iniciar la prueba el medio se agita 30 minutos al menos, y posterior a la agitación se burbujea nitrógeno durante 30 minutos con la finalidad de eliminar el oxígeno de la atmosfera de la celda electroquímica, el burbujeo se realiza durante toda la experimentación. Posteriormente se acondiciona el medio con la concentración de H₂S y CO₂ como se muestra en la Tabla 2.4 para iniciar la prueba electroquímica.

Tabla 2.4 Cantidad de reactivos para generar el medio.

Compuesto	1 bar H ₂ S	1 bar CO ₂
	Gramos por 300 ml	
Na ₂ S*9H ₂ O	2.916	
CH ₃ -COOH	1.392	
CaCO ₃		15.396
HCl		10.992

2.3 Caracterización de los productos de corrosión

La caracterización de los productos de corrosión se lleva a cabo mediante la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) para observar la morfología de los mismos y conocer puntualmente la composición química de una zona en específico de la probeta. Posteriormente se emplea la técnica de Difracción de Rayos X (DRX) para conocer los compuestos generados como productos de corrosión depositados en la superficie de las probetas ensayadas a las diferentes condiciones experimentales. Los equipos empleados se muestran en la Figura 2.5.



a)



b)

Figura 2.5 (a) Microscopio electrónico de barrido (MEB) marca JEOL JSM 6300 y (b) Difractómetro de Rayos X (DRX) marca D8 Focus Bruker.

2.3.1 Caracterización de productos de corrosión por Microscopía Electrónica de Barrido (MEB)

Las condiciones de operación utilizadas en Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) se muestran en la Tabla 2.5

Tabla 2.5 Condiciones de operación de MEB

Potencial	20kV
Corriente filamento	220 μ A
Distancia de trabajo	39mm

El equipo utilizado es un microscopio marca JEOL JSM 6300. Esta técnica se emplea para observar la morfología de los productos de corrosión generados durante la experimentación; así mismo los elementos presentes en la superficie de la probeta. Todo esto se lleva a cabo a diferentes aumentos y zonas.

2.3.2 Caracterización de los productos de corrosión por Difracción de Rayos-X DRX (DRX).

La identificación de los productos de corrosión se lleva a cabo por medio de la técnica de Difracción de Rayos X (DRX), empleando un equipo D8 Focus Bruker con las condiciones de operación que se muestran en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Condiciones de operación de DR-X

Radiación	Cu α
Rango 2θ	$2\theta=20^{\circ}-100^{\circ}$
Velocidad	$2^{\circ} \text{ min}^{-1}$

2.4 Limpieza para la remoción de los productos de corrosión

Una vez finalizada la experimentación a las condiciones experimentales establecidas, se lleva a cabo una limpieza de la probeta mediante el uso de una solución compuesta de HCl, agua destilada y el reactivo tetramina hexametileno^[28]. Cada probeta del acero API 5L X70T es inmersa en la solución por un tiempo de 10 segundos aproximadamente en un baño ultrasónico, para una limpieza sin afectar la superficie de la probeta.

Una vez limpia la superficie de cada probeta se observan al Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) para observar el deterioro de su integridad debido al medio corrosivo al cual fueron expuestas las probetas durante la experimentación.

En general esta técnica de limpieza se ha empleado dando resultados positivos en la remoción de productos de corrosión, lo cual permite un análisis microscópico mediante el MEB.

CAPÍTULO III

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Composición química del acero estudiado

La composición química del acero se determina empleando un espectrómetro de arco y chispa, en los laboratorios de la ESIQIE, mediante la técnica de análisis por emisión óptica (chispa). En la Tabla 3.1 se muestran los elementos presentes en el acero y su porcentaje.

Tabla 3.1 Composición química del acero API 5L X-70T.

ACERO	%Peso								
	C	Mn	Si	P	S	Cr	Cu	Ni	Fe
API 5L	0.240	1.081	0.284	0.019	0.021	0.156	0.185	0.088	97.8
X-70									

La composición del acero API 5L X70T destaca 3 elementos los cuales tienen un gran impacto en cuanto su comportamiento con respecto a la velocidad de corrosión, estos elementos son el cromo (Cr) cobre (Cu) y Níquel (Ni). En conjunto estos elementos tienen una gran influencia en el comportamiento de la velocidad de corrosión así como la tendencia a estabilizar la matriz del acero

3.2 Metalografía del acero API 5L X-70T

La caracterización de la microestructura tiene como finalidad determinar el porcentaje de fases presentes. La Figura 3.1 muestra la microestructura a diez aumentos (100X) del acero API 5L X-70T. Las fases presentes que se observan son dos, Ferrita (fase clara) y Perlita (fase oscura), los granos tienden a ser equiaxiales.

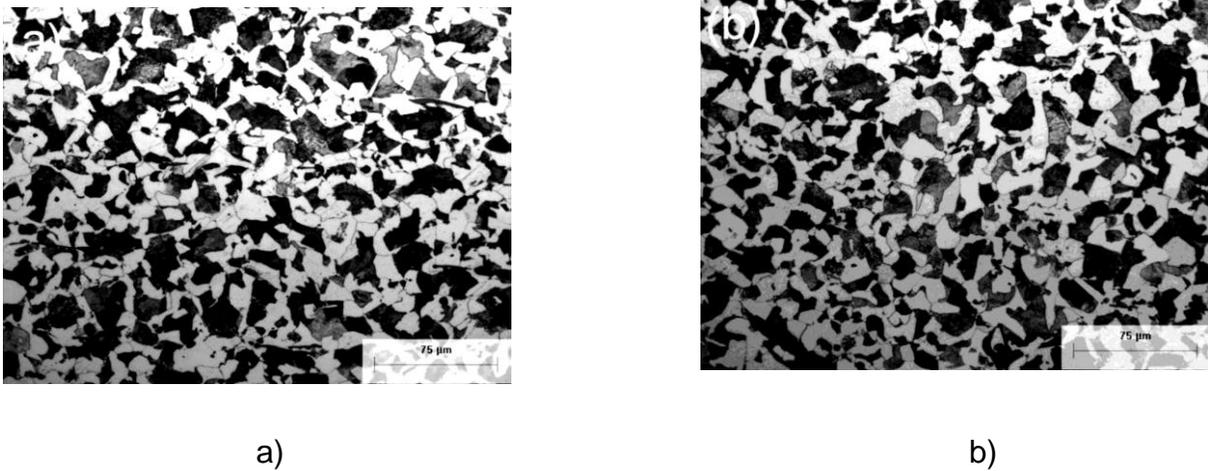


Figura 3.1 Micrografías del acero API 5L X-70T, (a) sección longitudinal y b) sección transversal.

3.3 Cuantificación de fases y tamaño de grano del acero estudiado

La Tabla 3.2 y 3.3 muestran las fases presentes en el acero, mediante cortes en las secciones transversal y longitudinal respectivamente. Las dos secciones presentan un mayor porcentaje de la fase ferrita.

Tabla 3.2 Fases presentes del acero empleado en la sección transversal.

Acero Sección	% Ferrita	% Perlita	Tamaño de grano(ASTM)
Transversal			
API 5L X-70T	65.89	34.10	10

Tabla 3.3 Fases presentes del acero empleado en la sección longitudinal.

Acero Sección Longitudinal	% Ferrita	% Perlita	Tamaño de grano(ASTM)
API 5L X-70T	70.51	29.48	10

3.4 Velocidad de corrosión en función de la velocidad de rotación

La velocidad de corrosión en función de la velocidad de rotación (rpm) a diferentes temperaturas. se muestra en la Figura 3.2. La velocidad de corrosión se incrementa notablemente a 60°C, en comparación a la de 30°C. Esto se atribuye, al flujo turbulento y a la poca adherencia y estabilidad de los productos de corrosión que se forman en la superficie de la probeta, además de la influencia de la temperatura.

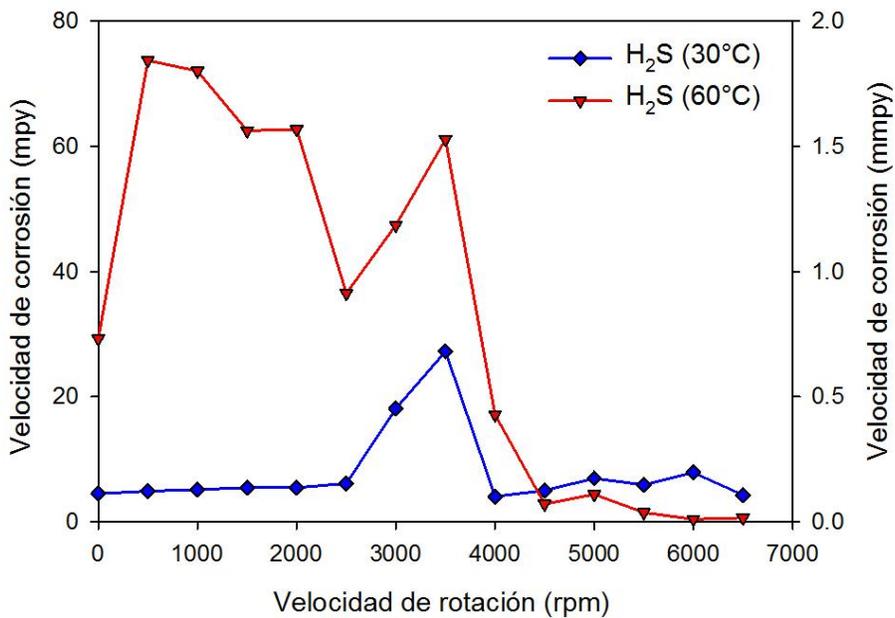


Figura 3.2 Gráfica comparativa de velocidad de corrosión, para 1 bar de H₂S a 30 y 60°C.

La Figura 3.3 muestra la velocidad de corrosión en función de la velocidad de rotación a diferentes temperaturas 30 y 60°C.

Se observa que el acero a 30 °C tiene valores mayores de velocidad de corrosión con respecto a la temperatura de 60 °C. Esta disminución en la velocidad de corrosión se debe a la presencia de CO₂, temperaturas de 60°C o mayores los productos de corrosión son más estables, permitiéndole al acero tener una mejor protección en comparación a bajas temperatura. [29]

Cuando se tiene un medio donde predomina CO₂ la velocidad de corrosión disminuye a medida que se incrementa la temperatura debido a la formación de carbonatos más estables.

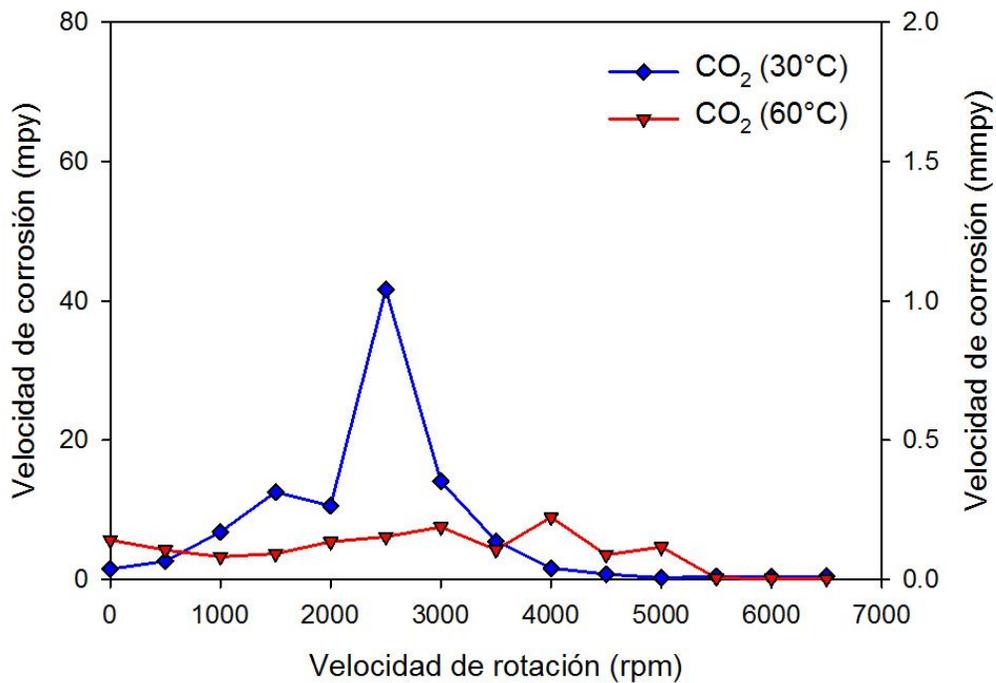


Figura 3.3 Gráfica comparativa de velocidad de corrosión, para 1 bar de CO₂ a 30 y 60°C.

3.5 Análisis de los productos de corrosión a nivel macroscópico

La Figura 3.4 muestra la apariencia de la probeta, posterior a la experimentación para el medio de Salmuera + 10% Keroseno a un bar de H_2S y a $30^\circ C$. Se observa una primera capa oscura la cual está constituida principalmente por sulfuros de hierro (de acuerdo a la literatura el primero en formarse es el sulfuro llamado mackinawita) ^[30], además se aprecian aglomerados de productos de corrosión en zonas específicas de la superficie de la probeta metálica con una coloración marrón, siendo esta una característica principal de los óxidos.

La aglomeración y mayor cantidad de productos de corrosión (mezcla de sulfuros y óxidos), bajo estas condiciones experimentales corroboran que la velocidad de corrosión resulta ser menor, en comparación con el mismo medio pero a una temperatura de $60^\circ C$, tal como se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.4 Productos de corrosión formados en la probeta a un bar de H_2S a $30^\circ C$.

La Figura 3.5 muestra los productos de corrosión formados en la probeta expuesta en el medio con un bar de H_2S a $60^\circ C$. Se observa una capa oscura en casi toda la superficie, constituida principalmente por sulfuros; sobre esta se presentan zonas con una coloración naranja en menor cantidad, las cuáles podrían estar constituidas por óxidos. También se observa que los productos de corrosión están presentes en la mayoría de la superficie, esto sin presentar aglomerados, en comparación a la temperatura de $30^\circ C$.

Se puede observar claramente que la temperatura influye en la formación de los productos de corrosión tal como se observa en las Figuras 3.4 y 3.5, ya que a mayor temperatura no se observa esa primera capa oscura uniforme en comparación a la temperatura de $30^\circ C$, la cual actúa como precursora para la formación de nuevos

productos de corrosión y como consecuencia se tiene un incremento de la velocidad de corrosión.



Figura 3.5 Productos de corrosión formados en la probeta a un bar de H_2S a 60°C .

La Figura 3.6 muestra los productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno con un bar de CO_2 a una temperatura de 30°C . Se observa una coloración naranja y rojiza, lo cual se debe a la presencia de óxidos, formando una superficie más porosa.



Figura 3.6 Productos de corrosión formados en el acero a un bar de CO_2 a 30°C .

La Figura 3.7 muestra los productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% keroseno con un bar de CO_2 a una temperatura de 60°C . De manera general se observa una capa casi uniforme sobre toda la probeta,

presentando algunas zonas oscuras donde se piensa hubo desprendimiento de los productos de corrosión generados durante la experimentación. También se aprecian coloraciones más claras las cuales se deben a la presencia de carbonatos formados durante la experimentación debido al medio expuesto.

Las Figuras 3.6 y 3.7 presentan una mayor uniformidad en los productos de corrosión, corroborando las menores velocidades de corrosión registradas.



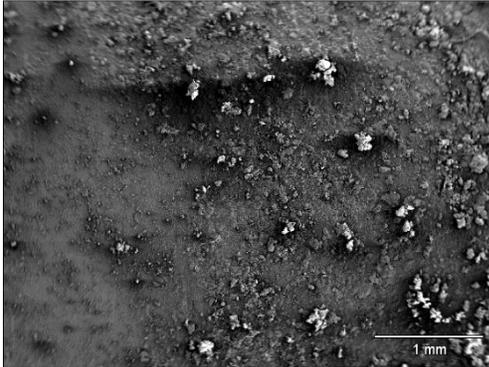
Figura 3.7 Productos de corrosión formados en el acero a un bar de CO_2 a 60°C .

3.6 Caracterización de productos de corrosión por Microscopia Electrónica de Barrido (MEB)

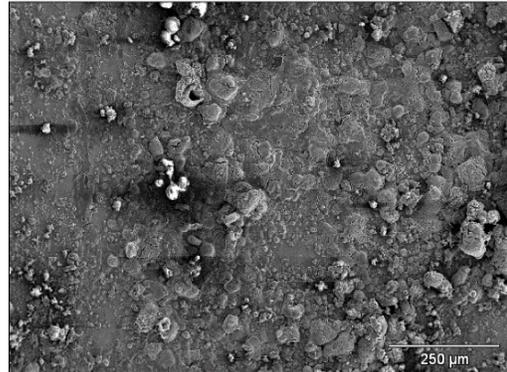
Empleando el Microscopio Electrónico de Barrido (MEB), se efectúa una caracterización a los productos de corrosión formados en la superficie de la probeta, para identificar la morfología y la composición química de los mismos.

3.6.1 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C

La Figura 3.8 muestra los productos de corrosión formados sobre la superficie de la probeta los cuales se encuentran aglomerados, lo cual favorece a que el flujo no actúe de manera uniforme en el desprendimiento de los mismos y por ende se tiene una menor velocidad de corrosión en comparación al medio con presencia de H₂S.



a)

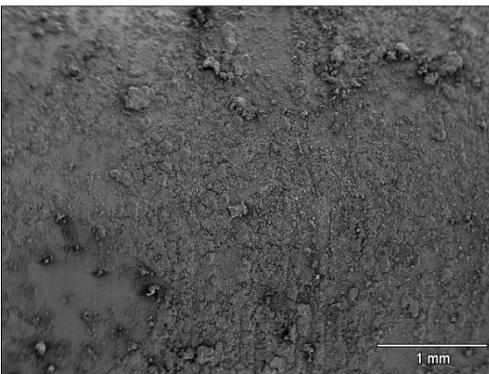


b)

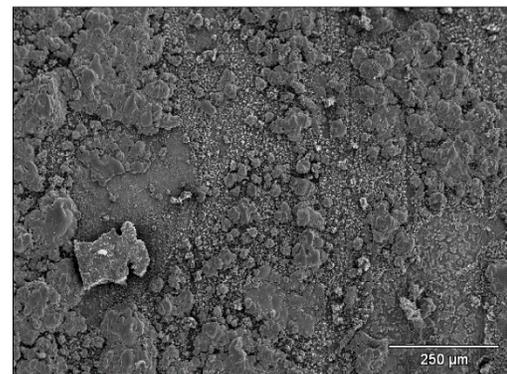
Figura 3.8 Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno a un bar de H₂S a 30 °C, (a) 25X y (b) 100X.

3.6.2 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C

En la Figura 3.9 se observa una distribución más uniforme comparada con la Figura 3.8 y una menor aglomeración en algunos puntos localizados, lo cual corrobora porque la velocidad de corrosión es menor a 30°C.



a)



b)

Figura 3.9 Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno a un bar de H₂S a 60 °C, (a) 25X y (b) 100X.

3.6.3 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C

La formación de una gran cantidad de productos de corrosión sobre la superficie de la probeta se muestra en La Figura 3.10, de igual manera se observa que la distribución de los productos de corrosión es sobre toda la superficie metálica, lo que favorece una disminución de la velocidad de corrosión.

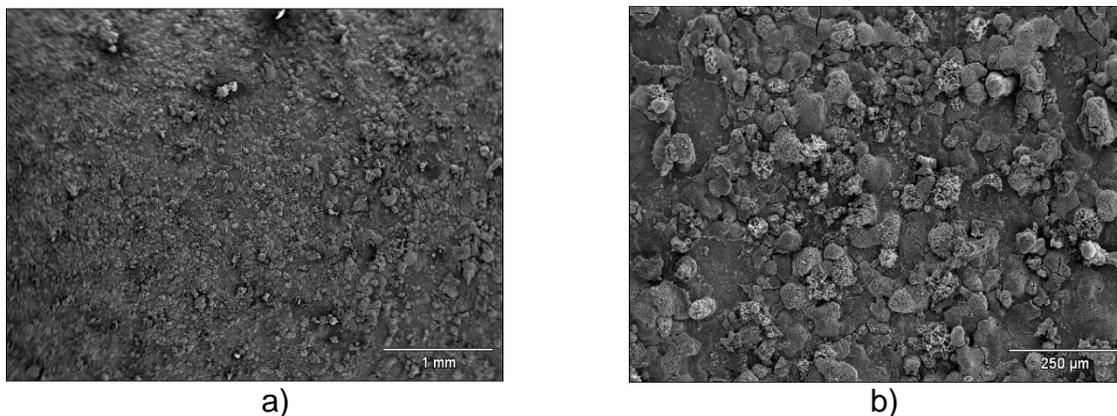


Figura 3.10 Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno a un bar de CO₂ a 30 °C, (a) 25X y (b) 100X.

3.6.4 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C

En la Figura 3.11 se observa una película uniforme de los productos de corrosión corroborando las bajas velocidades de corrosión mostradas en las Figura 3.3.

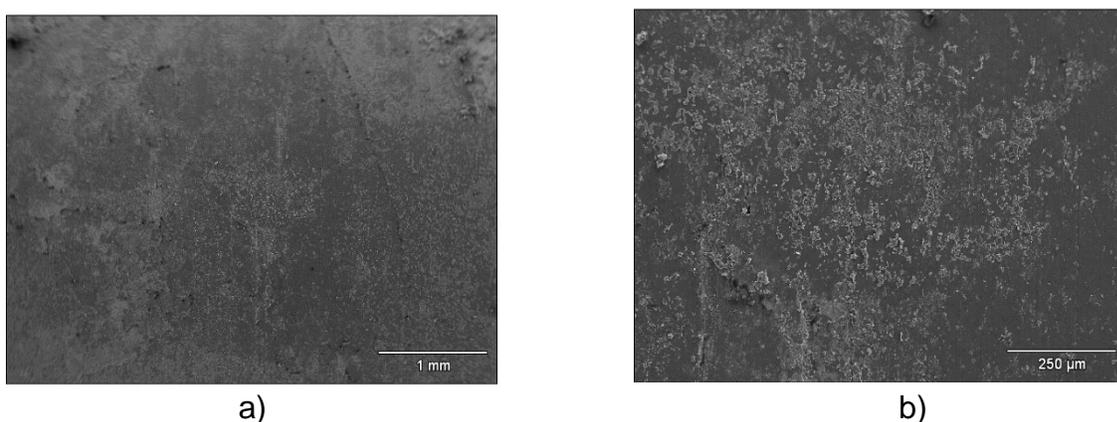


Figura 3.11 Productos de corrosión formados en la probeta expuesta en un medio que contiene Salmuera + 10% Keroseno a un bar de CO₂ a 60 °C, (a) 25X y (b) 100X.

3.7 Mapeo y microanálisis por EDS de los productos de corrosión

La composición química semi cuantitativa se determina a través de un análisis por EDS de los productos de corrosión, así como su distribución en la superficie de la probeta a las diferentes condiciones experimentales.

3.7.1 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C

La distribución del hierro y oxígeno se muestra en la Tabla 3.4 los cuales se encuentran en mayor proporción teniendo una mezcla de óxidos y sulfuros por la presencia del azufre debido a las condiciones experimentales.

Tabla 3.4 Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C

Elemento	%Peso
C K	0.00
O K	23.14
Na K	1.30
S K	1.45
Fe K	74.11
Total	100

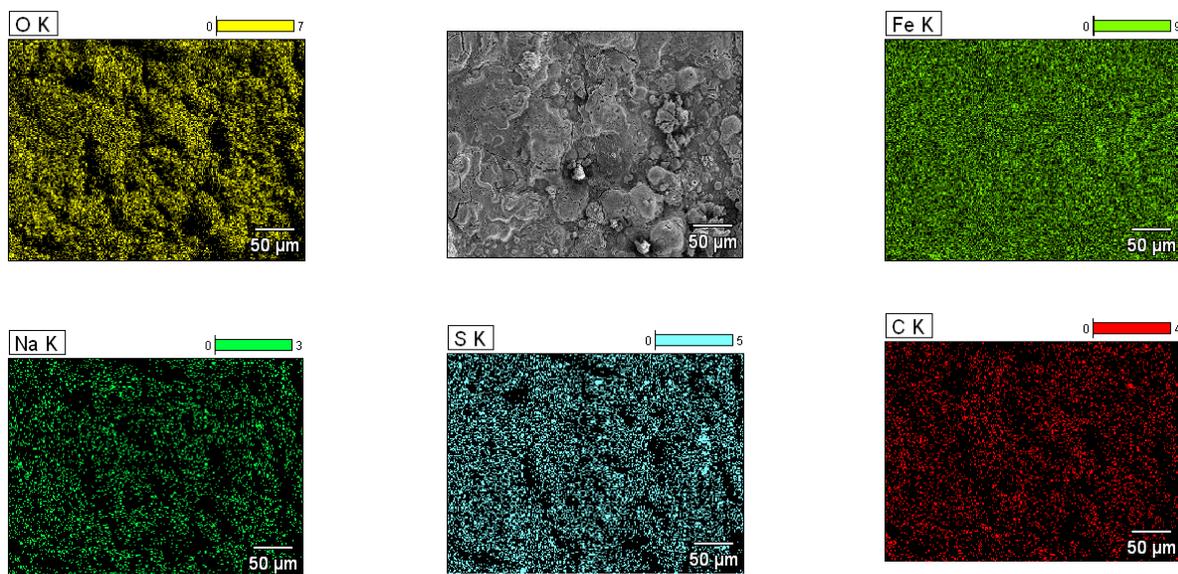


Figura 3.12 Mapeo de los elementos C, O, Na, S, y Fe de la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C.

Para obtener más información de la presencia de los elementos identificados en el mapeo, se emplea un análisis puntual, el cual se detalla en la Tabla 3.5 y Figura 3.13.

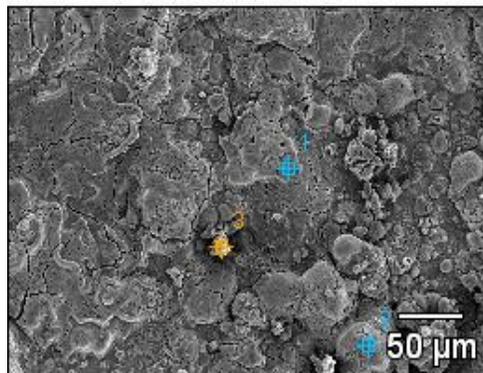


Figura 3.13 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C.

Tabla 3.5 Elementos del punto uno, dos y tres de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C.

% Peso						
	C-K	O-K	Na-K	S-K	Cl-K	Fe-K
Punto 1	0.00	25.89	2.02	1.45		70.63
Punto 2	12.19	28.78		0.59	2.39	56.05
Punto 3	0.00	28.81	2.13	1.29		67.77

Se observa que en los 3 puntos seleccionados existe presencia de óxidos y sulfuros debido a las condiciones experimentales, aunque en mayor proporción la presencia de óxidos debido al contenido de Oxígeno.

3.7.2 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C

La distribución del oxígeno, hierro y azufre se muestra en la Tabla 3.6, los cuales se encuentran en mayor proporción y de manera uniforme en toda la superficie. Por ende, se presenta una mezcla de óxidos y sulfuros tal como se muestra en el mapeo mostrado en la Figura 3.14.

Tabla 3.6 Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C

Elemento	%Peso
C K	0.00
O K	12.17
Na K	2.92
Mg K	0.63
Si K	0.56
S K	19.99
Ca K	0.30
Fe K	63.42
Total	100.00

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

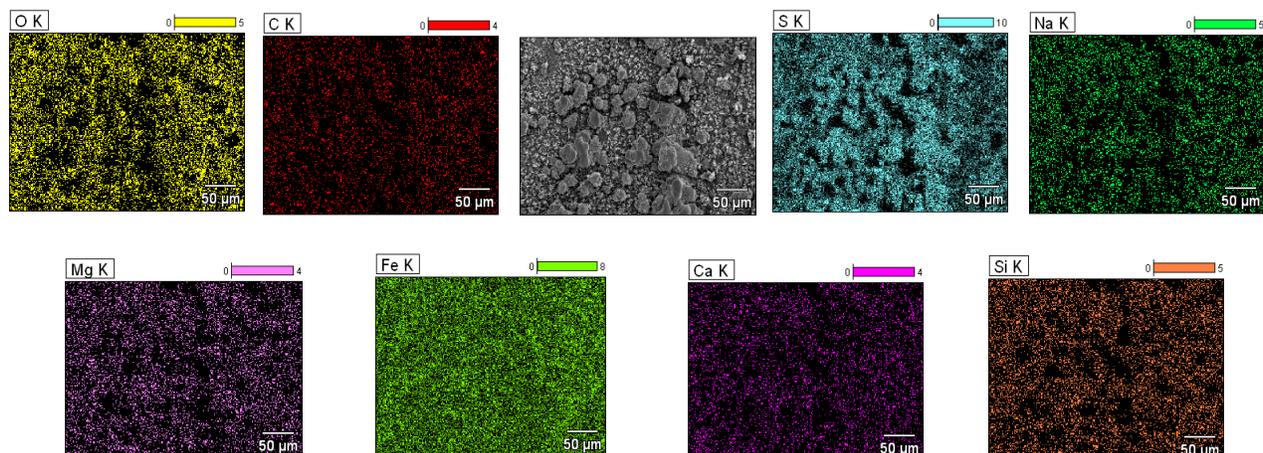


Figura 3.14 Mapeo de los elementos C, O, Na, S, Mg, Ca, Si y Fe de la probeta expuesta en un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H_2S a $60^\circ C$.

Para obtener más información de la presencia de los elementos identificados en el mapeo, se lleva a cabo un análisis puntual, el cual se muestra en la Tabla 3.7 y Figura 3.15.

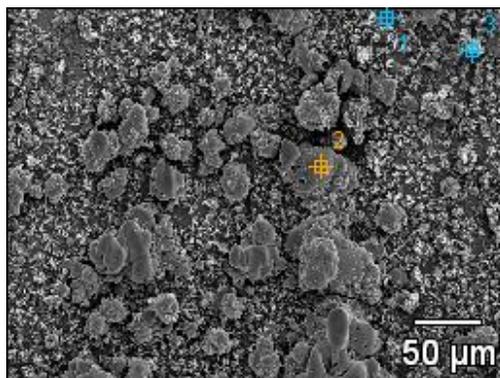


Figura 3.15 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H_2S a $60^\circ C$.

Tabla 3.7 Elementos del punto uno, dos y tres de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H_2S a $60^\circ C$.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

%Peso								
	C-K	O-K	Na-K	Mg-K	Si-K	S-K	Ca-K	Fe-K
Punto 1	3.93	1.25		0.03		1.22		93.58
Punto 2	0.00	3.73	0.95	0.00	0.63	33.39		61.29
Punto 3	0.00	27.91	6.10	1.01	0.94	13.54	1.62	48.87

Se observa que en los tres puntos seleccionados se presenta una mezcla de óxidos y sulfuros, sin embargo en el punto dos se observa una mayor concentración de S.

3.7.3 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C

La distribución del Carbono, Hierro y Oxígeno se muestra en tabla 3.8, se encuentran en mayor proporción, por ende presenta una mezcla de óxidos y carbonatos. Esto se corrobora con el mapeo mostrado en la Figura 3.16.

Tabla 3.8 Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C

Elemento	%Peso
C K	18.52
O K	19.30
Mg K	0.00
Si K	0.11
Cl K	0.67
Ca K	2.24
Fe K	52.28
Cu K	6.88
Total	100.00

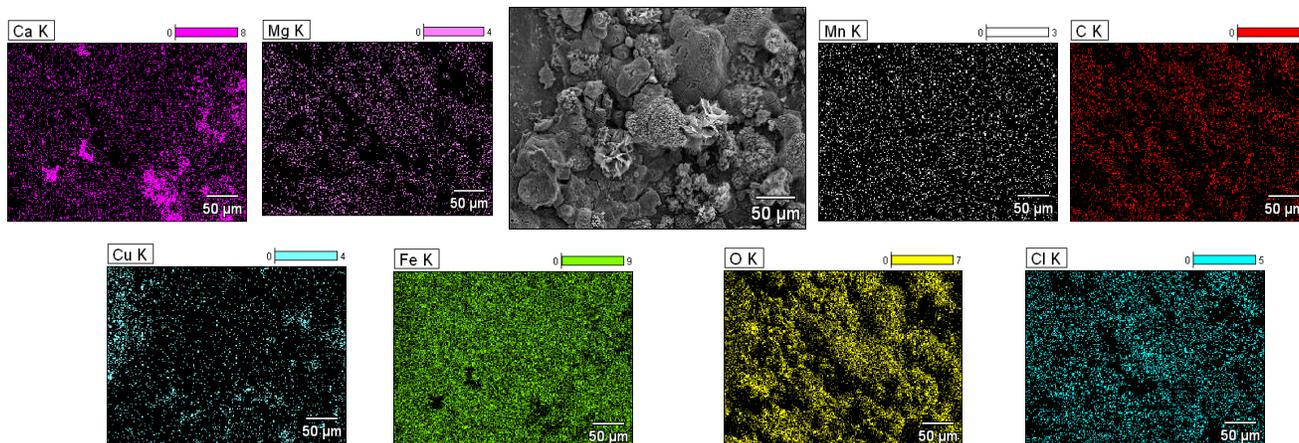


Figura 3.16 Mapeo de los elementos Ca, C, O, Fe, Mn, Cu, Cl, y Mg de la probeta expuesta a un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C.

Para obtener más información de la presencia de los elementos identificados en el mapeo, se lleva a cabo un análisis puntual, el cual se muestra en la Tabla 3.9 y Figura 3.17.

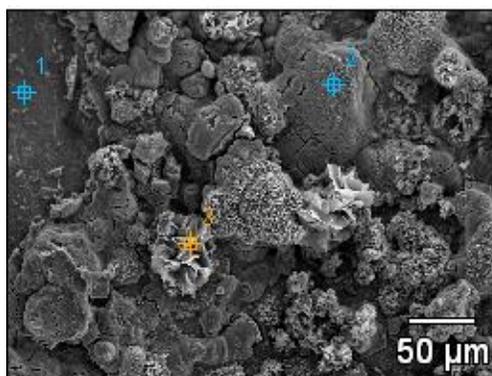


Figura 3.17 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C.

Tabla 3.9 Elementos del punto uno, dos y tres de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C.

% Peso								
	C-K	O-K	Na-K	Si-K	Cl-K	Ca-K	Fe-K	Cu-K
Punto 1	0.00	16.62		1.68			55.65	26.05
Punto 2	21.88	18.39	0.75		0.69		58.29	
Punto 3	0.00	29.38				2.80	67.82	

Se observa que en los 3 puntos existe presencia de óxidos y solo en 1 punto hay presencia de carbonatos debido a la mezcla de elementos existentes.

3.7.4 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C

La distribución del oxígeno, carbono y del hierro, se muestra en la tabla 3.10, los cuales se encuentran en mayor proporción estando presentes en mezcla de óxidos y carbonatos. Esto se corrobora en el mapeo mostrado en la Figura 3.18.

Tabla 3.10 Cuantificación de elementos en el mapeo de la probeta expuesta en un medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C

Elemento	%Peso
C K	66.67
O K	2.55
Si K	0.33
Ca K	0.88
Fe K	29.56
Total	100.00

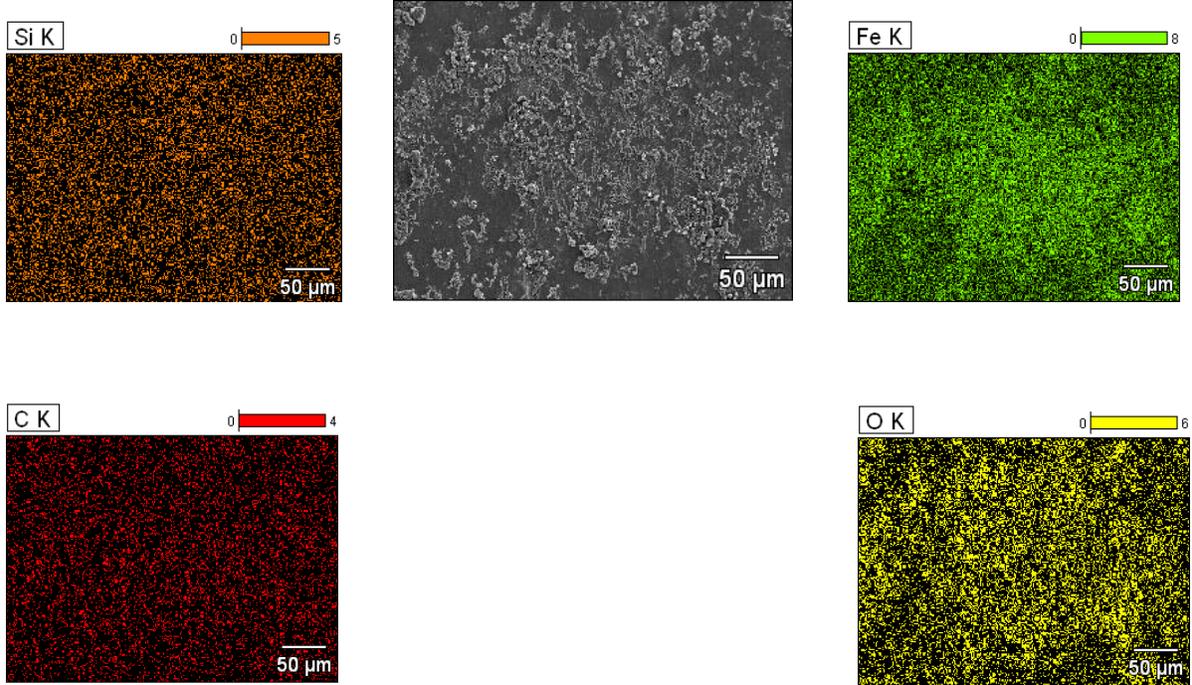


Figura 3.18 Mapeo de los elementos Si, C, O, y Fe de la probeta expuesta a un medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C.

Para obtener más información de la presencia de los elementos identificados en el mapeo, se lleva a cabo un análisis puntual, el cual se muestra en la Tabla 3.11 y Figura 3.19.

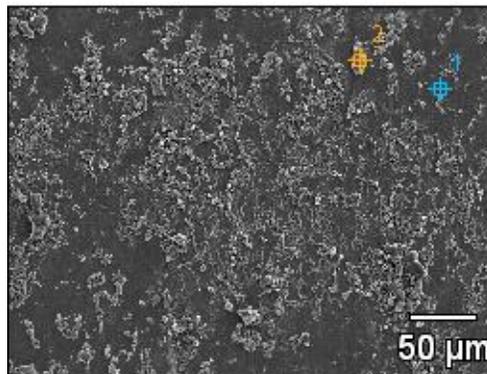


Figura 3.19 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C.

Tabla 3.11 Elementos del punto uno, y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C.

%Peso					
	C-K	O-K	Si-K	Mn-K	Fe-K
Punto 1	68.13	7.62	0.44		23.81
Punto 2	65.34	8.67		1.08	24.91

Se observa que en los 2 puntos se tiene contenidos similares de carbono, lo cual propicia la formación de óxidos y carbonatos.

3.8 Clasificación de los productos de corrosión

Existen tres tipos o formas que presentan los productos de corrosión de acuerdo a la literatura ^[30] los cuales son:

- 1.- Cactus.
- 2.- Capullo de rosa.
- 3.- Dentado.

3.8.1 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C

Se muestra la forma predominante de los productos de corrosión obtenidos en la probeta expuesta a este medio en la Figura 3.20. Este se puede clasificar en la forma de capullo de rosa.

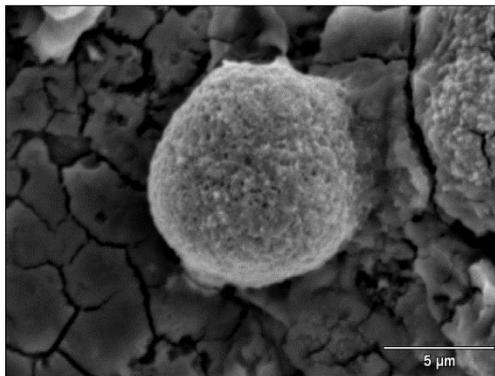


Figura 3.20 Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de H₂S a una temperatura de 60 °C (5000X).

3.8.2 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C

Se muestra la forma predominante de los productos de corrosión obtenidos en la probeta expuesta a este medio en la Figura 3.21. En la superficie de esta probeta expuesta a este medio, predominan los productos de corrosión con forma de cactus.

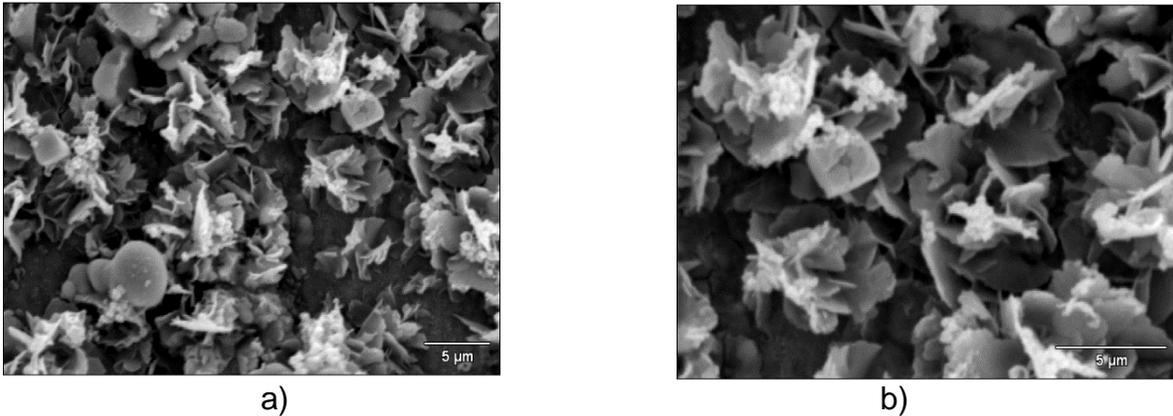


Figura 3.21 Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de H₂S a una temperatura de 60 °C, (a) (3000X) y (b) (5000X).

3.8.3 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C

Se muestra la forma predominante de los productos de corrosión obtenidos en la probeta expuesta a este medio en la Figura 3.22. En la superficie de esta probeta expuesta a este medio predominan los productos de corrosión con forma de cactus y tipo dentado.

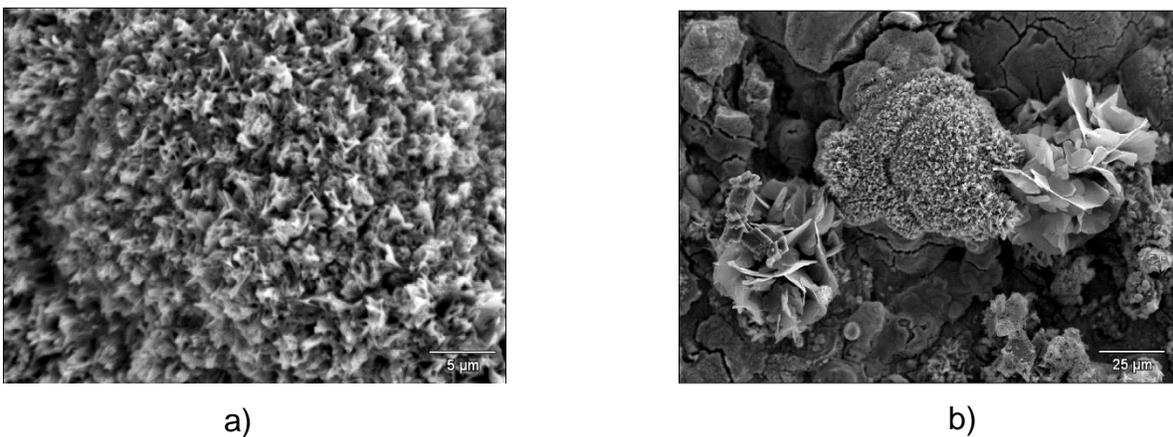


Figura 3.22 Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de CO₂ a una temperatura de 30 °C, (a) (3000X) y (b) (600X).

3.8.4 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C

En la Figura 3.23, se muestra la forma predominante de los productos de corrosión obtenidos en la probeta con forma de capullo de rosa formando cadenas, lo cual favorece la disminución de la velocidad de corrosión tal como se muestra en la Figura 3.3.

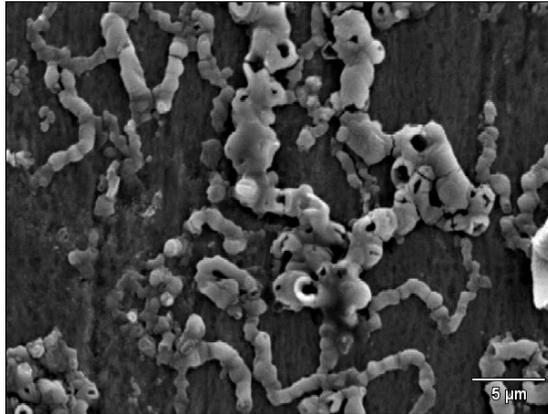


Figura 3.23 Productos de corrosión formados en el acero API 5L X-70T en un medio de Salmuera con 10% de Keroseno con un bar de CO₂ a una temperatura de 60 °C, a (3000X).

3.9 Caracterización de los productos de corrosión por Difracción de Rayos-X (DRX)

La caracterización de los productos de corrosión formados en las probetas se lleva a cabo mediante la técnica de difracción de rayos X, DRX, para determinar las especies cristalinas presentes.

3.9.1 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C

El difractograma de la probeta expuesta a este medio se muestra en la Figura 3.24, donde se identifican los productos de corrosión durante la experimentación; teniendo en mayor proporción la Magemita cúbica (óxido) y la Mackinawita tetragonal (sulfuro), lo que indica que la combinación de los óxidos presentes con el sulfuro tiende a ser más protectores a 30°C. Lo cual se corrobora en la Figura 3.2.

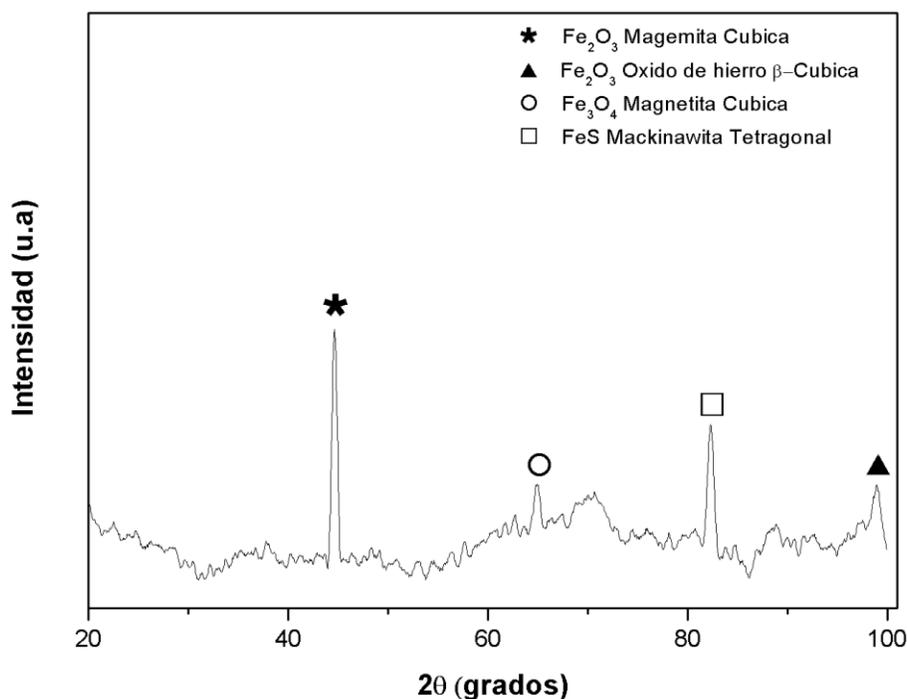


Figura 3.24 Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C.

3.9.2 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C

El difractograma de la probeta expuesta a este medio se muestra en la Figura 3.25, donde se tiene en mayor proporción la Magemita cúbica (óxido), Mackinawita tetragonal (sulfuro), Magnetita cúbica (óxido) y Trollita Hexagonal (sulfuro); sin embargo, se tiene un incremento de la velocidad de corrosión debido a la acción combinada del flujo con el incremento de la temperatura lo cual promueve el desprendimiento de los productos de corrosión. Esto se corrobora en la Figura 3.2.

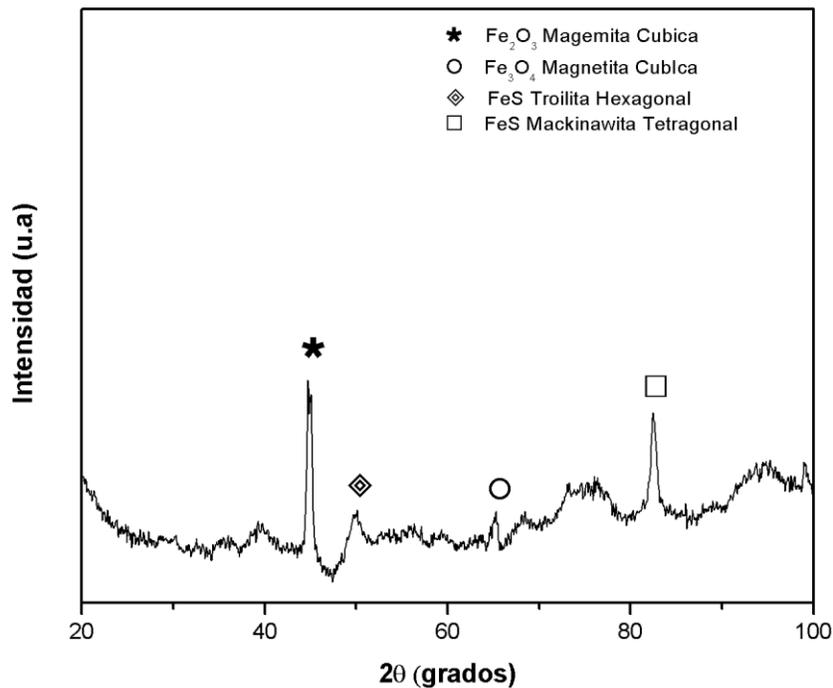


Figura 3.25 Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C.

3.9.3 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C

El difractograma de la probeta expuesta a este medio se muestra en la Figura 3.26, teniendo en su mayoría la presencia de Magemita cúbica (óxido), Siderita romboedral (carbonato) y Cementita Ortorrombica (carburo). La presencia de estas especies cristalinas resultan ser más protectoras en comparación al medio con presencia de H₂S. Esto se corrobora en la Figura 3.3.

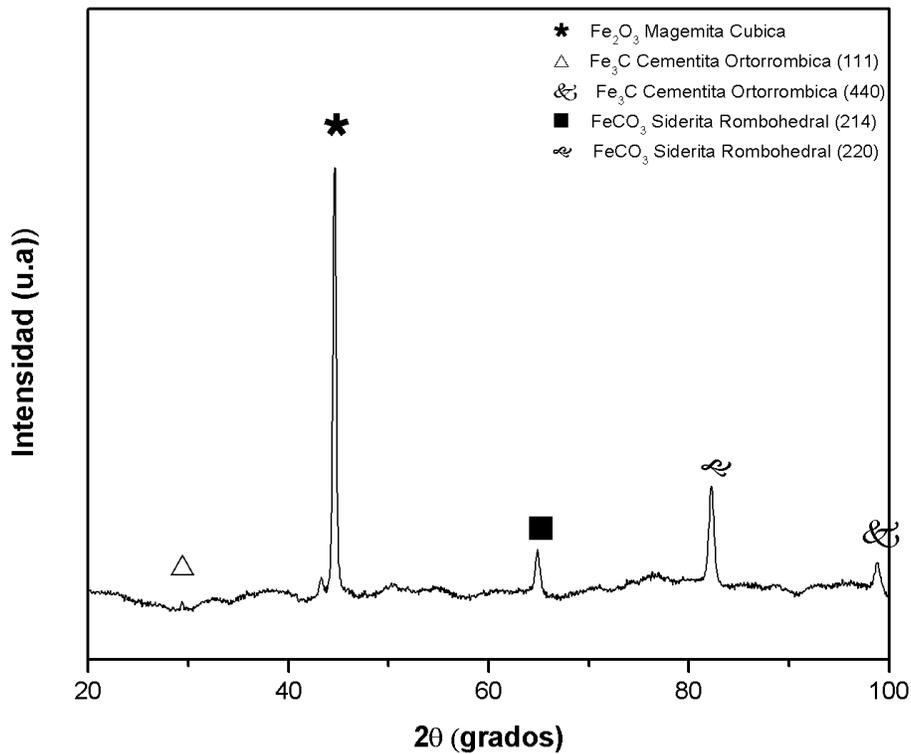


Figura 3.26 Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C.

3.9.4 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C

El difractograma de la probeta expuesta a este medio se muestra en la Figura 3.27, teniendo como resultado una mayor presencia de Magemita cúbica (óxido), Siderita romboedral (carbonato), además de especies cristalinas también presentes, tales como la Cementita ortorrómbica. Con esta mezcla de productos de corrosión se logra una mejor protección debido a la mayor presencia de Siderita ya que es un carbonato más estable a mayor temperatura, ^[31] tal como se muestra en la Figura 3.3.

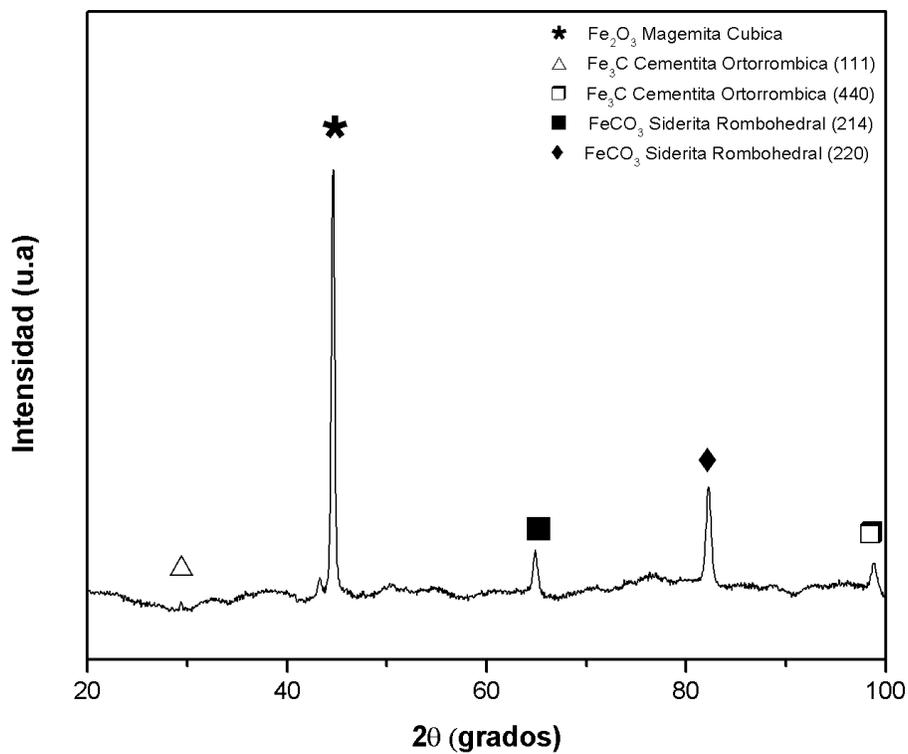


Figura 3.27 Difractograma de los productos de corrosión formados en la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C.

Tabla 3.12 Análisis comparativo de los productos de corrosión formados en el acero API 5L X70T a las diferentes condiciones experimentales.

Acero API 5L X-70T				
Productos de corrosión	1 bar de H ₂ S		1 bar de CO ₂	
	30°C	60°C	30°C	60°C
Magemita cúbica(Fe₂O₃)	X	X	X	X
Óxido de hierro β cúbico (Fe₂O₃)	X			
Magnetita cúbica (Fe₃O₄)	X	X		
Mackinawita Tetragonal (FeS)	X	X		
Trollita Hexagonal (FeS)		X		
Cementita Ortorrombica (Fe₃C) (111)			X	X
Cementita Ortorrombica (Fe₃C) (200)			X	
Cementita Ortorrombica (Fe₃C) (440)			X	X
Siderita Romboedral (FeCO₃)			X	X
Siderita Romboedral (FeCO₃)			X	X

3.10 Análisis del daño superficial del acero API 5L X-70T

Para observar la superficie del metal y determinar el daño que sufre, se realiza una limpieza a las probetas, donde se lleva a cabo la remoción de los productos de corrosión formados durante la experimentación. Posterior a ello se analizan las superficies mediante la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB).

3.10.1 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C

La micrografía se observa en la Figura 3.28, de la probeta expuesta a este medio, en la que se aprecia que la superficie sufre daño por picaduras, esto ocasionado por la disolución del metal, esto es característico del medio con presencia de H₂S.

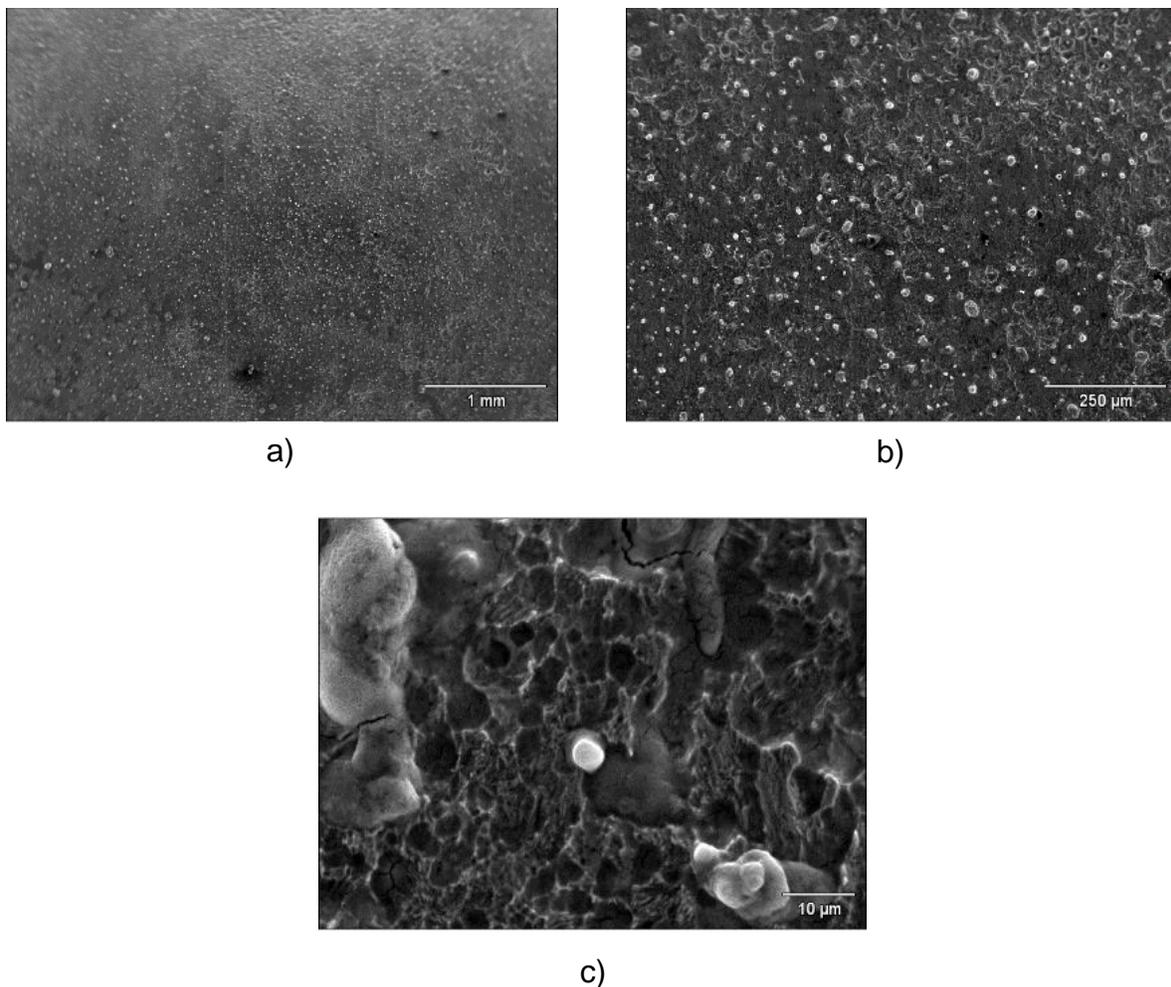


Figura 3.28 Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).

Para obtener más información de los residuos de los productos de corrosión que hayan permanecido sobre la superficie de la probeta una vez hecha la limpieza de lleva a cabo un análisis puntual, el cual se muestra en la Figura 3.29 y la Tabla 3.13.

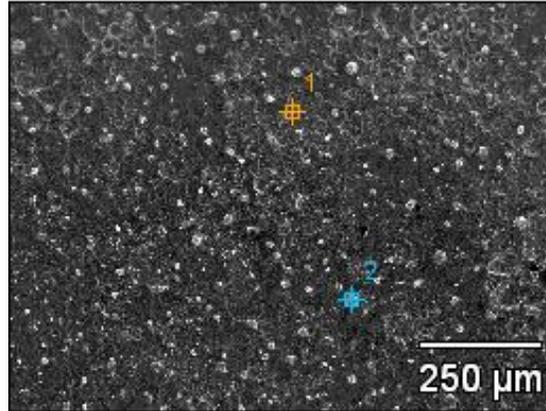


Figura 3.29 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂O a 30°C.

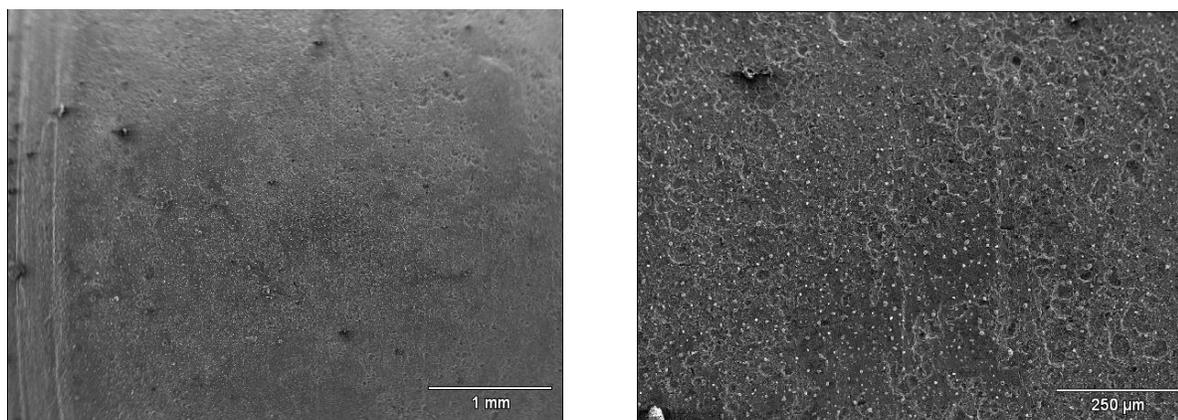
Tabla 3.13 Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 30°C después de la limpieza de la superficie.

%Peso							
	C-K	O-K	Si-K	Cl-K	Ca-K	Mn-K	Fe-K
Punto 1	9.68	7.06	0.32		0.52	0.78	81.64
Punto 2	10.83	30.98	0.13	23.69	8.57		25.79

El punto uno corrobora una remoción de los productos de corrosión después de la limpieza, debido a que existe una mayor presencia del hierro. Sin embargo en el punto dos, se tiene mayor presencia de oxígeno lo cual indica residuos remanentes de los productos de corrosión tales como óxidos.

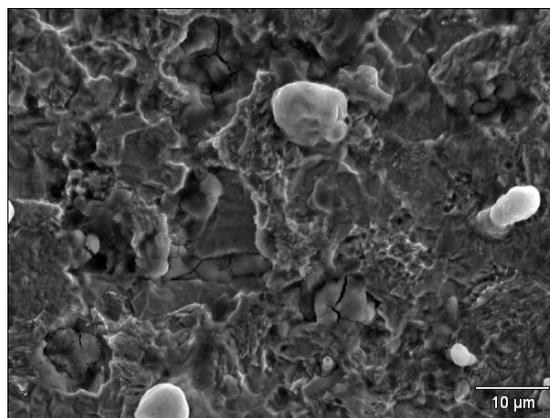
3.10.2 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C

La Figura 3.30 muestra que la superficie sufre daño por picaduras, esto ocasionado por la disolución del metal. Presentando una mayor velocidad de corrosión debido a la inestabilidad y poca adherencia de los productos de corrosión formados sobre la superficie de la probeta.



a)

b)



c)

Figura 3.30 Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).

Para obtener más información de los residuos de los productos de corrosión que hayan permanecido sobre la superficie de la probeta una vez hecha la limpieza se lleva a cabo un análisis puntual, el cual se muestra en la Figura 3.31 y Tabla 3.14.

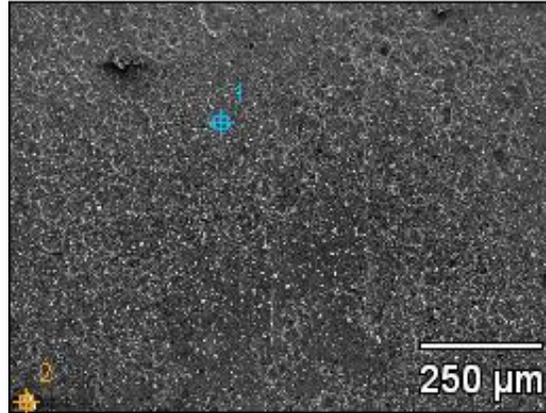


Figura 3.31 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂O a 60°C.

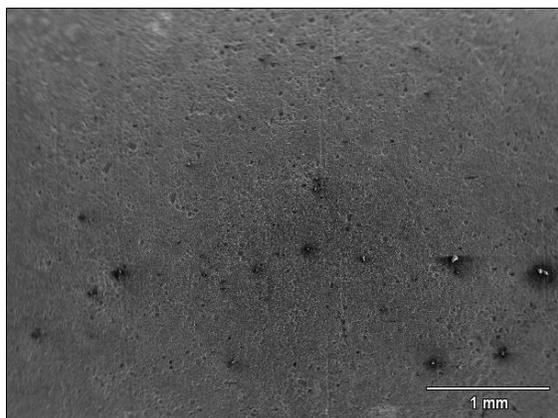
Tabla 3.14 Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de H₂S a 60°C después de la limpieza de la superficie.

%Peso								
	C-K	O-K	Si-K	S-K	Cl-K	Ca-K	Mn-K	Fe-K
Punto 1	14.45	7.90	0.37			0.20	0.92	76.17
Punto 2	6.82	5.63		0.53	1.07	0.93	1.00	84.02

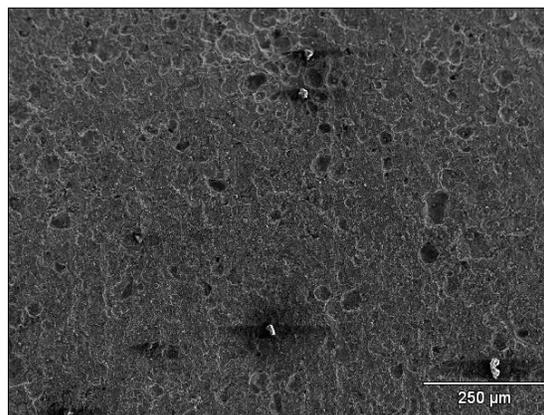
Se observa que en los 2 puntos se encuentra residuos de los productos de corrosión generados durante la experimentación, sin embargo en el punto dos se tienen residuos de una mezcla de óxidos y sulfuros.

3.10.3 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C

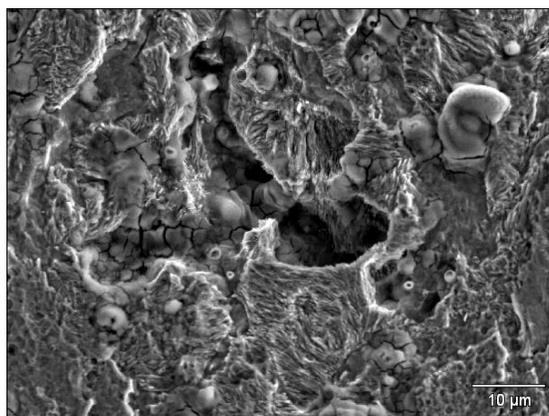
La Figura 3.32 muestra la probeta después de realizar la limpieza de los productos de corrosión, la cual muestra la presencia de algunas picaduras debido a la disolución del metal debido a la acción del CO₂.



a)



b)



c)

Figura 3.32 Micrografías de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).

La Figura 3.33 y la Tabla 3.15 muestran el análisis puntual. El punto uno muestra el análisis de la superficie del acero mientras que el punto dos presenta remanentes propios de los productos de corrosión.

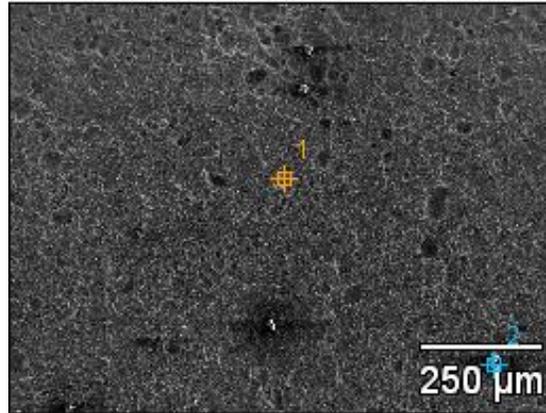


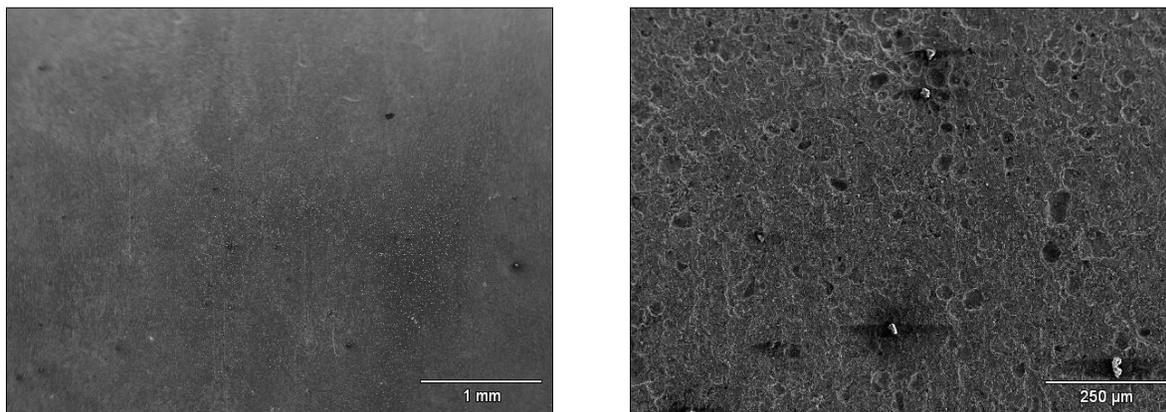
Figura 3.33 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C.

Tabla 3.15 Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 30°C después de la limpieza de la superficie.

%Peso									
	C-K	O-K	Mg-K	Si-K	S-K	Cl-K	Ca-K	Mn-K	Fe-K
Punto 1	12.29			0.47				1.21	86.03
Punto 2	18.34	19.09	0.06	0.16	12.88	9.86	2.42		37.19

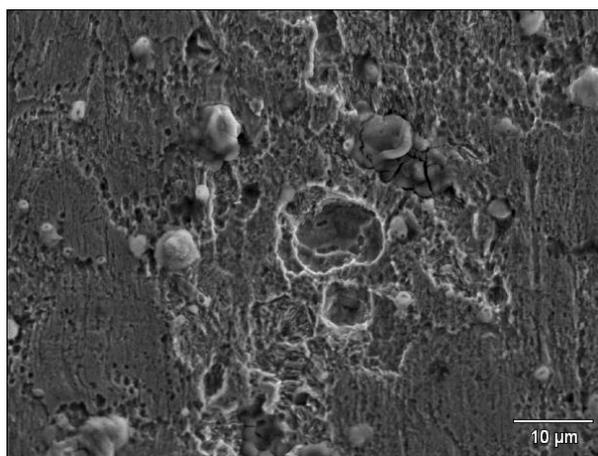
3.10.4 Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C

La Figura 3.34 muestra la probeta después de realizar la limpieza de los productos de corrosión, la cual muestra la presencia de picaduras debido a la disolución del metal debido a la acción del CO₂ y del incremento de la temperatura (60° C).



a)

b)



c)

Figura 3.34 Micrográficas de la probeta una vez hecha la remoción de los productos de corrosión expuesta a el medio Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C (a) (25X), (b) (100X) y (c) (1500X).

Para saber si se llevó a cabo una buena limpieza de la superficie de la probeta se realizó un análisis puntual el cual se muestra en la Figura 3.35 y la Tabla 3.16.

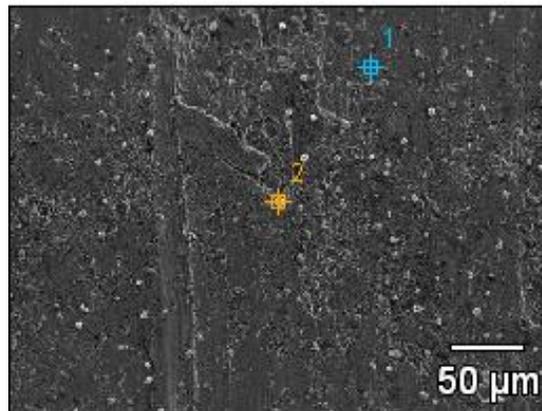


Figura 3.35 Micrografía de la zona seleccionada para el análisis puntual de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C.

Tabla 3.16 Elementos del punto uno y dos de la probeta expuesta al medio de Salmuera + 10% Keroseno+ 1 bar de CO₂ a 60°C después de la limpieza de la superficie.

%Peso							
	C-K	O-K	Si-K	Cl-K	Ca-K	Mn-K	Fe-K
Punto 1	13.62		0.48			1.07	84.83
Punto 2	9.79	22.15	0.30	17.43	0.22	0.52	49.59

El punto uno muestra el análisis de la superficie del acero mientras que el punto dos presenta remanentes propios de los productos de corrosión. Presentando nuevamente disolución del metal y por ende en mayor grado la presencia de picaduras.

Conclusiones

Se estudió el comportamiento del Acero API 5L X-70T a diferentes condiciones, mediante el uso del electrodo cilíndrico rotatorio (ECR) empleando CO₂ (medio dulce) y H₂S (medio amargo), a dos diferentes temperaturas, 30 y 60°C. De acuerdo con los resultados obtenidos se pueden establecer las siguientes conclusiones.

- Para el medio de un bar de H₂S, la influencia de la temperatura se hace evidente el incremento de la velocidad de corrosión de manera inicial hasta 4000 rpm. Después de este rango se presenta una disminución drástica de la velocidad de corrosión debido principalmente a la formación continua de los productos de corrosión, especialmente sulfuros.
- En el medio de un bar de CO₂ se registran mayores velocidades de corrosión a 30°C y bajas velocidades de rotación (2000 rpm). A 60°C la velocidad de corrosión se comporta de manera uniforme sin observarse una influencia significativa de la temperatura y de la velocidad de rotación.
- El ataque a nivel macroscópico es más agresivo a un bar de H₂S y 60°C lo cual corrobora que este sistema presenta la mayor velocidad de corrosión.
- Para el medio de un bar de CO₂ a 60°C se observa un menor ataque sobre la superficie, aunque con la presencia de algunas picaduras, corroborando además la existencia de una menor velocidad de corrosión.
- Como productos de corrosión la mezcla de sulfuros (mackinawita y troilita) y óxidos (magemita y magnetita) presentes en el sistema de H₂S resulta ser protectora a la temperatura de 30 °C, sin embargo a 60° C se reduce dicha capacidad.
- La mezcla de carbonatos (siderita), carburos de hierro (cementita) y óxidos (magemita y magnetita) presentes en el medio de CO₂ resulta ser protectora aún a temperaturas de 60°C, esto por su estabilidad y adherencia ya que no se observa una remoción tan visible en comparación al sistema de H₂S.

Bibliografía

- [1] Flow induced corrosion”, Harvey Hack, Underwater Magazine, 2001.
- [2] Ryzhenko BN. Determination Of Dissociation Constants Of Carbonic Acid And The Degree Of Hydrolysis Of The CO₃²⁻ And HCO₃⁻ Ions In Solutions Of Alkali Carbonates At Elevated Temperatures. Geochemistry (A translation of Geokhimiya); Geochemical Society. 1963: 151-164
- [3] de Waard C, Milliams DE. Carbonic Acid Corrosion of Steel. Corrosion. NACE International. 1975; 31: 177-81. <http://dx.doi.org/10.5006/0010-9312-31.5.177>
- [4] Sun, W. Marquez, A. I. y Botte, G. G. Theoretical Investigation of H₂S Corrosion of Mild Steel, Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio.
- [5] Ueda M, Takabe H, “Effect of Environmental Factor and Microstructure on Morphology of Corrosion Products in CO₂ Environments”. En: Proceeding del The NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION99. Houston (EE.UU.): NACE International, 1999, No. 13
- [6] D. A. Jones, Corrosion 39, 444 (1983)
- [7] M.E. Olvera-Martínez, J. Mendoza-Flores, J. Genesca Efecto del flujo turbulento sobre el proceso de corrosión por CO₂ y la determinación de la eficiencia de inhibidores corrosión 2013.
- [8] Flow and corrosion modeling for a wet gas pipeline containing CO₂/H₂S”, Nguyen N. Bich, NACE-Central Aerea Conference, Canada, 2000
- [9] “Problemas de flujo de fluidos”, Antonio Valiente B., Ed. Limusa, 1997
- [10] “Corrosion, metal-environment reaction, L.L. Shreir, Ed. Newnes-Butterworths, Vol. 1, Second edition
- [11] Poulson B. Electrochemical Measurements In Flowing Solutions. Corrosion Science. “Química”, Garritz-Chamizo, Ed. Pearson Educación, 2001, pp.768.
- [12] Bard AJ, Faulkner LR. Electrochemical Methods, Fundamental And Applications. USA: John Wiley & Sons; 1980.
- [13] ASTM G389 “Standard practice for conventions applicable to electrochemical measurements in corrosion testing”
- [14] Shinichi, Yasuo. "Effects of temperature and aggressive anions on corrosion of carbon steel in potable water". Corrosion Science. Cambridge, U. K. Vol. 49, 2007. D. A. Jones, Corrosion 39, 444 (1983)
- [15] De Waard C, Milliams DE. Carbonic Acid Corrosion of Steel. Corrosion. NACE International. 1975; 31: 177-81. <http://dx.doi.org/10.5006/0010-9312-31.5.177>
- [16] “Effect of buffer capacity on the CO₂ pitting of steel”, Saadedine Tebbal, Corrosion 1999, paper #23.

- [17] Soria Ramírez Rafael Edmundo Efecto y control de la corrosión por H₂S en tuberías de producción, México 2016.
- [18] “Chemo – mechanical effects of flow on corrosion”, E. Heitz, Corrosion 1990 paper #1.
- [19] “Internal Corrosion risk reduced with methodic attention, training”, Scott Farthing, Columbia Gas Transmission, Charleston, West Virginia, 1999.
- [20] “Flow and corrosion modeling for a wet gas pipeline containing CO₂/H₂S” ,Nguyen N. Bich, NACE-Central Aerea Conference, Canada, 2000.
- [21] Effect of buffer capacity on the CO₂ pitting of steel”, Saadedine Tebbal, Corrosion 1999, paper #23.
- [22] La Que FL. Theoretical Studies And Laboratory Techniques In Sea Water Corrosion Testing Evaluation. Corrosion. 1957; 13: 303t-14t.
- [23] Bard AJ, Faulkner LR. Electrochemical Methods, Fundamental And Applications. USA: John Wiley & Sons; 1980
- [24] API Specification 5L, Specification for Line Pipe, Forty Third Edition, March 2004.
- [25] M. A. L. Hernández-Rodriguez, D. Martinez-Delgado, R. Gonzalez, “Corrosive wear failure analysis in a natural gas pipeline”, wear, 263 (2007), p. 567
- [26] Schmitt G, Rothman B. Corrosion of Unalloyed and Low Alloyed Steels in Carbonic Acid Solutions. Werkstoffe und Korrosion, 29, 1978. En CO₂ Corrosion In Oil And Gas Production - Selected Papers, Abstracts And References. Newton LE., Hausler RH (eds.), NACE T-1-3, 1984.
- [27] T. Ohki, M. Tanimura, “Effect of inclusion on sulphide stress cracking”, ASTM STP 610, American Society For Testing and Materials, 1970
- [28] S.Seal, K Sapre, A. KAlé, V. Desai, M. Gopal, P Jepson, “Effect of Multiphase ow on corrosion of C-steel in presence of inhibitor: a Surface morphological and chemical study”, Corrosion Science, Vol. 42.
- [29] Dalayan E, Morades F. D, Shadley, Shirazi S. A. y Rybicki E. F. “CO₂ corrosion prediction in pipe flow under FECO₃ scale-forming conditions” Corrosion NACE International, paper 51, 1998
- [30] S.Seal, K Sapre, A. KAlé, V. Desai, M. Gopal, P Jepson, “Effect of Multiphase ow on corrosion of C-steel in presence of inhibitor: a Surface morphological and chemical study”, Corrosion Science, Vol. 42.
- [31] Nesic S., Pots F. M. Postlethwaite J. “Superposition of difusión and Chemical Reaction controlled Limiting Currents Aplicacion to CO₂ Corrosion”. J. Corrosion Science and Engineering. ISSN 1466-8858, 1995.

APÉNDICE A

CÁLCULO DEL NÚMERO DE REYNOLDS

Al determinar el Re partiendo de la velocidad de rotación del ECR en rpm es necesario conocer la velocidad en la periferia del cilindro en $m*s^{-1}$ para de esta forma realizar el cálculo del número de Reynolds (Re).

La manera en como el número de Reynolds fue calculado partiendo de la rotación del ECR en rpm se describe a continuación:

1.- Conversión de velocidad angular a velocidad lineal

Considerando las equivalencias:

$$1 \text{ min} = 60 \text{ seg}$$

$$1 \text{ revolución} = 2\pi \text{ radianes}$$

La velocidad de rotación ω [en radianes s^{-1}] será:

$$\omega \left[\frac{\text{radianes}}{s} \right] = \left[\omega \frac{\text{rev}}{\text{min}} \times \frac{1 \text{ min}}{60 s} \times \frac{2\pi \text{ rad}}{1 \text{ rev}} \right]$$

Así:

$$\omega \left[\frac{\text{radianes}}{s} \right] = \omega [\text{en rpm}] \times 0.1042 \quad (1)$$

Sustituyendo la ecuación (1) en (2)

$$V_c = \frac{\omega d_c}{2} \quad (2)$$

Dónde:

ω = Rotación del CR (velocidad angular) en rad s^{-1}

D_c = Diámetro del cilindro en m

V_c = Velocidad en la periferia m s^{-1}

$$V_c = \omega \times 0.05236 \times d_c \quad (3)$$

Dónde:

ω = Rotación del CR (velocidad angular) en rpm

D_c = Diámetro del cilindro en m

V_c = Velocidad en la periferia m s^{-1}

Esta última ecuación (3) fue empleada para llevar a cabo la transformación de velocidad angular (velocidad de rotación del ECR en rpm) a velocidad lineal (velocidad en la periferia del ECR) en la presente investigación.

2.- Cálculo del número de Reynolds para la geometría cilíndrica rotatoria

Para el caso específico de la geometría cilíndrica rotatoria, el cálculo del Re se realizó empleando la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{V_c d_c}{\nu} < 200 \quad (4)$$

Dónde:

Re = Número de Reynolds

d_c = Diámetro del cilindro en m ν =

Viscosidad cinemática en $\text{m}^2 \text{s}^{-1}$

Vc = Velocidad en la periferia del CR en m s⁻¹

Si la viscosidad cinemática (v) es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad se tiene entonces ahora:

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (5)$$

Dónde:

v = Viscosidad cinemática en m² s⁻¹

μ = Viscosidad dinámica en Kg m⁻¹ s⁻¹

ρ = Densidad en kg m⁻³

Realizando la transformación de unidades para la viscosidad dinámica de cp a Kg m⁻¹ s⁻¹ se aplica:

$$\mu \left[\frac{Kg}{m \cdot s} \right] = \mu [en \text{ cp}] \times 0.001 \quad (6)$$

Sustituyendo la ecuación (6) en la ecuación (5) se tiene:

$$v = \frac{\mu \times 0.001}{\rho} \quad (7)$$

Dónde:

v = Viscosidad cinemática en m² s⁻¹

μ = Viscosidad dinámica en cp

ρ = Densidad en Kg m⁻³

Al sustituir las ecuaciones (3) y (7) en la ecuación (4) y simplificando; se obtuvo la ecuación empleada en la investigación para el cálculo del Re a partir de ecuaciones desarrolladas para la geometría cilíndrica rotatoria:

$$Re_c = \frac{V_c d_c}{\nu} = \frac{[\omega \times 0.05236 \times d_c] d_c}{\frac{\mu \times 0.001}{\rho}} = \frac{\omega \times 0.05236 \times d^2 c \times \rho}{\mu \times 0.001} \quad (8)$$

$$Re_c = \frac{\omega \times 52.36 \times d^2 c \times \rho}{\mu} \quad (9)$$

Dónde:

Re_c = Número de Reynolds

d_c = Diámetro del cilindro en m

μ = Viscosidad dinámica en cp

ω = Velocidad de rotación del CR (velocidad angular) en rpm

ρ = Densidad en Kg m⁻³

Cabe recordar que para la geometría cilíndrica rotatoria se conoce que Reynolds mayores a 2000 representan un régimen turbulento.

APÉNDICE B

Comparaciones de velocidades de corrosión

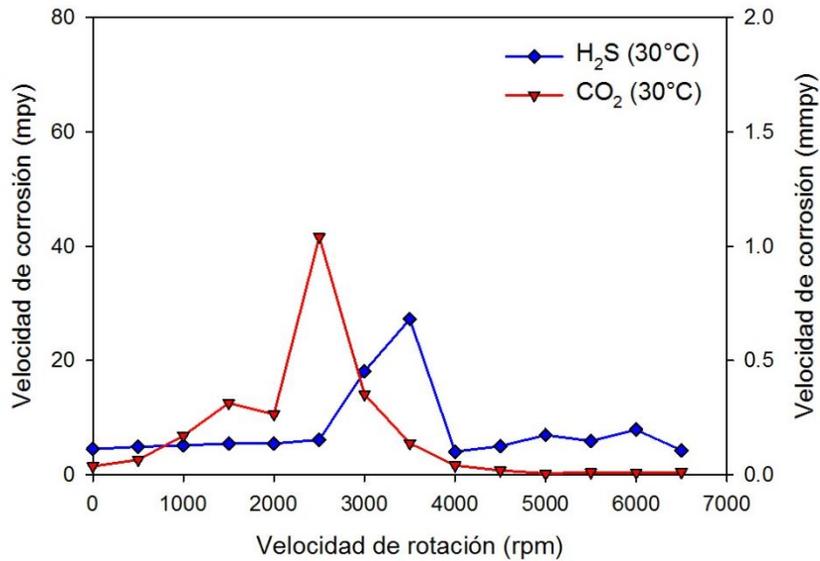


Figura B.1 Velocidad de corrosión vs. Velocidad de rotación del sistema salmuera + 10% keroseno a 30°C con un bar de H₂S vs.un bar de CO₂.

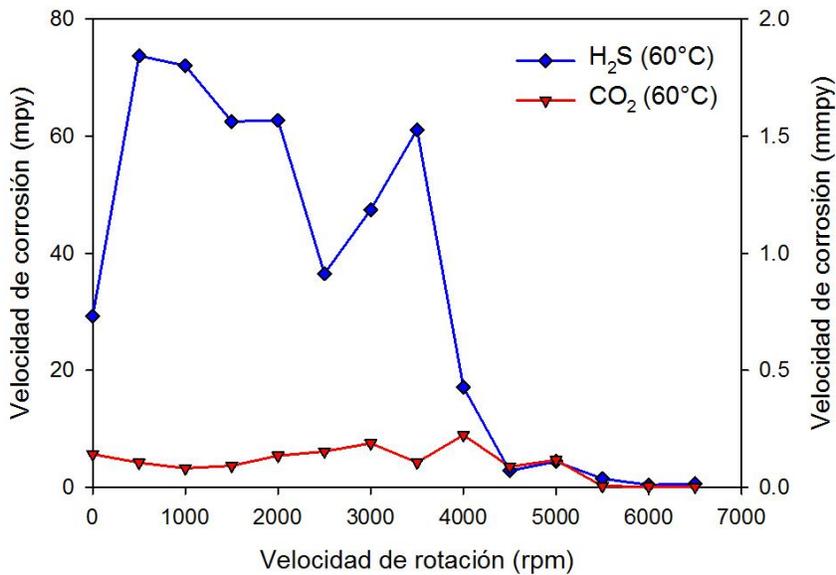


Figura A.2 Velocidad de corrosión vs. Velocidad de rotación del sistema salmuera + 10% keroseno a 60°C con un bar de H₂S vs.un bar de CO₂.

APÉNDICE C

Tabla C1 Velocidades de corrosión a diferentes velocidades de rotación.

EXPERIMENTO H ₂ S 30°C	V _{corr} (mpy)	V _{corr} (mmpy)
0	4.479	0.11375
500	4.9035	0.12455
1000	5.146	0.1307
1500	5.465	0.13885
2000	5.446	0.1383
2500	6.132	0.15575
3000	18.105	0.4599
3500	27.21	0.69105
4000	4.048	0.10281
4500	5.0125	0.1273
5000	6.951	0.17655
5500	5.8965	0.14975
6000	7.8745	0.2
6500	4.277	0.108615

Tabla C2 Velocidades de corrosión a diferentes velocidades de rotación.

EXPERIMENTO H₂S 60°C	Vcorr (mpy)	Vcorr (mmpy)
0	29.2550	0.6387
500	73.7450	1.8730
1000	72.0300	1.8295
1500	62.5150	1.5880
2000	62.7100	1.5930
2500	36.5250	0.9282
3000	47.4200	1.2045
3500	61.1150	1.5524
4000	17.0950	0.4342
4500	2.8310	0.0719
5000	4.3820	0.1112
5500	1.4781	0.0339
6000	0.4128	0.0104
6500	0.6525	0.001657

Tabla C3 Velocidades de corrosión a diferentes velocidades de rotación.

EXPERIMENTO CO₂ 30°C	Vcorr (mpy)	Vcorr (mmpa)
0	1.5040	0.0381
500	2.5975	0.0659
1000	6.8235	0.1733
1500	12.5400	0.3185
2000	10.5760	0.2686
2500	41.6300	1.0572
3000	14.0710	0.3574
3500	5.4970	0.1396
4000	1.6350	0.0415
4500	0.7455	0.0189
5000	0.2319	0.0058
5500	0.4395	0.0083
6000	0.3914	0.0099
6500	0.4608	0.0038

Tabla C4 Velocidades de corrosión a diferentes velocidades de rotación.

EXPERIMENTO CO₂ 60°C	Vcorr (mpy)	Vcorr (mmpa)
0	5.6645	0.1435
500	4.2000	0.1067
1000	3.2620	0.0828
1500	3.6980	0.0938
2000	5.4050	0.1373
2500	6.1195	0.1554
3000	7.5290	0.1912
3500	4.2480	0.1078
4000	8.9215	0.2265
4500	3.5365	0.0898
5000	4.6545	0.1182
5500	0.1987	0.0050
6000	0.1228	0.0031
6500	0.0974	0.0024