

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES
AVANZADOS, S.C.**

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**ESTUDIO DE CORROSIÓN AMBIENTAL EN LAS ALEACIONES
INCONEL 718 Y AISI 1018 EN UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA
UBICADA EN EL ESTADO DE TABASCO.**

MAESTRÍA EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA AMBIENTAL

PRESENTA:

Claudia Chávez Caraveo

ASESOR:

M.C. Adán Borunda Terrazas

Co-ASESOR:

Dr. Víctor Orozco Carmona

CHIHUAHUA, CHIH.

OCTUBRE 2017

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1-7
OBJETIVOS	1-9
GENERAL:	1-9
ESPECÍFICOS:	1-9
CAPITULO 1. HIPÓTESIS.....	1-10
CAPITULO 2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2-11
CAPITULO 3. ANTECEDENTES	3-16
CAPITULO 4. CORROSIÓN AMBIENTAL	4-20
4.1 CONTAMINANTES AMBIENTALES	4-21
4.2 LLUVIA ÁCIDA.....	4-22
CAPITULO 5. MÉTODOS PARA DETERMINAR VELOCIDADES DE CORROSIÓN Y TÉCNICAS ELECTROQUÍMICAS.....	5-23
5.1 PÉRDIDA DE PESO MEDIANTE CUPONES	5-23
5.2 TÉCNICAS ELECTROQUÍMICAS	5-24
5.2.1 <i>Curvas de Polarización</i>	5-24
5.2.2 <i>Extrapolación de Tafel</i>	5-25
5.2.2.1 La ecuación de Tafel.....	5-27
5.3 NORMA ISO 9223, CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD ATMOSFÉRICA.....	5-28
CAPITULO 6. METODOLOGÍA.....	6-30
6.1 CUPONES.....	6-31
6.1.1 <i>Proceso de Limpieza</i>	6-34
6.1.2 <i>Pérdida de Peso por Gravimetría</i>	6-35
6.2 SENSORES.....	6-35
6.2.1 <i>Construcción</i>	6-35
6.2.2 <i>Activación Iónica</i>	6-36
6.3 PRUEBAS ELECTROQUÍMICAS EN LABORATORIO.....	6-36
6.3.1 <i>Cámara de Humedad</i>	6-36
6.3.2 <i>Pruebas Electroquímicas</i>	6-37
6.4 MEDICIÓN DE CONTAMINANTES AMBIENTALES.....	6-38
	1-2

6.4.1	<i>Tubos Dräger</i>	6-39
6.4.2	<i>Monitor de Bióxido de Azufre</i>	6-40
6.4.3	<i>Consulta en Fuentes Oficiales</i>	6-40
CAPITULO 7. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		7-41
7.1	COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA ALEACIÓN INCONEL 718.....	7-41
7.2	PRUEBAS GRAVIMÉTRICAS	7-42
7.3	PRUEBAS ELECTROQUÍMICAS.....	7-58
7.3.1	<i>Sensores Electroquímicos</i>	7-58
7.3.2	<i>Pruebas de Laboratorio</i>	7-60
7.3.2.1	Cámara de Humedad.....	7-60
7.3.2.2	Pruebas electroquímicas	7-61
7.4	MEDICIÓN DE CONTAMINANTES PRESENTES EN EL AIRE.....	7-64
7.4.1	<i>Método Tubo Dräger</i>	7-65
7.4.2	<i>Método Monitor de Bióxido de Azufre</i>	7-65
7.4.3	<i>Consulta en Fuentes Oficiales</i>	7-66
7.4.4	<i>Clasificación de la corrosividad del ambiente en base a la norma ISO 9223</i>	7-69
7.5	CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE CORROSIÓN	7-71
CAPITULO 8. CONCLUSIONES		8-3
CAPITULO 9. RECOMENDACIONES		9-4

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. VISTA DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA CONSIDERA DENTRO DEL PRESENTE ESTUDIO	2-11
FIGURA 2. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO.....	2-12
FIGURA 3. EJEMPLOS DE LA ESTRUCTURA METÁLICA CORROÍDA DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA.	2-13
FIGURA 4. VISTA DE LOS EFECTOS CORROSIVOS MEDIO AMBIENTALES DE LA PLANTA DE REFINACIÓN DE GASES ALEDAÑA A LA PLANTA TERMOELÉCTRICA.....	2-14
FIGURA 5. SITIOS DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA DONDE HAY INDICIOS DE EXISTENCIA DE CORROSIÓN; A) ÁLABES DE TURBINA; B) ROTOR; C) ASPERSOR; D) TERMOPAR.....	2-14
FIGURA 6. EMISIONES GENERADAS POR LA PLANTA DE REFINACIÓN DE GAS DE PEMEX.	2-15
FIGURA 7. UBICACIÓN DE LOS SENSORES Y CUPONES PARA MEDICIONES ELECTROQUÍMICAS.	6-32
FIGURA 8. A) TECHO SUB-ESTACIÓN; B) CAJA DE FILTROS UNIDAD 1; C) CAJA DE FILTROS UNIDAD 2; D) TECHO CUARTO DE CONTROL; E) REJA DE GASES; F) DOMO Y CHIMENEA UNIDAD 1; G) DOMO Y CHIMENEA UNIDAD 2; F) BLANCO, EN LA CIUDAD DE VILLAHERMOSA, TAB.	6-34
FIGURA 9. PARTES DE LOS SENSORES Y SU ASPECTO FINAL.	6-36
FIGURA 11. MUESTRAS DE INCONEL Y AISI 1018 EN LA CÁMARA DE HUMEDAD.	6-37
FIGURA 12. BOMBA DETECTORA DE GASES ACCURO.....	6-39
FIGURA 13. EQUIPO UTILIZADO PARA LA MEDICIÓN DE SO ₂ PARA EL MÉTODO 2.	6-40
FIGURA 14. ESTADO FINAL DE LOS CUPONES DESPUÉS DEL TIEMPO DE EXPOSICIÓN.....	7-42
FIGURA 15. ACABADO FINAL DE LA SUPERFICIE DE LOS CUPONES DESPUÉS DEL PROCESO DE LIMPIEZA.	7-42
FIGURA 16. CROQUIS Y UBICACIÓN DE LOS CUPONES Y SENSORES ELECTROQUÍMICOS. LA ZONA EN ROJO ES DONDE SE REGISTRA LA MAYOR CANTIDAD DE PÉRDIDA DE PESO.	7-53
FIGURA 17. ESTADO FINAL DE LAS ALEACIONES EXPUESTAS DESPUÉS DE UN MES EN CÁMARA DE HUMEDAD.	7-61
FIGURA 18. ARREGLO ELECTROQUÍMICO PARA LAS PRUEBAS ELECTROQUÍMICAS.	7-61
FIGURA 19. A) MUESTRA EXPUESTA A ANÁLISIS ELECTROQUÍMICO CON AGUA DE OSMOSIS. B) MUESTRA EXPUESTA A PRUEBA ELECTROQUÍMICA CON SOLUCIÓN NACE. C) MUESTRA EXPUESTA A PRUEBA ELECTROQUÍMICA CON AGUA DE OSMOSIS ACIDIFICADA. D) MUESTRA EXPUESTA A PRUEBA ELECTROQUÍMICA CON SOLUCIÓN NACE ACIDIFICADA.	7-64
FIGURA 20. MEDICIÓN DE CONTAMINANTES AMBIENTALES MEDIANTE BOMBA CON EL USO DE TUBOS DRÄGER	7-65
FIGURA 21. MICROGRAFÍAS DE LA SUPERFICIE DE SENSORES Y CUPONES TOMADA A X35 Y X230.	7-2

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. SITIOS DE UBICACIÓN DE CUPONES Y SENSORES ELECTROQUÍMICOS.....	6-33
TABLA 2. CARACTERIZACIÓN DE CUPONES Y BARRAS DEL INCONEL 718 UTILIZADO PARA MEDICIONES DE CORROSIÓN.....	7-41
TABLA 3. PROMEDIOS DE PÉRDIDA DE PESO DE LAS MEDICIONES GRAVIMÉTRICAS.....	7-43
TABLA 4. DIMENSIONES, PESOS INICIALES Y FINALES DE CUPONES DEL PERIODO DIC-MAR.	7-46
TABLA 5. DIMENSIONES, PESOS INICIALES Y FINALES DE CUPONES DEL PERIODO MAR-JUN.....	7-47
TABLA 6. DIMENSIONES, PESOS INICIALES Y FINALES DE CUPONES DEL PERIODO JUN-OCT.	7-48
TABLA 7. DIMENSIONES, PESOS INICIALES Y FINALES DE CUPONES DEL PERIODO OCT-FEB.	7-49
TABLA 8. VELOCIDAD DE CORROSIÓN DEL AISI 1018 (MM/AÑO).....	7-51
TABLA 9. VELOCIDADES DE CORROSIÓN DEL INCONEL 718 (MM/AÑO).	7-51
TABLA 10. PROMEDIOS METEOROLÓGICOS DE HUMEDAD RELATIVA, RADIACIÓN SOLAR, DIRECCIÓN DEL VIENTO Y TEMPERATURA MEDIA.	7-54
TABLA 11. CORRELACIÓN DE PEARSON DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN RESPECTO A LOS PARÁMETROS MEDIO AMBIENTALES.	7-57
TABLA 12. VELOCIDADES DE CORROSIÓN DE LOS SENSORES ELECTROQUÍMICOS CORRESPONDIENTES A CADA PERIODO DE MEDICIÓN DEL AISI 1018.	7-58
TABLA 13. VELOCIDADES DE CORROSIÓN DE LOS SENSORES ELECTROQUÍMICOS CORRESPONDIENTES A CADA PERIODO DE MEDICIÓN DEL INCONEL 718.	7-58
TABLA 14. VELOCIDADES DE CORROSIÓN EN CUPONES EXPUESTOS EN CÁMARA DE HUMEDAD.	7-60
TABLA 15. VELOCIDADES DE CORROSIÓN DEL INCONEL 718 BAJO DIFERENTES CONCENTRACIONES DE H ₂ S EN AGUA DE OSMOSIS.....	7-62
TABLA 16. VELOCIDADES DE CORROSIÓN CON Y SIN ACIDIFICAR AGUA DE OSMOSIS Y SOLUCIÓN NACE.	7-63
TABLA 17. CANTIDAD DE SO ₂ MEDIDA MEDIANTE EL MONITOR DE BIÓXIDO DE AZUFRE.	7-66
TABLA 18. PROMEDIO DE SO ₂ Y O ₃ PUBLICADOS EN LA BASE DE DATOS DE SERNAPAM.	7-66
TABLA 19. CLASIFICACIÓN DE LOS CUPONES GRAVIMÉTRICOS SEGÚN A LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN OBTENIDA SEGÚN AL PERIODO DE MEDICIÓN.	7-69
TABLA 20. TABLA COMPARATIVA DE CANTIDAD DE SO ₂ REGISTRADA EN LA BASE DE DATOS PROMEDIO DE CADA PERIODO DE MEDICIÓN CON RESPECTO A LOS QUE DEBE DE CONTENER EL AMBIENTE SEGÚN LA NORMA ISO 9223.....	7-71
TABLA 21. EDS REPRESENTATIVOS DE DETECCIÓN DE S EN CUPONES Y SENSORES ELECTROQUÍMICOS. ...	7-

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA 1. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES INCONEL 718 CORRESPONDIENTES AL PERIODO DIC-MAR.	7-44
GRÁFICA 2. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES INCONEL 718 CORRESPONDIENTES AL PERIODO MAR-JUN.	7-44
GRÁFICA 3. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES INCONEL 718 CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUN-OCT.	7-44
GRÁFICA 4. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES INCONEL 718 CORRESPONDIENTES AL PERIODO OCT-FEB.	7-44
GRÁFICA 5. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES AC 1018 CORRESPONDIENTES AL PERIODO DIC-MAR.	7-45
GRÁFICA 6. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES AC 1018 CORRESPONDIENTES AL PERIODO MAR-JUN.	7-45
GRÁFICA 7. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES AC 1018 CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUN-OCT.	7-45
GRÁFICA 8. PESOS FINALES REGISTRADOS EN LOS CUPONES AC 1018 CORRESPONDIENTES AL PERIODO OCT-FEB.	7-45
GRÁFICA 9. COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN CORRESPONDIENTE A CADA PERIODO DE EXPOSICIÓN DE LA ALEACIÓN AISI 1018.	7-52
GRÁFICA 10. COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN CORRESPONDIENTE A CADA PERIODO DE EXPOSICIÓN DE LA ALEACIÓN INCONEL 718.	7-52
GRÁFICA 11. RELACIÓN ENTRE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN Y LA HUMEDAD RELATIVA EN EL AISI 1018.	7-55
GRÁFICA 12. RELACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON LA RADIACIÓN SOLAR EN EL AISI 1018.	7-55
GRÁFICA 13. RELACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON LA TEMPERATURA MEDIA EN EL AISI 1018	7-56
GRÁFICA 14. RELACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON LA DIRECCIÓN DEL VIENTO EN EL AISI 1018	7-56
GRÁFICA 15. ANÁLISIS DE REGRESIÓN LINEAL DE LOS PARÁMETROS METEOROLÓGICOS CON RESPECTO A LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN DEL AISI 1018.	7-57
GRÁFICA 16. GRÁFICAS DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN CORRESPONDIENTES A LOS SENSORES ELECTROQUÍMICOS POR CADA PERIODO.	7-59
GRÁFICA 17. RELACIÓN ENTRE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN EN LA ALEACIÓN AISI 1018 CON RESPECTO A LA CANTIDAD DE SO ₂	7-67
GRÁFICA 18. RELACIÓN ENTRE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN EN LA ALEACIÓN AISI 1018 CON RESPECTO A LA CANTIDAD DE O ₃	7-67
GRÁFICA 19. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN ENTRE SO ₂ Y VELOCIDAD DE CORROSIÓN DEL AISI 1018.	7-68

Introducción

El problema de la corrosión, que data desde que se comenzaron a utilizar los metales en instrumentos para el desarrollo de tareas cotidianas, ha sido conocido como un problema que se origina a través del medio ambiente al que está expuesto, ya sea confinado o no confinado. El crecimiento de la industrialización de algunos sectores del país ha provocado cambios en la composición del aire atmosférico, y dentro de estos componentes se ha registrado un incremento de la cantidad de contaminantes que provoca que la corrosión en los materiales se desarrolle a una velocidad más acelerada, situación que no se hacía presente en años anteriores debido al uso y procesamiento de los combustibles fósiles. Lo anterior provoca que las construcciones del sector se conviertan en lugares inestables e inseguros, representando pérdidas económicas de gran impacto.

Como se mencionó anteriormente, el problema de la contaminación ambiental proviene principalmente de la industrialización en el sector urbano, lo que conlleva que haya instalaciones, tales como una planta termoeléctrica ubicada en el estado de Tabasco, este expuesta a condiciones altamente corrosivas.

En general existen distintas clases de plantas termoeléctricas, presentando grados de contaminación en mayor o menor nivel. Las que generan mayor grado de contaminación son aquellas en las que el combustible es combustóleo o carbón, ambos empleados para realizar el proceso de generación de energía térmica.

Desde el punto de vista medio ambiental, todas las plantas termoeléctricas provocan un impacto negativo desde su construcción, ya que eso involucra el movimiento de tierra y por tanto su degradación. Pero el mayor problema se presenta al momento de entrar en operación, ya que independientemente de la clase de combustible que utilicen, éstas emiten algún tipo de contaminante, como lo es el dióxido de azufre, dióxido de carbono y monóxido de carbono, y si ésta se

localiza en una zona en la cual el porcentaje de humedad relativa es del 50% o mayor, puede generar lluvia ácida, causante principal de la degradación de los materiales debido a la corrosión.

No solamente las emisiones de la planta termoeléctrica está involucradas en la degradación de los materiales de la zona, también lo están las emisiones causadas por la urbanización, que han sido arrastrados por los vientos predominantes y las empresas aledañas (en este caso en particular, asociado a una planta procesadora de gas natural de Pemex) que también emiten fuertes cantidades de contaminantes similares o en mayor magnitud a las emitidas por la planta termoeléctrica. En base a lo anterior, se pretende analizar el impacto desde el punto de vista de corrosión de las emisiones generadas en la zona industrial donde están ubicadas la planta termoeléctrica, empleando: a) métodos gravimétricos y electroquímicos sobre dos de las aleaciones con las que está constituida la planta termoeléctrica (1018 e Inconel 718), determinando qué tan agresivo es el ambiente en estudio sobre estos materiales (velocidad de corrosión), y complementando el estudio empleando para su análisis datos meteorológicos de la zona en estudio proporcionados por CONAGUA (Villahermosa, Tab.), así como técnicas de caracterización tales como Microscopía Electrónica de Barrido para conocer la composición y morfología de los productos de corrosión.

OBJETIVOS

GENERAL:

Determinar el impacto ambiental en la cinética de corrosión de dos aleaciones (Inconel 718 y acero al carbono AISI 1018) al ser expuestos en un ambiente de una planta termoeléctrica ubicada en el estado de Tabasco.

ESPECÍFICOS:

- Determinación “in-situ” de la cinética de corrosión mediante técnica electroquímica de Curvas de Polarización (CP) y técnicas gravimétricas, empleando sensores electroquímicos y cupones corrosívimetros respectivamente, distribuyendo dichos sensores y cupones en toda la planta termoeléctrica para generar un mapa corrosimétrico.
- Determinar mediante curvas cíclicas de polarización el impacto en la cinética de corrosión de los materiales en estudio en base a condiciones controladas a nivel laboratorio: a) humedad relativa superior al 90% empleando una cámara de humedad y b) solución acidificada en base a sulfuro de hidrógeno, simulando una condición de lluvia ácida, con la finalidad de precisar el impacto de cada uno de estos parámetros en dicha cinética de corrosión.
- Determinar el impacto de los parámetros meteorológicos presentes en el medio ambiente (cubriendo las 4 estaciones del año), mediante la consulta de dichos parámetros en fuentes oficiales; correlacionando dichos parámetros con los resultados de corrosión obtenidos durante todo el estudio y determinando él o los parámetros ambientales con mayor impacto en la cinética de corrosión.
- Identificar la existencia de elementos contaminantes atmosféricos que posiblemente sean los promotores del deterioro por corrosión, mediante el

análisis de los productos de corrosión generados en los sensores electroquímicos y cupones corrosivímetros expuestos en cada periodo, haciendo uso de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB).

Capítulo 1. Hipótesis

Las emisiones de contaminantes base azufre generadas por la industria local en combinación con las condiciones meteorológicas en una planta termoeléctrica ubicada en el estado de Tabasco, originarán de manera acelerada el deterioro por corrosión de los materiales metálicos en estudio.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El presente estudio está encaminado a realizar un estudio de los efectos de la contaminación del medio ambiente en la corrosión de los materiales, para determinar si el medio es lo suficientemente agresivo como para afectar aleaciones compuestas de Níquel-Cromo.

La planta Termoeléctrica de estudio se ubica en los límites del estado de Tabasco a 35 km de la ciudad de Villahermosa (*Figura 1*), cerca de la población llamada Reforma que es perteneciente al estado de Chiapas y se encuentra a un costado de una planta de procesadora de gas natural de Pemex.



Figura 1. Vista de la planta termoeléctrica considera dentro del presente estudio

Las condiciones medio ambientales de la zona de estudio presentan una humedad relativa superior al 50% con probabilidades de lluvia altas durante todo el año. Las instalaciones de la planta termoeléctrica colinda con un complejo procesador de gas y cabe destacar que la zona de ubicación de la planta termoeléctrica se encuentra a 80 km de la costa.

La planta termoeléctrica en estudio es del tipo de co-generación. Se le llama de co-generación a aquellas plantas que producen dos tipos diferentes de energía,

que en el caso de la planta termoeléctrica son la energía eléctrica y la calórica. El propósito de la co-generación, es el aprovechar al máximo la energía generada por la combustión de gases para generar vapor y obtener mayor producción de energía eléctrica, de esta forma esta planta termoeléctrica se define como una de ciclo combinado.

El principio básico de funcionamiento de una planta termoeléctrica de ciclo combinado se muestra en la Figura 2.

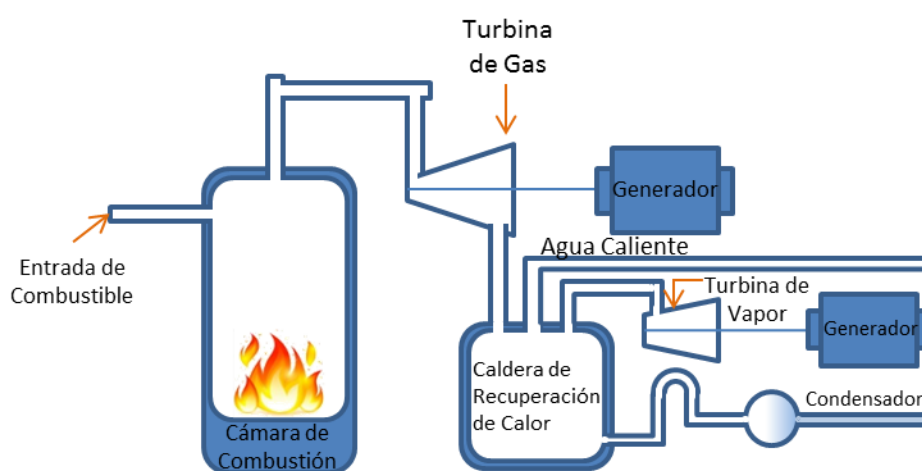


Figura 2. Representación esquemática de la operación de una planta termoeléctrica de ciclo combinado.

Se le llama ciclo combinado porque en el proceso termodinámico existen dos ciclos en un mismo sistema que es el Ciclo Brayton y el Ciclo Rankine. El ciclo Brayton se hace presente en una turbina de gas mediante la combustión y el Rankine mediante una turbina de vapor.

El principio de operación de esta clase de planta termoeléctrica, en resumen, empieza por la entrada de combustible que se combina con aire a presión, se produce la combustión y mueve la turbina de gas. El calor que se genera en la combustión nos ayuda a convertir el agua en vapor. Este vapor se presuriza de tal manera que se hace girar la turbina de vapor. La energía

mecánica que produce ambas turbinas genera energía eléctrica mediante un generador. Por último el vapor se enfría hasta condensarlo y empezar un nuevo proceso de producción de vapor.

En una inspección visual inicial, se pudo apreciar que hay diversos puntos en la zona donde existe la presencia de corrosión en la estructura metálica de la planta termoeléctrica (*Figura 3*). Utilizando el Software Google Earth, que también la empresa aladaña a la planta termoeléctrica, Complejo Procesador de Gas, muestra efectos de corrosión presentes en sus instalaciones debidas a la contaminación ambiental (*Figura 4*).



Figura 3. Ejemplos de la estructura metálica corroída de la planta termoeléctrica.



Figura 4. Vista de los efectos corrosivos medio ambientales de la planta de refinación de gases aledaña a la planta termoeléctrica.

Mediante un recorrido de inspección dentro de la planta termoeléctrica, se observó en las turbinas, la presencia de residuos de color negro y rojizo en algunos de sus componentes como se puede ver en la Figura 5.



a)



b)



c)



d)

Figura 5. Sitios de la planta termoeléctrica donde hay indicios de existencia de corrosión; a) Álabes de turbina; b) Rotor; c) Aspersor; d) Termopar.

También se pudo observar las emisiones generadas por chimeneas pertenecientes al complejo procesador de Gas (*Figura 6*), las cuales emiten constantemente gases contaminantes que, en conjunto con la humedad ambiental, pueden propiciar un proceso de lluvia ácida generando el deterioro de la estructura metálica de dicha planta termoeléctrica.



Figura 6. Emisiones generadas por la planta de refinación de gas de Pemex.

En base a lo anterior, se busca determinar la posibilidad de que se presenten problemas graves de corrosión en la central termoeléctrica (específicamente en los alavés de la turbina), dadas las condiciones ambientales a las cuales está expuesta, para lo cual, se realizó un estudio de corrosión ambiental para determinar cuantitativamente el grado de corrosión en los dos materiales en estudio.

Capítulo 3. ANTECEDENTES

La corrosión básicamente es un efecto provocado por el medio ambiente al que está expuesto un material. El ambiente puede ser confinado o no confinado, y en ambos casos, la corrosión de los materiales dependerá de los componentes del medio ambiente.

Existen diversos métodos para poder determinar la velocidad y mecanismo de corrosión en los materiales por efectos de la contaminación del medio ambiente, desde sistemas en base a cupones corrosimétricos (pérdidas de peso), hasta diseños más complejos, mediante el empleo de electrodos o sensores de corrosión para su monitoreo a través de técnicas electroquímicas.

Algunos estudios realizados para medir las velocidades de corrosión de materiales expuestos a medios ambientes no confinados se mencionan a continuación.

Bautista R. et al. abordan el estudio de corrosión atmosférica del cobre y acero al carbono en dos ambientes de Villahermosa, Tab., durante un tiempo de exposición de 6 meses. Los periodos de medición considerados fueron en 3 bimestres. Se establecieron dos condiciones de ensayo, una zona industrial y una zona rural-urbana. Se hizo uso del método de alambre sobre tornillo de acuerdo a la norma ASTM G116-93; un alambre de aluminio en combinación con un tornillo de acero al carbón proporcionó el índice de corrosividad marina, un tornillo de cobre proporciono el índice de corrosividad industrial y un tornillo de nylon proporciono el índice de corrosividad rural-urbana. La metodología usada para determinar los contaminantes atmosféricos (cloruros y dióxido de azufre), se obtuvo con los métodos de la candela húmeda y platos de sulfatación de acuerdo a la Norma ISO 9225. ¹

Según los resultados que arrojaron las mediciones correspondientes, la zona industrial presenta un índice de corrosividad agresivo para los materiales estudiados de la atmósfera marina, el índice de corrosividad fue aceptable durante el primero y segundo bimestre, volviéndose muy agresivo en el tercer bimestre. En

el caso de la atmósfera industrial se mostró un índice de agresividad muy alto en los tres bimestres de estudio.

Los índices para una atmósfera rural/urbana, se registraron un incremento de corrosividad aceptable en los dos primeros bimestres, rebasando también los límites permitidos en el tercer. En esta zona se muestran incrementos en los índices de corrosividad en cada bimestre en el medio ambiente, mientras que la atmósfera industrial presenta incrementos en el índice de corrosividad en cada bimestre en el ambiente marino; para la atmósfera industrial se presenta en el primer bimestre corrosividad baja, que aumenta en el primero y segundo bimestres, propio de las actividades urbanas realizadas. Los índices para una atmósfera rural-urbana registraron una corrosividad relativamente baja en los dos primeros bimestres y muy agresiva en el tercero, no obstante que el contenido de azufre fue bajo en ambos sitios de ensayo. Las categorías de agresividad corrosiva en base en los contaminantes de SO_2 y NaCl , con referencia en la norma ISO 9223:92, se encontró baja tanto para el SO_2 y los cloruros en los dos sitios de ensayo.

La morfología de los productos de corrosión que se formaron en la superficie del acero presentó forma de ampolla, característica de la adición de sales solubles, particularmente sulfatos y cloruros. El estudio de morfología en la placa de cobre, muestra que los productos de corrosión que se formaron en la superficie se debe a la presencia de oxígeno en el ambiente, así como la presencia de contaminantes tales como el hierro, aluminio y silicio. Al mismo tiempo se observan elementos como cloro y azufre, considerados fuertes agentes contaminantes.

Gaona-Tiburcio C. y colaboradores realizaron un análisis de corrosión en Inconel 690, Inconel 718, Incoloy 800 e Incoloy 825, en comparación con el acero al carbono 1018 y el acero inoxidable 304, en una solución ácida con una concentración de 10% HS y 10% de CHCOOH y 100% H_2O a temperatura ambiente, mediante la técnica de ruido electroquímico, con un muestreo de 1024 puntos por segundo. Mediante el análisis estadístico de dicha técnica se determinó el índice de localización, el tipo de corrosión y la resistencia al ruido

electroquímico, así como la velocidad de corrosión. Las velocidades de corrosión del acero inoxidable 304 y el acero al carbono, fueron superiores a las aleaciones base níquel. Las aleaciones base níquel tuvieron buena respuesta a la corrosión a temperatura ambiente, pero tiende a presentar corrosión localizada en pruebas electrolíticas dependiendo del electrolito al que es expuesto, el más agresivo fue la solución con 10% de H_2SO_4 , con una velocidad de corrosión de 5.723 mm/año para el Inconel 718. Para el ácido acético la velocidad de corrosión fue de 0.259 mm/año.²

La caracterización electroquímica resultantes (en base al criterio de índice de localización) indica que el tipo de corrosión que ocurre en las aleaciones base níquel es en la mayoría de los casos localizada.

Santana J. et al. realizaron un estudio en donde muestras de acero al carbono, cobre, zinc y aluminio fueron expuestas a una variedad de condiciones ambientales en un área geográfica en España donde se ubican distintas condiciones ambientales (como fue el urbano, marino-industrial-marino y rural) reducida en la costa para determinar el grado de corrosión ambiental en los materiales. Los cálculos de la velocidad de corrosión fueron mediante la pérdida de peso y el análisis del deterioro de la superficie se llevó a análisis de difracción de rayos X. Los niveles de cloro, SO_2 y del tiempo de humectación fueron registrados para relacionar dichos parámetros con las velocidades de corrosión, usando la ley de potencial y una versión modificada de la misma. El estudio se realizó durante tres años, en los cuales, para cada año colocaron muestras nuevas. Los resultados de este estudio arrojaron que los iones del cloro son los factores más significantes en el proceso de corrosión, con el SO_2 solo fueron significantes en la zona marina-industrial en la corrosión del acero al carbono, cinc y cobre y de forma general su regresión lineal arroja una correlación de $r^2=0.720$.³

Akiko T. y colaboradores desarrollaron pruebas de corrosión y análisis de superficie en ambientes de H_2S-Cl^- para definir el rol del molibdeno en la resistencia a la corrosión de aleaciones base Ni-Cr-Mo-Fe. El molibdeno mejora la resistencia a la corrosión localizada. La película superficial es de doble capa que está comprendida por sulfuro, incluyendo molibdeno y óxido de cromo. Sin

embargo, las aleaciones Ni-Mo-Fe también muestran buena resistencia a la corrosión en ambientes de $\text{H}_2\text{S}-\text{Cl}^-$. Esta buena resistencia es considerada a ser debida a la selectividad catiónica del sulfuro de molibdeno, el cual se puede formar en esta clase de ambientes. El rol del molibdeno sobre la resistencia a la corrosión se propone en las aleaciones de Ni-Cr-Mo-Fe en ambientes $\text{H}_2\text{S}-\text{Cl}^-$.⁴

Muñoz R. y Uruchurtu J., realizaron un estudio de corrosión ambiental en el Distrito Federal, donde se encuentran ubicadas distintas estaciones meteorológicas para medición de contaminantes ambientales. El objetivo fue realizar la caracterización del medio ambiente en 11 sitios de medición (Tacuba, ENEP Acatlán, San Agustín, Tlalnepantla, Xalostoc, Merced, Pedregal, Cerro de la Estrella, Hangares, Plateros y Coacalco) mediante estaciones, determinando cuáles de todos estos sitios son los más agresivos según a la concentración de contaminantes encontrados en un periodo de medición de un año⁵.

Las bases de datos y los cálculos pertinentes arrojaron lo siguiente: muy baja en San Agustín, Pedregal, Tlalnepantla y Acatlán, de muy baja a baja en C. Estrella y Hangares, de baja a media en Plateros y de media a alta en Coacalco, Merced y Tacuba en base a la norma ISO 9223⁶. Se recomienda corroborar la categorización de la agresividad corrosiva obtenida a través de parámetros ambientales, mediante ensayos de exposición atmosférica de los materiales metálicos en los sitios considerados en este estudio⁵.

Valdés A. et al. se concentraron en realizar una simulación de SO_2 emitido por fuentes fijas mayores durante el 2003 en el noroeste de Chiapas y centro de Tabasco. El modelo de dispersión CALPUFF fue usado para simular la distribución espacial de la concentración de SO_2 emitido por los complejos procesadores de gas de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en Cactus, el noroeste de Chiapas, Nuevo PEMEX y Ciudad PEMEX, en el centro de Tabasco. El área de estudio fue de 140 km en dirección oeste-este y 70 km de norte a sur. Los datos meteorológicos utilizados para la simulación fueron los tomados a través de la Comisión Nacional del Agua (CNA). Se encontró que la zona con mayor concentración de SO_2 está

localizada al suroeste de las instalaciones de la empresa petrolera. La zona donde la norma de la organización mundial de la salud para el SO₂ es sobrepasada (20µg/m³), incluye la ciudad de Reforma, Chiapas y Ciudad PEMEX, Tabasco.⁷

Capitulo 4. CORROSIÓN AMBIENTAL

Los factores determinantes en la corrosión de metales y aleaciones es la composición química del medio ambiente al que están expuestos y su naturaleza es de carácter electroquímico.

Se puede considerar que bajo una humedad relativa menor al 60% se tiene niveles de corrosión que pueden llegar a ser insignificante si suponemos que la atmósfera al que están expuestos los materiales es únicamente aire puro. La situación cambia cuando la atmósfera a la que están expuestos los materiales está contaminada por emisiones de la quema de combustibles fósiles.⁸

La humedad relativa se define como la cantidad de vapor de agua presente en el aire, es decir, es la cantidad de vapor de agua que se puede mantener en el aire sin que se convierta a rocío a una temperatura dada, y el requisito fundamental para que exista un proceso de corrosión atmosférica, es la presencia de una fina película de electrolito, con un espesor de 10 a 50 µm, que se puede formar en la superficie metálica cuando se expone a un nivel crítico de humedad.⁹

Existen diversos contaminantes que propician la corrosión de los materiales, pero principalmente se encuentran los que se derivan de la combustión de combustibles fósiles como lo son el CO₂ y el SO₂. El NaCl es otro de los contaminantes presentes en la atmósfera, pero este se propaga por medios naturales y está presente principalmente en zonas costeras.

Aún sigue siendo para los investigadores difícil determinar los umbrales críticos de los gases para los cuales los niveles de corrosión se disparan

exponencialmente. Es por esto, que se han establecido las normas, en las cuales se determinan los umbrales de gases contaminantes que pueden estar presentes en la atmósfera, en espacios confinados y no confinados, para que no se haga presente el fenómeno de corrosión.

La temperatura es otro de los factores que influyen en la corrosión atmosférica. Si la temperatura va en incremento, los niveles de corrosión también pueden llegar a duplicarse. También el efecto de la temperatura se refleja entre la superficie metálica y el ambiente, ya que puede provocar el punto de condensación de la humedad presente en el ambiente.

4.1 CONTAMINANTES AMBIENTALES

En los últimos años se ha dado gran atención a los cada vez mayores problemas que presenta la corrosión metálica, provocados por el progresivo deterioro del medio ambiente. Numerosos trabajos han puesto de relieve la influencia de la contaminación atmosférica, especialmente en zonas urbanas e industriales, sobre la velocidad de corrosión de diferentes materiales. Los estudios han incidido en la relación que la contaminación del medio ambiente ejerce sobre la corrosión.¹⁰

Haciendo referencia a aquellas zonas en las que el sustento económico proviene de la industrialización o urbanización, es importante considerar el grado de contaminación generado a través de los procesos químicos empleados en el desarrollo de algún producto o servicio.

El cloruro de sodio y el dióxido de azufre, son los principales agentes contaminantes que provocan corrosión atmosférica y, son los compuestos en los que más estudio se ha realizado ya que están declarados como altamente corrosivos.

Los óxidos de nitrógeno, también se han estudiado con la finalidad de determinar el grado de corrosión que pueda dar efecto sobre los metales, pero no se puede declarar como un agente totalmente corrosivo, ya que en diferentes estudios se ha comprobado que en combinación con el cloruro de sodio o dióxido de azufre a ciertas concentraciones, refleja efectos de inhibición.

El ozono y el HCl, también son otros contaminantes generados por la industrialización o urbanización pero son pocos los estudios realizados ya que es difícil determinar si estos dos contaminantes están directamente relacionados con las velocidades de corrosión aceleradas.

4.2 LLUVIA ÁCIDA

Los efectos de la lluvia ácida son importantes en la degradación de los metales. Se tiene una amplia gama de estudios sobre los efectos corrosivos que tiene sobre los materiales, sobre todo en aquellos que son comunes dentro de ámbito de la construcción, ya que es un medio por el cual la atmósfera se limpia y se libera de contaminantes, haciéndolos precipitar y llegando a tener contacto directo con las estructuras.

Los ácidos que comúnmente se precipitan son el H_2SO_4 , HCl y HNO_3 , y sus niveles de pH van por debajo de 5, que como se tiene conocimiento, soluciones a niveles de pH menores a 5 se pueden clasificar como altamente corrosivos.

Capítulo 5. MÉTODOS PARA DETERMINAR VELOCIDADES DE CORROSIÓN Y TÉCNICAS ELECTROQUÍMICAS.

5.1 PÉRDIDA DE PESO MEDIANTE CUPONES

Los Cupones son muestras estandarizadas diseñados para monitorear la velocidad de corrosión presente en algún metal cuando está expuesto en un medio ambiente específico, permitiendo evaluar una alternativa de materiales de construcción y algunas veces determinar los efectos de la condición del proceso que no pueden reproducirse en el laboratorio. Su proceso consiste en la exposición de un cupón en el ambiente de interés por un periodo de tiempo determinado, para posteriormente remover los productos de corrosión determinando así la pérdida de peso.¹¹

En general, el tiempo de exposición es típicamente lo más largo posible para iniciar un proceso de corrosión localizada y adecuar la evaluación de las condiciones del servicio. Un periodo de exposición de 3 meses es lo que normalmente es usado para evaluar corrosión por hendiduras y picaduras.

El uso de cupones es, sin embargo, sujeto de las siguientes limitaciones:

- La técnica es solo para determinar el promedio de la velocidad de pérdida de metal en un periodo de exposición dado. Esta técnica no puede ser usada para detectar cambios en el grado de corrosión durante un periodo de monitoreo, por lo que, no se puede garantizar que fenómenos de corrosión localizada hayan iniciado antes de que los cupones sean removidos durante una prueba.
- El re uso de un cupón es generalmente no recomendado.
- Un corto tiempo de exposición no da un promedio representativo de la velocidad de pérdida de metal.

- El procedimiento del análisis de pérdida de masa del cupón puede ser una labor intensiva.

La evaluación de los cupones después de limpiarlos y pesarlos, pueden revelar los mecanismos de corrosión que posiblemente se esperen estén presentes en el equipo hecho por el material de los cupones.

5.2 TÉCNICAS ELECTROQUÍMICAS

5.2.1 Curvas de Polarización

La polarización electroquímica es el cambio en el potencial del electrodo. Hay tres tipos de polarización:¹²

- Polarización de activación: es la polarización causada por una lenta reacción del electrodo.
- Polarización de concentración: es la polarización causada por los cambios en la concentración de los reactantes o productos cercanos a la superficie del electrodo.
- Polarización Ohmica: es la polarización causada por la caída de potencial debido a la resistencia de la solución.

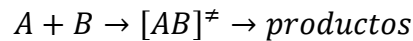
El grado de polarización es definido como los sobrevoltajes (o sobrepotenciales) η dados por la siguiente ecuación:

$$\eta = E - E_0 \quad 1$$

Donde E es el potencial del electrodo para algunas condiciones del flujo de corriente y E_0 es el potencial de electrodo para un flujo de corriente cero. Observar que el potencial de electrodo de corriente cero E_0 no debe de confundirse con el potencial estándar del electrodo, el cual juega un rol prominente en la corrosión termodinámica.

5.2.2 Extrapolación de Tafel

La cinética del electrodo de la polarización de activación es tratada usando la teoría de la velocidad de reacción absoluta, una reacción procede a lo largo de una coordenada de reacción el cual mide la extensión de la reacción. Para los reactantes que son convertidos en productos, primero alcanza un estado transitorio, el cual se forma un “complejo de activación”. La formación de dicho complejo requiere que supere la barrera alta de la energía libre de Gibbs ΔG^\ddagger . Para una reacción general:



La velocidad de la reacción depende de la concentración de los complejos de activación y de sus velocidades del paso sobre la barrera energética. Un resultado de la teoría de la velocidad de reacción absoluta es la constante de la velocidad, la cual es dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Constante de Velocidad} = \frac{kT}{h} e^{-\Delta G^\ddagger / RT} \quad 2$$

Esta ecuación nos dice que mientras más larga sea la barrera de la energía libre, la constante de velocidad será más pequeña.

En el equilibrio, la velocidad de oxidación de un metal Z es igual a la velocidad de reducción $Zn+$. Esto es:

$$|\vec{i}_Z| = \vec{i}_Z = i_0 \quad 3$$

Donde $|\vec{i}_Z|$ es la densidad de corriente catódica para la reacción de reducción e \vec{i}_Z es la densidad de corriente anódica para la reacción de oxidación.

E i_0 , la velocidad de la reacción en cualquier dirección a un potencial de equilibrio de circuito abierto E_0 , es llamada el cambio de la densidad de corriente.

Con un potencial de circuito abierto, la velocidad neta de la reacción es cero. Para una velocidad catódica neta a un potencial E_0 en circuito abierto:

$$|\vec{i}_{net}| = |\vec{i}_Z| - \vec{i}_Z = 0 \quad 4$$

El potencial E_0 en el circuito abierto, la velocidad neta de la reacción anódica es cero también.

$$\overline{i_{net}} = \overline{i_Z} - |\overline{i_Z}| = 0 \quad 5$$

Es posible medir directamente E_0 al potencial de un circuito abierto, pero no es posible medir directamente I_0 en un potencial de circuito abierto. Para medir i_0 , es necesario perturbar el sistema del equilibrio.

Considera la oxidación de $Z_{(s)}$ a $Zn_{(aq)}^+$. Si el potencial del electrodo cambia de E_0 a algún otro valor de E , la velocidad de oxidación se incrementa o disminuye a algún nuevo valor i dependiendo de si el barrido de la energía libre ΔG^\ddagger sube o baja. Si el barrido de la energía libre es más bajo entonces:

$$\Delta G^\ddagger = \Delta G_0^\ddagger - \alpha nF(E - E_0) \quad 6$$

Donde ΔG^\ddagger es la energía libre de barrido a E_0 , y α es el parámetro dimensional. α es medido por la simetría del barrido de la energía libre modificada por el nuevo potencial aplicado E . Cuando $\alpha = 0.5$, el grado de decaimiento en el barrido de la energía libre en dirección catódica es similar a la dirección anódica.

Sustituyendo en la ecuación de la constante de velocidad:

$$\text{constante de velocidad} = \frac{kT}{h} e^{-\Delta G^\ddagger/RT} e^{\alpha nF(E-E_0)/RT} \quad 7$$

La corriente i a través del área superficial A es:

$$I = (\text{Constante de velocidad}) C^{surf} nFA \quad 8$$

Donde C^{surf} es la concentración del reactivo de superficie. (En este caso la concentración de la superficie de la especie Z). Sustituyendo y ajustando $\frac{I}{A} = i$ la densidad de corriente anódica da:

$$\overline{i_Z} = \frac{I}{A} = \frac{kT}{h} e^{-\Delta G^\ddagger/RT} \times e^{\alpha nF(E-E_0)/RT} C^{surf} nF \quad 9$$

Si $E = E_0$, $i_Z = i_0$, queda de la siguiente manera:

$$i_0 = \frac{kT}{h} e^{-\Delta G^\ddagger/RT} C^{surf} nF \quad 10$$

Usando la ecuación 10:

$$\overleftarrow{i}_Z = i_0 e^{\alpha n F (E - E_0) / RT} \quad 11$$

$$\overrightarrow{|i}_Z| = i_0 e^{-(1-\alpha)nF(E-E_0)/RT} \quad 12$$

La reacción anódica neta es entonces:

$$\overleftarrow{i}_{net} = i_0 \left[e^{\frac{\alpha n F (E - E_0)}{RT}} - e^{-\frac{(1-\alpha)nF(E-E_0)}{RT}} \right] \quad 13$$

Para la reacción catódica:

$$\overrightarrow{|i}_{net}| = i_0 \left[e^{-\frac{(1-\alpha)nF(E-E_0)}{RT}} - e^{\frac{\alpha n F (E - E_0)}{RT}} \right] \quad 14$$

La ecuación 14 se le llama usualmente como Butler-Volmer. La ecuación claramente muestra que la velocidad de una reacción electroquímica depende del potencial del electrodo E.

5.2.2.1 La ecuación de Tafel

El cálculo de la velocidad de corrosión por el método de intersección se basa en la extrapolación de la zona lineal o de Tafel de un diagrama experimental $E/\log i$. Este método derivado en principio por Evans y Wagner, tiene una amplia aplicabilidad en la práctica. Su principal ventaja y desventaja se deriva de la necesidad del trazado completo de las curvas de polarización, que por una parte, posibilitan un análisis electroquímico de la cinética del proceso de corrosión y, por otra, pueden dar lugar a modificaciones de la superficie del electrodo por efecto de las elevadas polarizaciones.

A suficientes altos sobre-voltajes, la velocidad de la reacción en reversa viene siendo despreciables, así es la ecuación puede ser escrita como:

$$i = i_0 e^{\alpha n F (E - E_0) / RT} \quad 15$$

Tomando los logaritmos de la ecuación:

$$\log i = \log i_0 + \frac{\alpha n F}{2.303 RT} (E - E_0) \quad 16$$

Entonces la gráfica de $\log |i|$ contra el sobre-voltaje ($E-E_0$) nos da una línea recta. Cuando $E = E_0$, $i = i_0$. Entonces, la región de Tafel puede ser extrapolada nuevamente a $E = E_0$ para dar el cambio en la densidad de corriente I_0

$$\eta_a = b_a \log \frac{i}{i_0} \quad 17$$

El cual es una de las formas de la ecuación de Tafel, donde η_a es el sobrevoltaje anódico y b_a es la pendiente de Tafel para la reacción anódica, dada por:

$$b_a = \frac{dE}{d \log i} = \frac{2.303RT}{\alpha nF} \quad 18$$

Para la reacción catódica se toman consideraciones similares a las anódicas y la ecuación representativa para la ecuación catódica queda:

$$\eta_c = b_c \log \frac{i}{i_0} \quad 19$$

$$b_c = \frac{dE}{d \log |i|} = - \frac{2.303RT}{(1 - \alpha)nF} \quad 20$$

5.3 NORMA ISO 9223, CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD ATMOSFÉRICA.

Los metales, aleaciones y recubrimientos metálicos pueden sufrir corrosión atmosférica cuando la superficie se humedece. La naturaleza y velocidad de ataque dependerá de las propiedades del electrolito que se genera en su superficie.

Los datos de corrosión atmosférica son esenciales para clasificar y optimizar la resistencia de los materiales para la producción manufacturera.

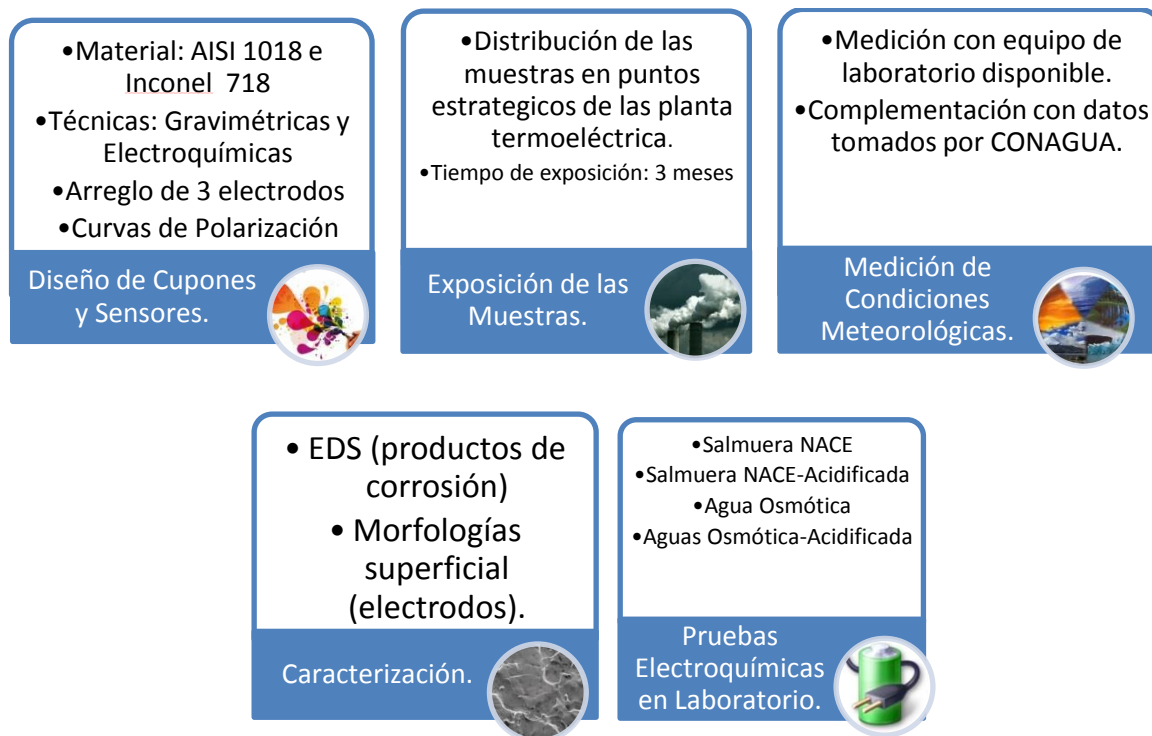
Para estimar y determinar la clasificación de la corrosión atmosférica existen dos caminos. El primero es una clasificación basada en un año de exposición de corrosión para medir pérdidas de peso con un material

estándar. El segundo sería una estimación de corrosión basada en información del ambiente. En el caso de este estudio se realiza para el de exponer muestras durante el transcurso de un año y así establecer una categoría.

Esta norma internacional estándar no toma en consideración el diseño y modo de operación de los productos con los cuales pueda influenciar su resistencia a la corrosión, dado que esos efectos son demasiado específicos y no pueden ser generalizados.

Capítulo 6. METODOLOGÍA

Para realizar el estudio de corrosión ambiental en materiales metálicos expuestos en la planta de cogeneración, se llevó a cabo el siguiente diseño experimental, considerando el análisis de contaminantes y el análisis de velocidades de corrosión.



El primer método para medir las velocidades de corrosión es mediante el uso de cupones de dos diferentes tipos de materiales: el Inconel 718 y el AISI 1018. El Inconel 718 es el material de trabajo a investigar y el AISI 1018 es el material de uso de referencia. Su preparación se realiza siguiendo las bases de la norma ASTM G1-03.¹³

Los productos de corrosión adheridos a los cupones de acero al carbono serán caracterizados mediante Microscopía Electrónica de Barrido (MEB). El objetivo de esta caracterización es el de buscar los posibles agentes presentes en

la atmósfera promotores de la degradación de los elementos de acero al carbono y en su caso de la aleación de Inconel 718.

El segundo método para el estudio de la corrosión medio ambiental es mediante el uso de sensores electroquímicos activados iónicamente para determinación del grado de corrosión medido mediante técnicas electroquímicas. Los materiales empleados en los sensores serán también el Inconel 718 y el AISI 1018. Estos sensores fueron colocados en los mismos sitios de exposición de los cupones. El diseño de estos sensores se basa en la composición de tres electrodos situados a una misma distancia entre los tres, uno de los electrodos tendrá la funcionalidad de ser el electrodo de trabajo, otro será el electrodo auxiliar y el tercero será el designado como electrodo de referencia.

Los tiempos de exposición tanto de los cupones como de los sensores electroquímicos comprenden de periodos mínimos de tres meses durante un año.

La medición de contaminantes presentes en el ambiente se realizará a través la técnica de colorimetría mediante una bomba. Complementariamente también se tomaron muestras de aire del medio ambiente de la planta termoeléctrica para hacerlos pasar a través de medidor de SO₂ atmosférico.

6.1 CUPONES

Se prepararon un total de 80 cupones para la medición de pérdida de peso en un periodo comprendido de tres meses, 40 están contruidos con acero al carbón y 40 son con el Inconel 718.

Su preparación consiste en desbastar cada cupón hasta un acabado con lija de tamaño de grano 600.

Los sitios de ubicación de los cupones dentro del área de la planta termoeléctrica se muestran en la *Figura 7*. Cada periodo de medición comprenden los meses en los cuales hay cambios en las condiciones meteorológicas, o sea, las estaciones del año. En la primera visita, correspondiente al primer periodo de medición Dic-Mar, todos los cupones quedaron ubicados dentro de las instalaciones de la planta termoeléctrica, pero en el resto de los periodos se instalaron un par de cupones adicionales en la ciudad de Villahermosa, Tab.



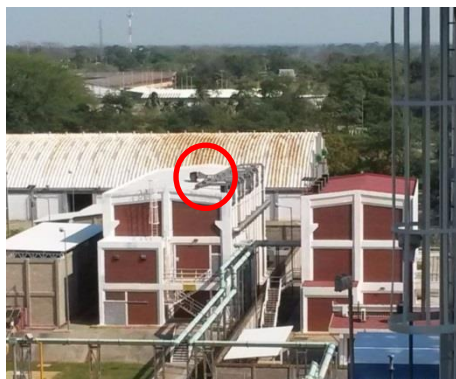
Figura 7. Ubicación de los sensores y cupones para mediciones electroquímicas.

La ubicación de los sensores y cupones, se identificaron por los nombres presentados en la Tabla 1. Estos sitios de ubicación se eligieron de tal forma que las mediciones cubrieran la mayor extensión de operación de la planta termoeléctrica.

Tabla 1. Sitios de ubicación de cupones y sensores electroquímicos.

		Dic-Mar	Mar-Jun	Jun-Oct	Oct-Feb
1. Caja de Filtros Unidad 2		1	11	21	31
2. Reja de Gases		2	12	22	32
3. Domo Unidad 1		3	14	24	34
4. Chimenea Unidad 1		4	15	25	35
5. Domo Unidad 2		5	---	---	---
6. Chimenea Unidad 2		6	16	26	36
7. Techo cuarto de Control		7	17	27	37
8. Techo Subestación		8	18	28	38
9. Caja de Filtros Unidad 1	Exterior	9	19	29	39
	Interior	10	13	23	33
10. Ciudad Villahermosa		---	20	30	40

En la *Figura 8* se pueden ver los sitios seleccionado para la ubicación de los cupones y sensores electroquímicos.



a)



b)



c)



d)



Figura 8. a) Techo sub-estación; b) Caja de filtros unidad 1; c) Caja de filtros unidad 2; d) Techo cuarto de control; e) Reja de gases; f) Domo y Chimenea unidad 1; g) Domo y chimenea unidad 2; h) Blanco, en la ciudad de Villahermosa, Tab.

6.1.1 Proceso de Limpieza

El proceso de limpieza de los cupones fue en base a la norma ASTM G1-03, la cual describe el tipo de solución para remover productos de corrosión según el tipo de material.

Para el proceso de limpieza de los cupones de Inconel 718, se realizó una solución compuesta por: 150 ml de ácido clorhídrico y agua de osmótica tipo IV de acuerdo a la norma ASTM D-1193¹⁴.

En el caso de los cupones AISI 1018 la solución de remoción de productos de corrosión fue: 500 ml de ácido clorhídrico, 3.5 g de tetramina hexametileno y agua de osmótica tipo IV de acuerdo a la norma ASTM D-1193.

6.1.2 Pérdida de Peso por Gravimetría

Una vez que los cupones han sido limpiados, la velocidad de corrosión puede ser estimada a partir de una gráfica de pérdida de masa. El equipo que se utilizó para determinar ésta pérdida de masa fue una balanza analítica Ohaus Adventurer AV264C.

La velocidad de corrosión es estimada por la ecuación¹³:

$$R = \frac{K(m_1 - m_2)}{A(t_1 - t_2)\rho} \quad 21$$

Donde:

R= velocidad de corrosión (mm/y)

A= área expuesta (cm²)

m₁ y m₂ = masas inicial y final (g)

t₁ y t₂= el tiempo de cuando empezó y termino (h)

ρ= densidad

K= constante por unidad de conversión

6.2 SENSORES

6.2.1 Construcción

Los sensores se fabricaron empleando elementos de PVC y resina epóxica, fabricándose 80 sensores: 40 con electrodos de acero al carbón y 40 con electrodos de Inconel 718. Cada sensor cuenta con un arreglo de tres electrodos: Electrodo de trabajo ET, electrodo auxiliar EA y electrodo de referencia ER. Los electrodos fueron montados en resina epoxica marca Buehler; posteriormente fueron desbastados hasta un tamaño de grano de 800.

A cada electrodo se le soldó un cable para unirlos a un conector, permitiendo su conexión al equipo electroquímico (Figura 9).



Figura 9. Partes de los sensores y su aspecto final.

6.2.2 Activación Iónica.

Para la activación iónica se empleó el método propuestos por Jasinski et al.¹⁵, el cual requiere realizar los siguientes pasos:

- Colocar los sensores en una solución al 40% de hidróxido de potasio calentado hasta 80°C durante una hora.
- Después se lavan con agua destilada y se sumerge en una solución de ácido clorhídrico al 15% calentado hasta 60°C por 30 segundos para remover el óxido de hierro.
- Se lavan los sensores de nuevo con agua destilada y se secan con aire a presión.

6.3 Pruebas Electroquímicas en Laboratorio.

6.3.1 Cámara de Humedad

Con el objetivo de comparar el comportamiento de los materiales en condiciones ambientales controladas con respecto al ambiente de estudio, se llevaron a cabo pruebas en laboratorio bajo condiciones de cámara de humedad.

Las condiciones de la cámara de humedad es conforme a la norma ASTM D2247-15, la cual establece que la cámara opera a un 100% de humedad relativa con una temperatura de $38^{\circ}\text{C} \pm 2$.

Se prepararon un total de 6 cupones con el mismo grado de preparación para las pruebas in-situ de la planta termoeléctrica, tres de Inconel 718 y tres de AISI 1018 en base a la norma ASTM G1-03¹³. Estos se expusieron dentro de la cámara de humedad. En la *Figura 11* se observa las condiciones de exposición de los cupones.

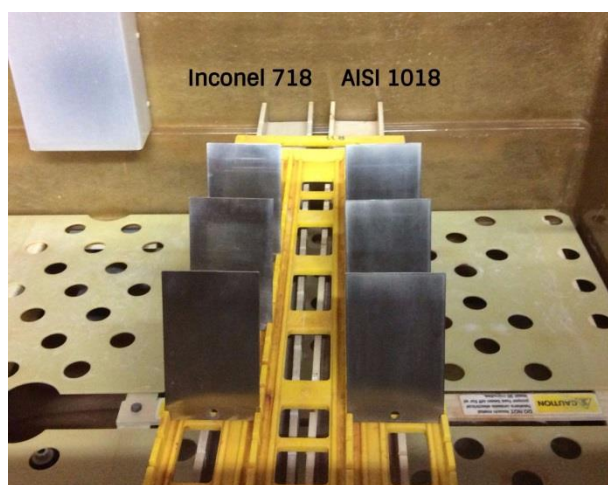


Figura 10. Muestras de Inconel y AISI 1018 en la cámara de humedad.

6.3.2 Pruebas Electroquímicas

Para las pruebas electroquímicas a realizar en laboratorio se prepararon cuatro tipos de soluciones:

1. AGUA OSMÓTICA. Agua de osmótica tipo IV de acuerdo a la norma ASTM D-1193.¹⁶

2. AGUA OSMOTICA-ACIDIFICADA. Las concentraciones de H_2S en la solución para las pruebas serán de 10, 50, 100, 150 y 250 ppm.

3. SOLUCION NACE. Según la norma NACE ID-182.¹⁷

Salmuera Nace	g/L
NaCl	96.2
CaCl ₂	3.05
MgCl ₂ · 6H ₂ O	1.86
Agua destilada	Aforar a 1Litro

4. SOLUCION NACE-ACIDIFICADA. La concentración de H₂S fue de alrededor de 850 ppm.

Las técnicas a utilizar para estas pruebas en laboratorio son la curva cíclica de polarización y resistencia a la polarización, con un electrodo de referencia calomel saturado de Hg/HgCl/KCl. Cada prueba se realizó con un barrido de -600 a 1600 V, con 40 puntos de medición por cada minuto.

6.4 MEDICIÓN DE CONTAMINANTES AMBIENTALES

Uno de los retos de mayor complejidad en esta investigación es medir los contaminantes presentes en el ambiente no confinado en el que trabaja la planta termoeléctrica.

La primera limitante que se presentó para poder tomar medición ambiental de contaminantes es la ubicación de la planta termoeléctrica con respecto al laboratorio donde se realiza la investigación, ya que no se pudo estar constantemente presente con el equipo necesario para la toma de muestras medio ambientales.

La segunda limitante fue el transporte de las muestras. Existe la metodología mediante titulación donde se puede determinar acidez del agua de lluvia que pudo haber sido captada durante determinado tiempo, pero el traslado de las muestras se complica en el sentido de que conllevan determinadas condiciones para que la muestra no se modificara durante su traslado, por lo que tuvo que cancelarse.

Los métodos utilizados para la medición de contaminantes que se adecuaron a la situación de distancia y traslado de muestra fueron tres. Uno es mediante tubos Dräger y el segundo es mediante un monitor de SO₂. La tercera opción para obtener los niveles de contaminantes ambientales fue mediante alguna base de datos publicada por alguna institución de monitoreo meteorológico de la zona más próxima a la ubicación de la planta termoeléctrica. Las tres metodologías planteadas se describen a continuación.

6.4.1 Tubos Dräger

Para tomar la medición de los contaminantes principales que aceleran las velocidades de corrosión como lo son el SO₂, CO₂ y HCl fue el método de tubos Dräger, el cual consiste en tubos de cristal cuyo contenido es algún material sólido que reacciona con el gas a medir mediante la coloración de este material. Dependiendo del gas que se esté midiendo requerirá determinada cantidad de volumen de muestra del ambiente mediante el uso de una bomba especial para estos tubos. Los rangos de medición para el ácido sulfhídrico van desde el 0.2 a 200 ppm, dependiendo del tubo elegido, para el dióxido de carbono es de 0.2 a 5000 ppm y ácido clorhídrico es de 0.2 hasta 5000 ppm, también dependiendo del tipo de tubo utilizado.



Figura 11. Bomba detectora de gases Accuro.

6.4.2 Monitor de Bióxido de Azufre

Como segundo método para la obtención de cantidad de contaminación por SO_2 se optó por tomar muestra del aire en bolsas tedlar en dos puntos de la planta termoeléctrica, mediante una bomba tipo P para toma de muestras de gases y analizar dicho gas mediante un monitor de dióxido de azufre, marca API (Advanced Pollution Instruments) modelo 100A.



Figura 12. Equipo utilizado para la medición de SO_2 para el método 2.

El principio de funcionamiento de este monitor es el de medir la fluorescencia producida por la excitación de las moléculas de SO_2 al exponerlas a una luz ultravioleta dentro de una longitud de onda de 240 nm.

6.4.3 Consulta en Fuentes Oficiales

Como opción para la medición de los niveles de contaminantes presentes en la región de ubicación de la planta termoeléctrica es mediante la información proporcionada en la página oficial de la Secretaria de Energía, Recursos Naturales y Protección Ambiental (SERNAPAM) del estado de Tabasco.

Los contaminantes que con regularidad monitorea la SERNAPAM son el O_3 , CO_2 y el SO_2 . En este caso solo se tomó en cuenta los del O_3 y SO_2 , ya que los de CO_2 presentan error de cálculo en toda la base de datos.

Las estaciones de monitoreo ambiental se encuentran ubicadas dentro del sector urbano de la ciudad de Villahermosa, Tab. Aunque la planta termoeléctrica se encuentra ubicada a 35km de la estación meteorológica, se tomarán esos

valores de medición como referencia para complementar el estudio del monitoreo ambiental.

Capítulo 7. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados y análisis realizados durante el transcurso de la investigación. Los resultados se presentan según a las pruebas realizadas a través de la metodología presentada previamente

7.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA ALEACIÓN INCONEL 718.

En la *Tabla 2* se muestra la composición química del material empleado en la presente tesis (en la presentación de barra y placa), mostrando que dicho material corresponde la composición química de una aleación Inconel 718.

Tabla 2. Caracterización de cupones y barras del Inconel 718 utilizado para mediciones de corrosión

Inconel	Ni	Cr	Fe	Nb	Mo	Ti	Al	Co
Estándar	50-55	17-21	Balance	4.75-5.50	2.80-3.30	0.65-1.15	0.20-0.80	1
Cupón	45.931	23.287	Balance	3.25	5.797	2.256	1.368	0.647
Barra	48.902	18.915	Balance	3.387	5.782	2.119	1.333	0.374
	C	Mn	Si	P	S	Bo	Cu	
Estándar	0.08	0.35	0.35	0.015	0.015	0.006	0.3	
Cupón	N.D.	0.067	0.223	N.D.	0.023	0.037	0.143	
Barra	N.D.	0.091	0.228	N.D.	0.02	0.045	0.187	

7.2 PRUEBAS GRAVIMÉTRICAS

En la *Figura 14* se puede ver el estado final de los cupones y sensores cuando se retiraron de cada uno de los sitios de medición de la planta termoeléctrica y en la *Figura 15* se muestra el acabado superficial (posterior a la etapa de limpieza después de la exposición) de los cupones de ambos tipos de aleación, en las cuales los AISI 1018 muestra un gran daño superficial y los de Inconel 718 no muestran algún daño aparente.

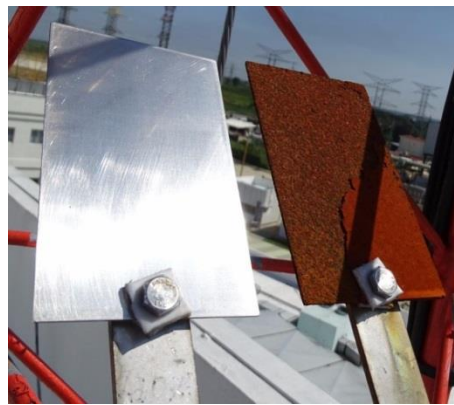


Figura 13. Estado final de los cupones después del tiempo de exposición.

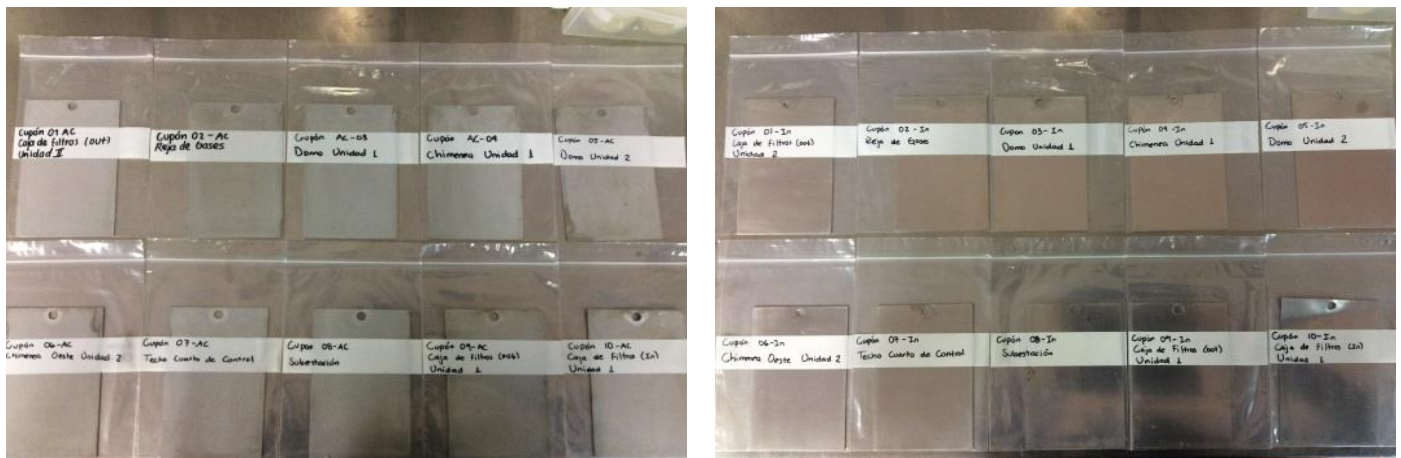


Figura 14. Acabado final de la superficie de los cupones después del proceso de limpieza.

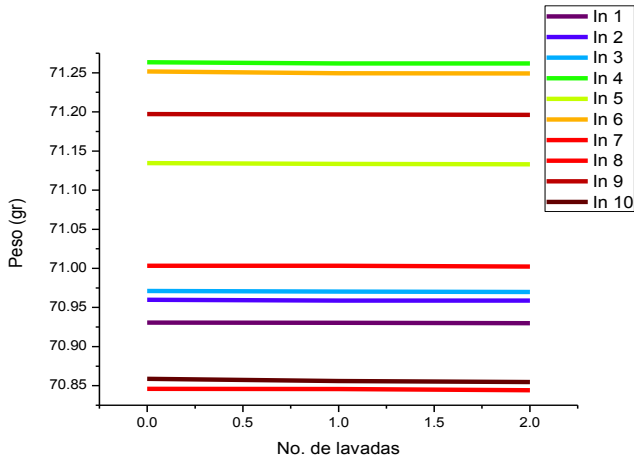
Los cupones de AC 1018 presentan un mecanismo de corrosión generalizada, a diferencia de los Inconel 718 que tienen un aspecto muy similar a las condiciones iniciales (antes de su exposición).

Las pérdidas de peso registradas en promedio de ambos cupones evaluados, se muestran en la *Tabla 3*, adicionalmente en las gráficas 1 a la 8 se muestra la determinación del peso final de los cupones Inconel 718 y AC1018 en base a la norma ASTM G1. En cada periodo de medición hubo un promedio de pérdida de peso tanto del Inconel 718 como del AISI 1018 (*Tabla 3*). Para el Inconel 718 el mes donde se registra mayor cantidad de pérdida de peso es el de Mar-Jun, en comparación con el de AISI 1018 que es el de DIC-MAR.

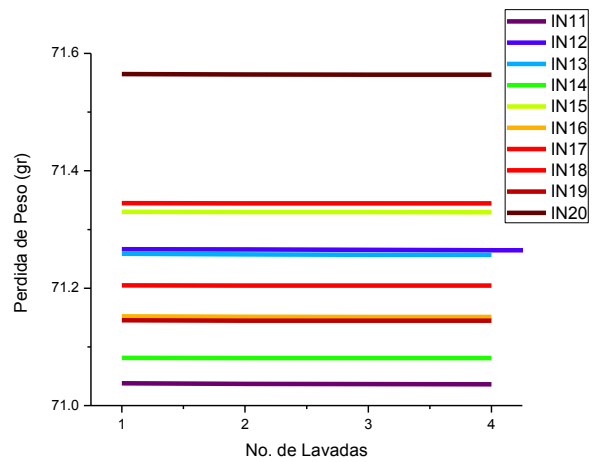
Tabla 3. Promedios de pérdida de peso de las mediciones gravimétricas.

	DIC-MAR	MAR-JUN	JUN-OCT	OCT-FEB
Inconel 718 (g)	0.00423	0.007317	0.003486	0.00489
AISI 1018 (g)	8.54961	3.15813	3.81602	6.16727

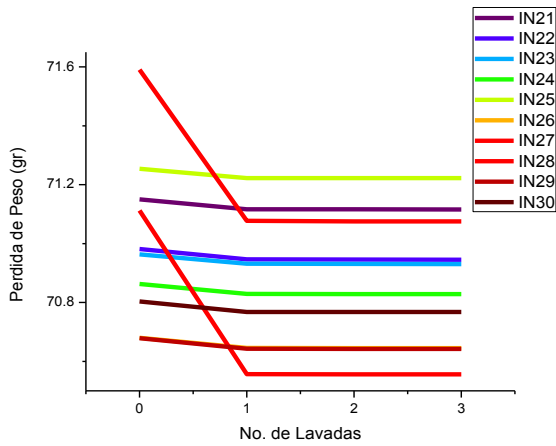
En las *Tablas* de la 4 a la 7 muestran los pesos iniciales y dimensiones de los cupones para la determinación de velocidades de corrosión de acuerdo a la *Ecuación 24*.



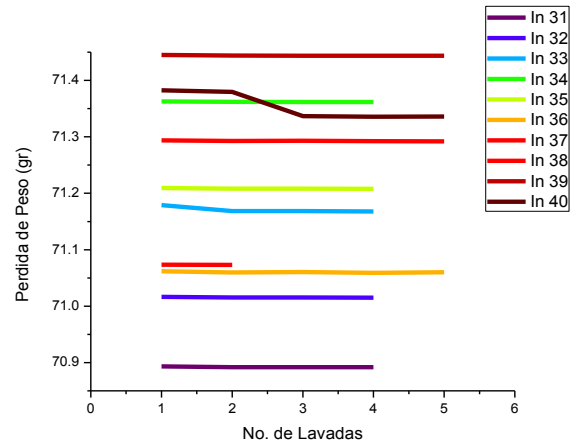
Gráfica 1. Pesos finales registrados en los cupones Inconel 718 correspondientes al periodo DIC-MAR.



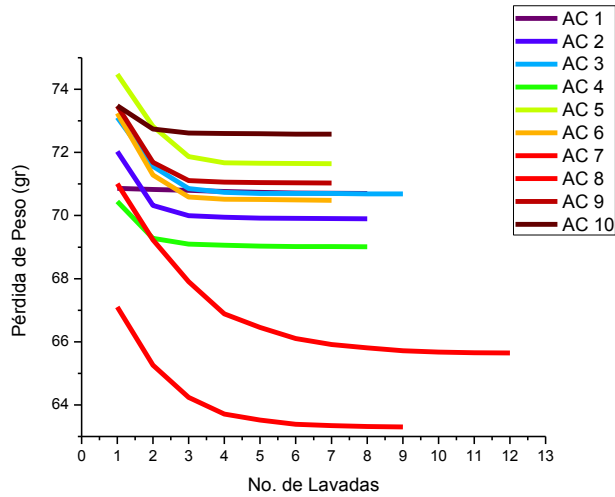
Gráfica 2. Pesos finales registrados en los cupones Inconel 718 correspondientes al periodo MAR-JUN.



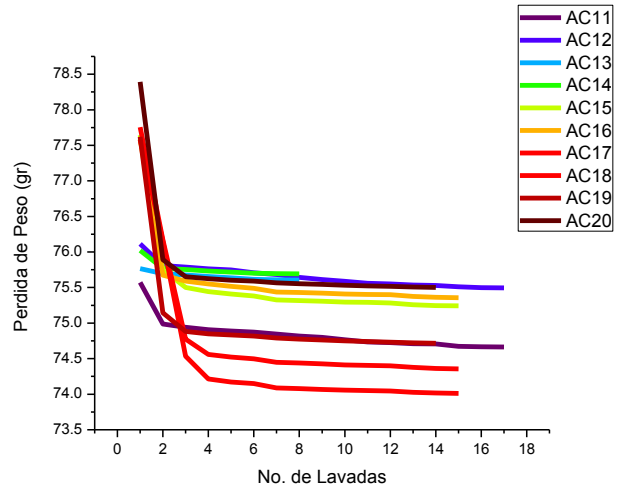
Gráfica 3. Pesos finales registrados en los cupones Inconel 718 correspondientes al periodo JUN-OCT.



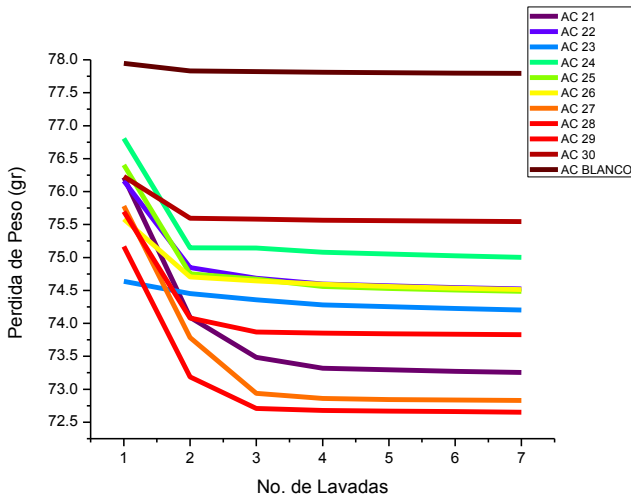
Gráfica 4. Pesos finales registrados en los cupones Inconel 718 correspondientes al periodo OCT-FEB.



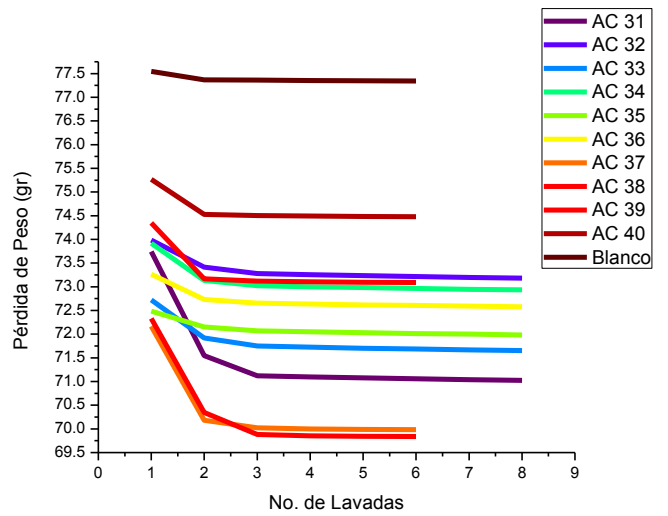
Gráfica 5. Pesos finales registrados en los cupones AC 1018 correspondientes al periodo DIC-MAR.



Gráfica 6. Pesos finales registrados en los cupones AC 1018 correspondientes al periodo MAR-JUN.



Gráfica 7. Pesos finales registrados en los cupones AC 1018 correspondientes al periodo JUN-OCT.



Gráfica 8. Pesos finales registrados en los cupones AC 1018 correspondientes al periodo OCT-FEB.

Tabla 4. Dimensiones, pesos iniciales y finales de cupones del periodo DIC-MAR.

Muestra	Prom. Largo (mm)	Prom. Ancho (mm)	Prom. Espesor (mm)	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)
In. 1	117.35	71.78	1.03	70.93	70.9299
In. 2	117.40	71.75	1.03	70.96	70.9589
In. 3	117.59	71.83	1.03	70.97	70.9697
In. 4	117.52	71.86	1.03	70.26	71.2619
In. 5	117.50	71.85	1.03	71.13	71.1329
In. 6	117.56	71.74	1.03	71.25	71.2491
In. 7	117.55	71.81	1.02	71.00	71.0022
In. 8	117.44	71.78	1.02	71.84	71.8442
In. 9	117.60	71.9	1.02	71.20	71.1961
In. 10	117.48	71.8	1.01	70.85	70.8548
Ac. 1	137.69	72.04	1.17	78.27	70.6974
Ac. 2	137.7	72.01	1.16	78.06	69.9006
Ac. 3	137.72	72.06	1.16	77.81	70.6831
Ac. 4	117.74	72.04	1.15	77.62	69.0087
Ac. 5	157.66	71.92	1.15	77.89	71.6394
Ac. 6	157.73	72.14	1.15	78.25	70.4797
Ac. 7	157.68	72.05	1.16	78.12	65.6434
Ac. 8	137.76	72.08	1.16	78.16	63.3055
Ac. 9	177.72	72.01	1.15	78.17	71.0321
Ac. 10	157.72	72.02	1.15	78.05	72.5787

Tabla 5. Dimensiones, pesos iniciales y finales de cupones del periodo MAR-JUN.

Muestra	Prom. Largo (mm)	Prom. Ancho (mm)	Prom. Espesor (mm)	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)
In. 11	117.14	71.23	1.030	70.99	70.98684
In. 12	117.03	70.57	1.031	71.27	71.2645
In. 13	117.28	70.62	1.032	71.25	71.2569
In. 14	117.03	71.29	1.030	71.08	71.0809
In. 15	117.08	71.24	1.031	71.33	71.3295
In. 16	116.92	71.16	1.031	71.15	71.1508
In. 17	117.05	71.09	1.031	71.34	71.3444
In. 18	116.99	71.16	1.032	71.21	71.2044
In. 19	116.91	71.22	1.032	70.99	71.1448
In. 20	117.15	71.19	1.031	71.58	71.5639
Ac. 11	117.23	72.83	1.1833	78.50	74.6628
Ac. 12	117.77	72.14	1.1833	78.42	75.495
Ac. 13	117.77	72.15	1.1766	78.35	75.6059
Ac. 14	117.75	72.12	1.1833	78.57	75.6921
Ac. 15	117.77	72.15	1.18	78.20	75.2425
Ac. 16	117.76	72.12	1.18	77.79	75.3576
Ac. 17	117.76	72.12	1.18	78.77	74.3563
Ac. 18	117.75	72.13	1.1766	78.43	74.0105
Ac. 19	117.75	72.13	1.1766	77.61	74.7151
Ac. 20	117.73	72.45	1.1766	77.53	75.5016

Tabla 6. Dimensiones, pesos iniciales y finales de cupones del periodo JUN-OCT.

Muestra	Prom. Largo (mm)	Prom. Ancho (mm)	Prom. Espesor (mm)	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)
In. 21	116.92	71.99	1.020	71.15	71.1161
In. 22	116.99	72.12	1.025	70.98	70.9453
In. 23	116.88	72.06	1.026	70.96	70.93
In. 24	116.83	72.02	1.028	70.86	70.8288
In. 25	116.80	71.98	1.025	71.25	71.2221
In. 26	116.81	71.94	1.024	70.68	70.6453
In. 27	117.03	72.03	1.026	71.11	70.5557
In. 28	116.92	72.03	1.024	70.59	71.0753
In. 29	116.77	72.03	1.025	70.67	70.642
In. 30	117.19	71.93	1.025	70.80	70.7677
Ac. 21	117.65	71.99	1.173	78.18	73.2534
Ac. 22	117.64	72.12	1.170	78.02	74.523
Ac. 23	117.64	72.06	1.166	77.88	74.2039
Ac. 24	117.66	72.02	1.183	77.09	75.0015
Ac. 25	117.66	71.98	1.173	78.15	74.4863
Ac. 26	117.7	71.94	1.163	77.71	74.5125
Ac. 27	117.67	72.03	1.170	77.88	72.8314
Ac. 28	117.44	72.03	1.183	77.91	72.6525
Ac. 29	117.75	72.03	1.170	77.97	73.8277
Ac. 30	117.81	71.93	1.173	78.16	75.5461

Tabla 7. Dimensiones, pesos iniciales y finales de cupones del periodo OCT-FEB.

Muestra	Prom. Largo (mm)	Prom. Ancho (mm)	Prom. Espesor (mm)	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)
In. 31	117.09	71.60	1.03	70.89	70.892
In. 32	117.53	71.82	1.03	70.01	71.0152
In. 33	117.57	71.84	1.03	71.17	71.1677
In. 34	117.53	71.76	1.03	71.36	71.3615
In.35	117.48	71.79	1.02	71.21	71.2078
In. 36	117.54	71.80	1.02	71.06	71.0602
In. 37	117.54	71.77	1.03	71.07	71.292
In. 38	117.47	71.80	1.03	71.29	71.0731
In. 39	117.57	71.80	1.03	71.44	71.4435
In. 40	117.68	71.80	1.02	71.34	71.3359
Ac. 31	117.74	72.07	1.16	77.91	71.0253
Ac. 32	117.79	72.18	1.16	78.30	73.1829
Ac. 33	117.76	72.15	1.16	78.42	71.653
Ac. 34	117.86	72.13	1.16	77.96	72.9339
Ac. 35	117.82	72.12	1.16	78.13	71.9843
Ac. 36	117.67	72.11	1.17	78.28	72.5788
Ac. 37	117.70	72.16	1.17	78.47	69.9826
Ac. 38	117.69	72.07	1.17	78.13	69.8405
Ac. 39	117.73	72.05	1.18	78.40	73.09
Ac. 40	117.71	72.07	1.17	78.37	74.4788

En la *Tablas 8 y 9* se presentan los datos numéricos de la velocidad de corrosión del AC1018 e Inconel 718 respectivamente, considerando todos los periodos de medición. En las *Gráficas 3 y 4* se muestran los datos de dichas tablas, donde se puede apreciar que los periodos con mayor velocidad de corrosión se presentaron en los periodos de Octubre a Marzo, es decir, en las

estaciones del año con menor temperatura pero mayor precipitación pluvial, por lo tanto, mayor humedad relativa.

Lo primero que se puede observar de la comparación entre las *Gráficas 9 y 10* es que a los cupones de Inconel 718 tienen velocidades de corrosión prácticamente despreciables, con un orden de magnitud de 10^{-4} , siendo constante dicha velocidad de corrosión durante los 4 periodos de monitoreo, lo cual, indica que el medio ambiente no tuvo una interacción que definiera alguna diferencia en la cinética de corrosión, es decir, existe un parámetro ambiental que ayuda a desarrollar una película pasivante en el material (puede ser la presencia de humedad) afectando de manera muy similar el comportamiento mostrado. Dada la magnitud de la velocidad de corrosión presente en el Inconel 718, no fue posible establecer un comportamiento que definiera los periodos o sitios de la planta de cogeneración que presentaron la mayor velocidad de corrosión.

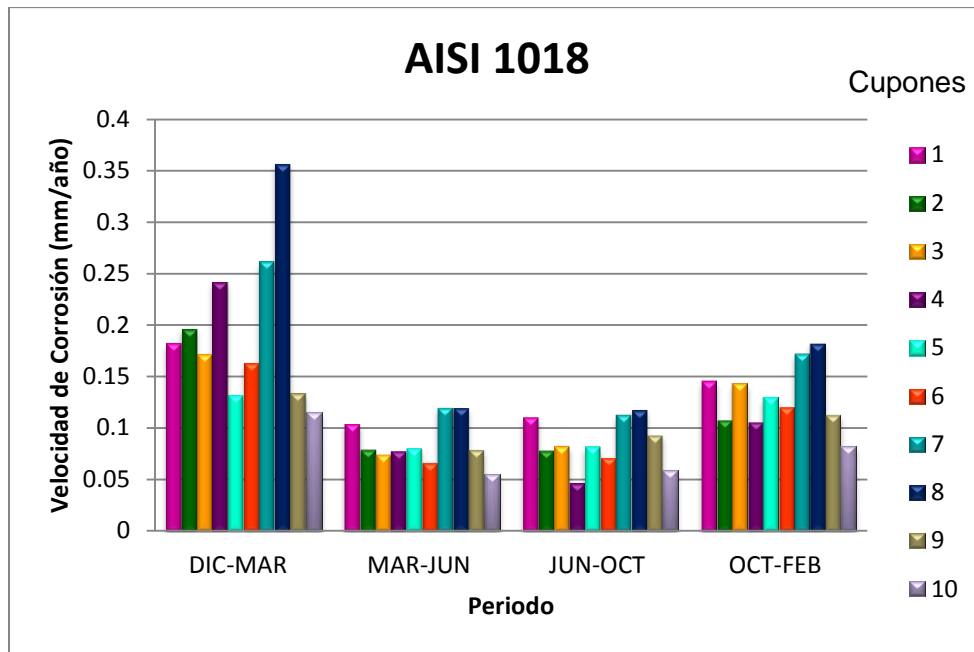
Los cupones AC 1018 mostraron un comportamiento más activo, presentando una gran pérdida de masa en cada periodo de medición con un orden de magnitud de 10^{-1} , pudiendo originarse por la baja resistencia a la corrosión del acero al carbono a fenómenos de corrosión ambiental y las condiciones bastante corrosivas al que se expuso. Es importante observar, que los meses donde se presencié un incremento en la velocidad de corrosión fue comprendido del mes de Octubre a Marzo, los cuales corresponden a periodos de mayor índice pluvial y, por lo tanto, mayor % de humedad relativa.

Tabla 8. Velocidad de Corrosión del AISI 1018 (mm/año).

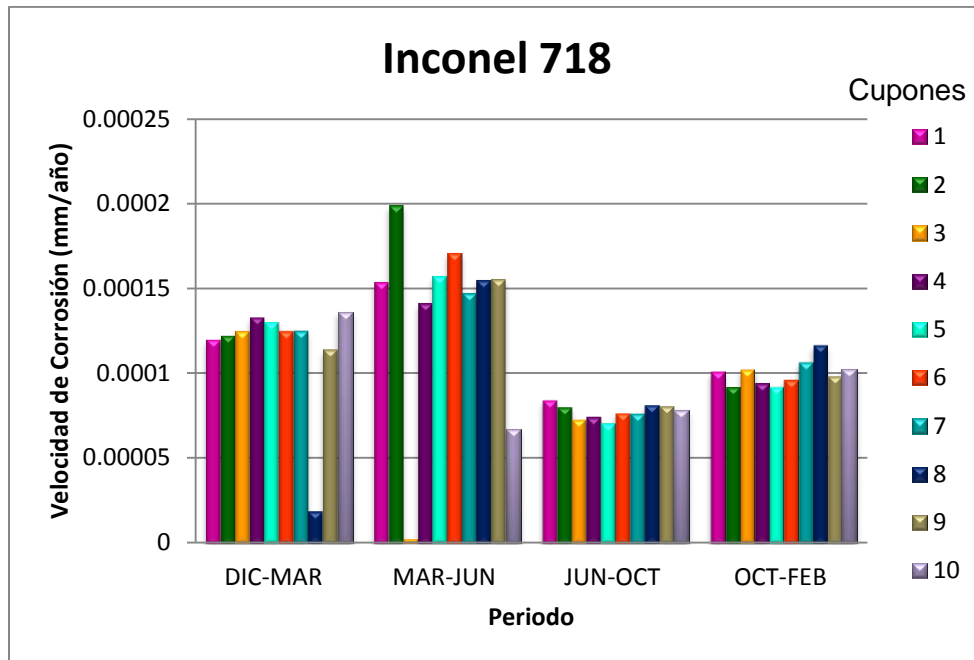
Cupón	DIC-MAR	MAR-JUN	JUN-OCT	OCT-FEB
1	0.18199	0.10386	0.11060	0.14556
2	0.19621	0.07937	0.07843	0.10810
3	0.17129	0.07454	0.08250	0.14305
4	0.24155	0.07828	0.04693	0.10613
5	0.13162	0.08032	0.08224	0.12980
6	0.16305	0.06621	0.07177	0.12050
7	0.26202	0.12002	0.11321	0.17234
8	0.35654	0.12018	0.11810	0.18228
9	0.13320	0.07869	0.09277	0.11244
10	0.11505	0.05483	0.05857	0.08241

Tabla 9. Velocidades de corrosión del Inconel 718 (mm/año).

Cupón	DIC-MAR	MAR-JUN	JUN-OCT	OCT-FEB
1	0.0001197	0.000153	0.0008421	0.0001009
2	0.0001224	0.000199	0.0008019	0.0000921
3	0.0001248	0.0000026	0.0007297	0.0001022
4	0.0001420	0.0001412	0.0007436	0.0000942
5	0.0001302	0.0001572	0.0007079	0.0000921
6	0.0001249	0.0001709	0.0007685	0.0000962
7	0.0001248	0.0001468	0.0122026	0.0001065
8	0.0272105	0.0001549	0.0113286	0.0001167
9	0.0001138	0.000155	0.0008056	0.0000982
10	0.0001358	0.0006714	0.0007812	0.0001022



Gráfica 9. Comparación de las velocidades de corrosión correspondiente a cada periodo de exposición de la aleación AISI 1018.



Gráfica 10. Comparación de las velocidades de corrosión correspondiente a cada periodo de exposición de la aleación Inconel 718.

Considerando el comportamiento observado en los cupones de acero al carbono, los cupones que presentaron la mayor velocidad de corrosión fueron los ubicados en la zona encerrada en rojo en la *Figura 16* (techo cuarto de subestación, techo cuarto de control y caja de filtro unidad 2), lo que indica, que los vientos preferenciales permitieron una mayor precipitación de humedad sobre dichos cupones y que los agentes contaminantes presentes en la atmosfera propiciaron una mayor cinética de corrosión en la zona señalada. Las otras zonas de la planta de cogeneración pudieron presentar una menor cinética de corrosión asociado un proceso de apantallamiento de los vientos preferenciales.

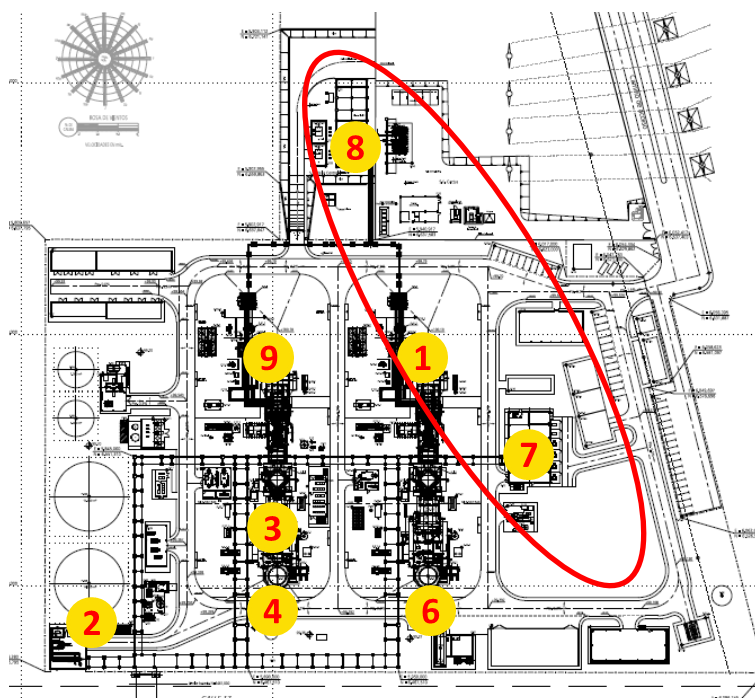


Figura 15. Croquis y ubicación de los cupones y sensores electroquímicos. La zona en rojo es donde se registra la mayor cantidad de pérdida de peso.

A continuación se analizan los parámetros ambientales para relacionarlos con las velocidades de corrosión que presentaron los cupones expuestos dentro de la planta termoeléctrica.

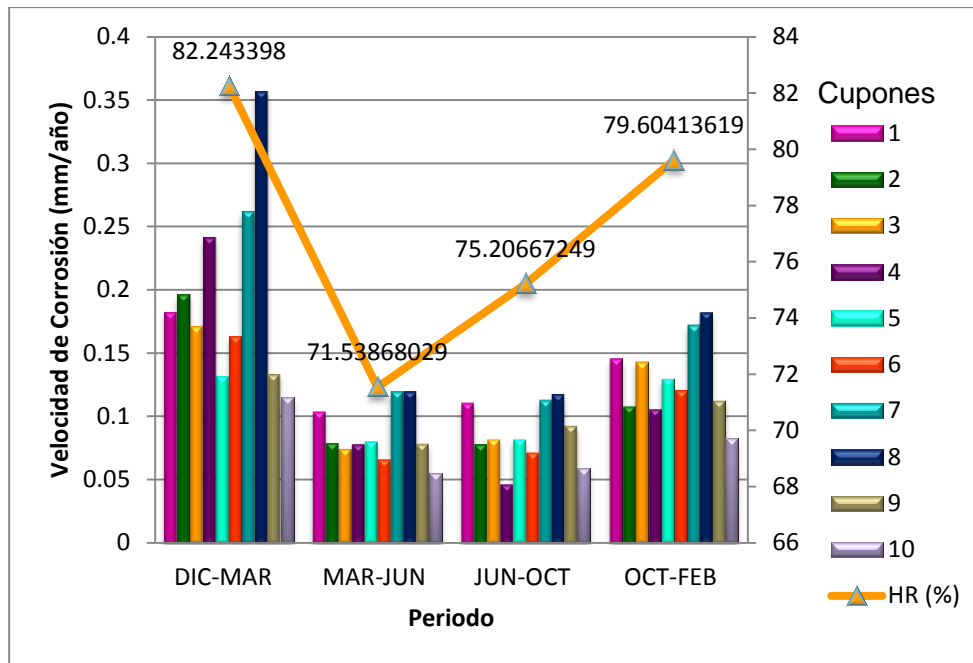
Mediante la estación meteorológica de CONAGUA ubicada en la ciudad de Villahermosa Tabasco, se obtuvieron los resultados de medición de la Humedad

Relativa, Radiación Solar, Temperatura Media y Dirección del viento, registrados cada 10 minutos durante el mismo periodo de monitoreo de velocidad de corrosión. Se determinó el promedio trimestral (*Tabla 10*) presente en la gráficas meteorológicas y se editaron en las gráficas de velocidad de corrosión, con la finalidad de establecer si existe una relación entre cada parámetro meteorológico con la velocidad de corrosión obtenida durante cada periodo (ver Gráficas 11 a 14).

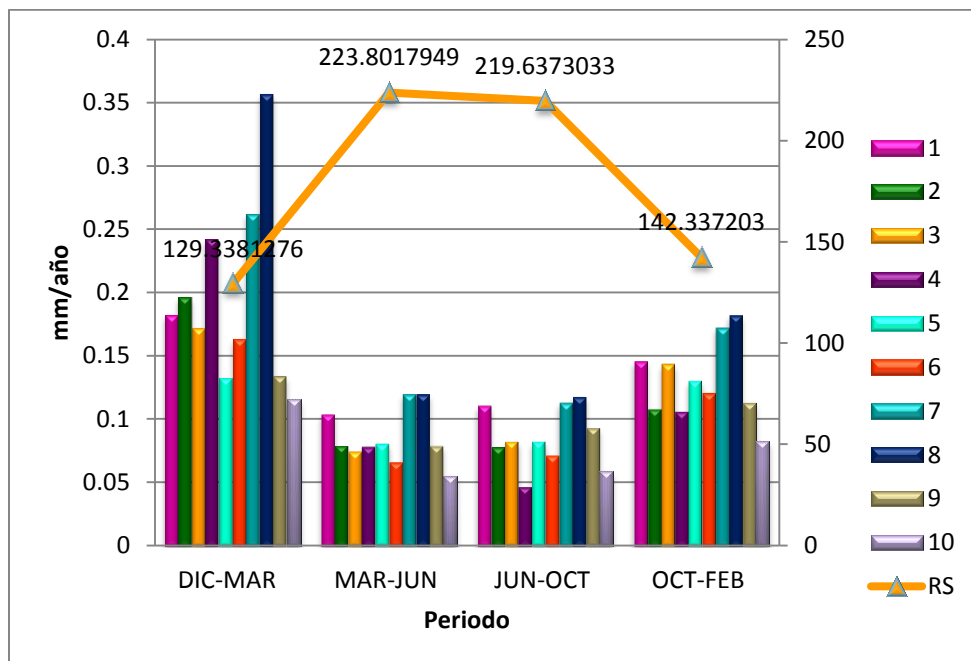
Tabla 10. Promedios meteorológicos de humedad relativa, radiación solar, dirección del viento y temperatura media.

Periodo	HR (%)	RS(W/m ²)	DV (°)	Tmed (°C)
Dic-Mar	82.24	129.33	136.61	24.25
Mar-Jun	71.53	223.80	131.82	29.65
Jun-Oct	75.20	219.63	124.06	28.72
Oct-Feb	79.60	142.33	131.39	25.36

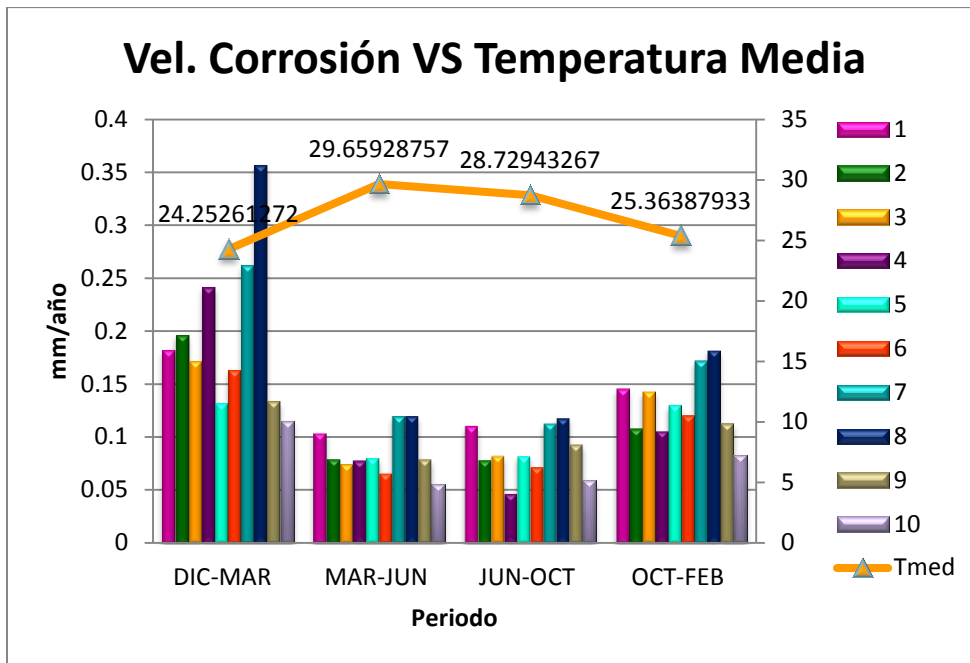
Al correlacionar el comportamiento de la humedad relativa con la velocidad de corrosión presente en los cupones de acero al carbono, se observa que la velocidad de corrosión está directamente relacionada con la humedad relativa, es decir los periodos con mayor velocidad de corrosión corresponden a los periodos con mayor humedad relativa. En cuanto a la dirección del viento, para este caso en particular, no se observó ninguna relación directa con la velocidad de corrosión. Se observó una relación inversa de la velocidad de corrosión con la radiación solar, lo cual se puede asociar con un calentamiento o enfriamiento superficial presente en los cupones, por lo que, si existe una mayor temperatura superficial en los cupones, permitirá una mayor cantidad de tiempo de humectación, o sea, a que se genere la película de agua en la superficie del cupón. En resumen, si no hay radiación solar intensa, menor será la temperatura, por lo que habrá mayor humedad relativa.



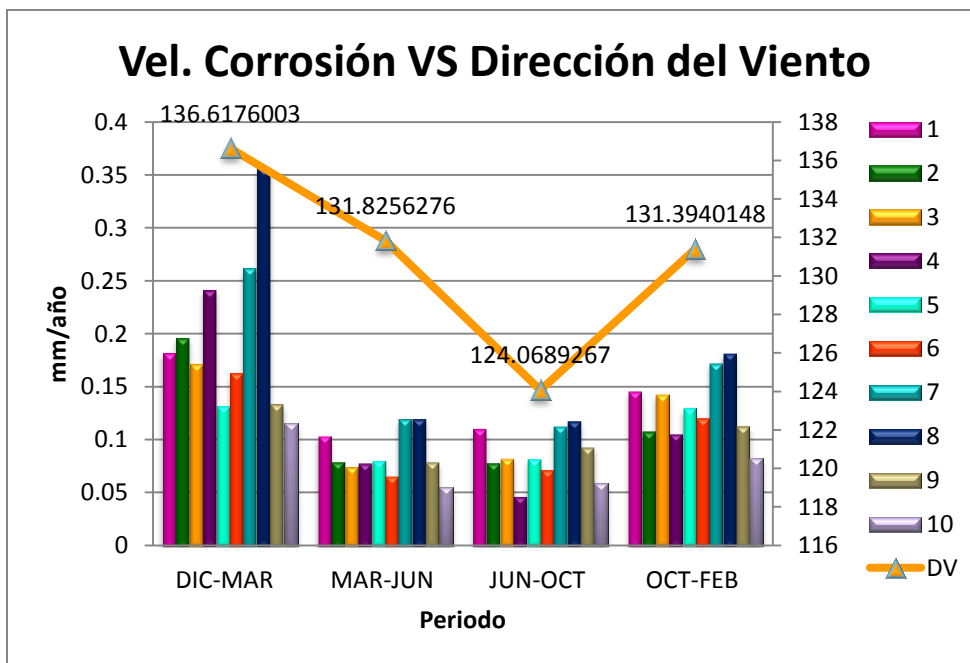
Gráfica 11. Relación entre las velocidades de corrosión y la humedad relativa en el AISI 1018.



Gráfica 12. Relación de la velocidad de corrosión con la radiación solar en el AISI 1018.

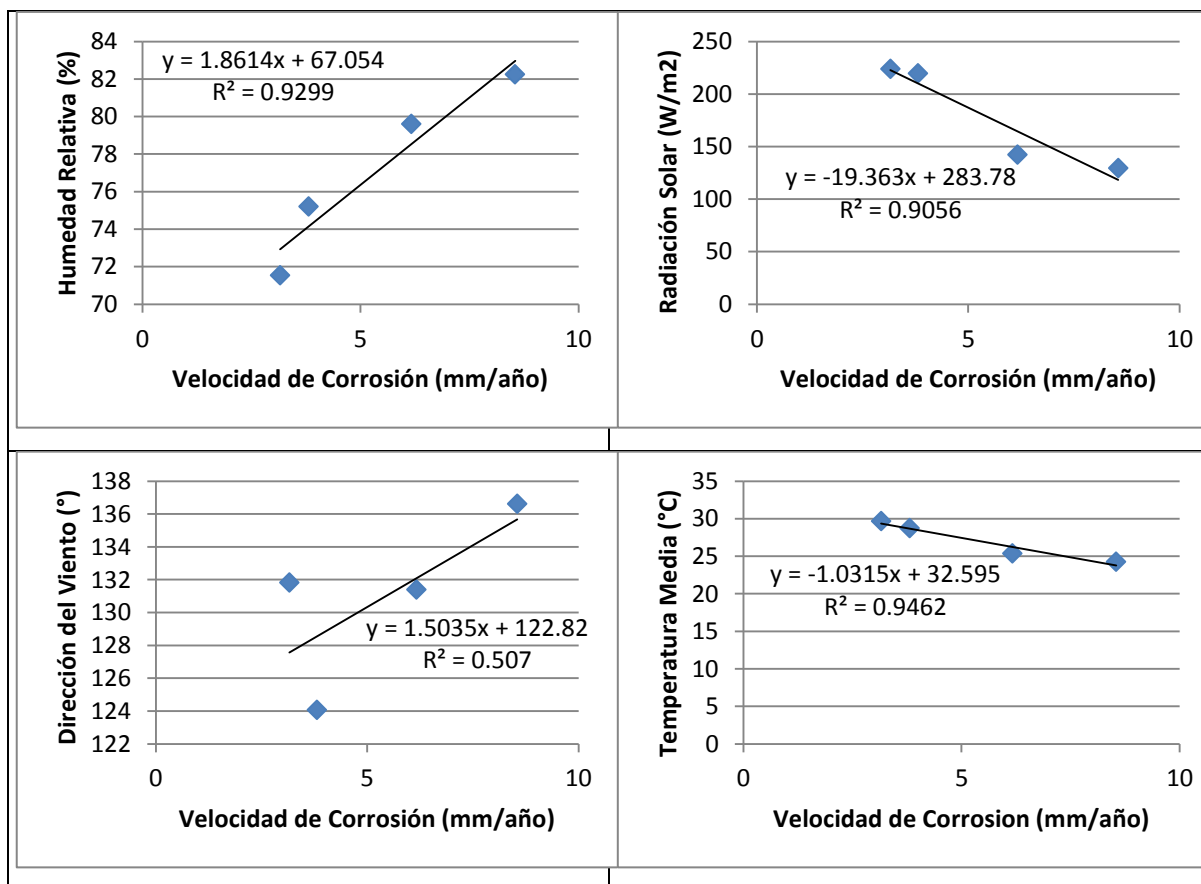


Gráfica 13. Relación de la velocidad de corrosión con la temperatura media en el AISI 1018



Gráfica 14. Relación de la velocidad de corrosión con la dirección del viento en el AISI 1018

Un análisis de regresión lineal de cada uno de los parámetros meteorológicos nos brinda con mayor exactitud qué tan relacionadas están con las velocidades de corrosión del AISI 1018 (Gráfica 15) junto con los valores del coeficiente de Pearson para verificar la exactitud de su relación (Tabla 11).



Gráfica 15. Análisis de regresión lineal de los parámetros meteorológicos con respecto a las velocidades de corrosión del AISI 1018.

Tabla 11. Correlación de Pearson de la velocidad de corrosión respecto a los parámetros medio ambientales.

	Correlaciones						
	VCORROSION HR	RS	DV	TM	SO2	O3	
Pearson Correlation	1	.964*	-.952*	.712	-.973*	.754	.668
VCORROSION Sig. (2-tailed)		.036	.048	.288	.027	.246	.332
N	4	4	4	4	4	4	4

*. Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed).

** . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

7.3 PRUEBAS ELECTROQUÍMICAS

7.3.1 *Sensores Electroquímicos*

Las velocidades de corrosión registradas mediante monitoreo in-situ en las pruebas realizadas a los sensores electroquímicos se enlistan en las Tablas 12 y 13.

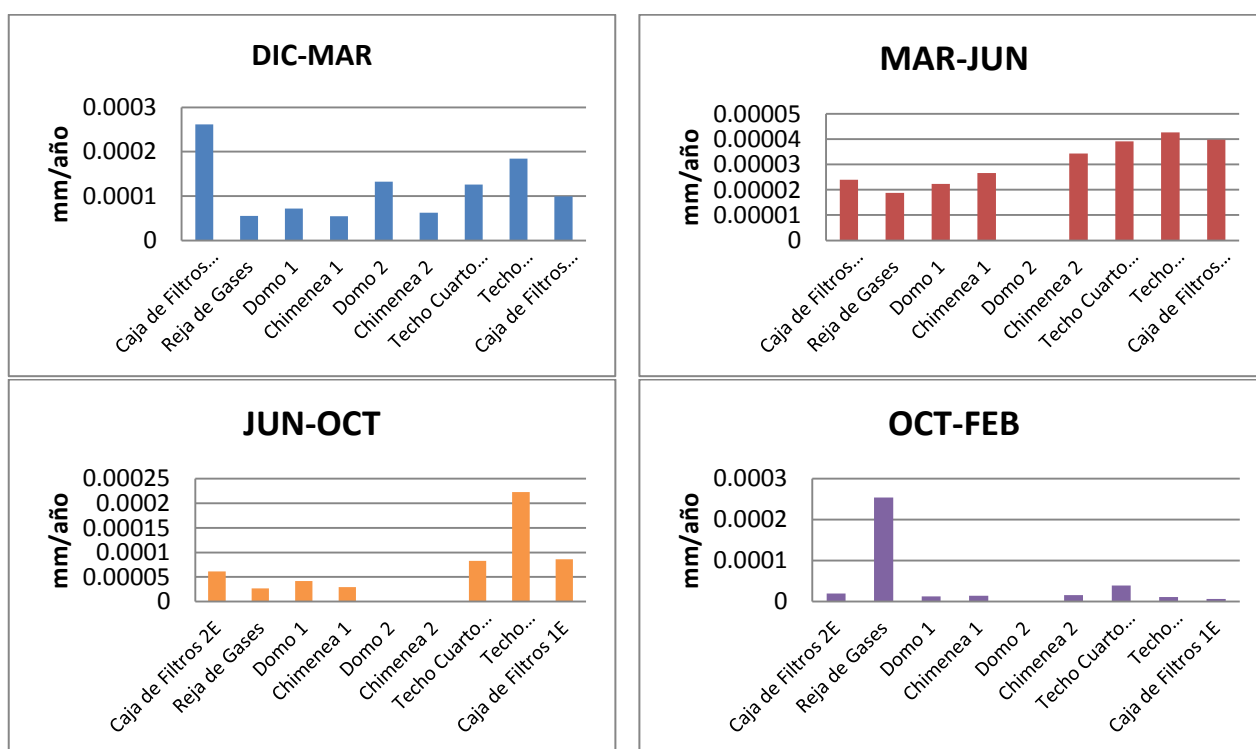
Tabla 12. Velocidades de corrosión de los sensores electroquímicos correspondientes a cada periodo de medición del AISI 1018.

Sitios de Ubicación del AC	Dic-Mar	Mar-Jun	Jun-Oct	Oct-Feb
	mm/año	mm/año	mm/año	mm/año
Caja de Filtros 2 Exterior	0.0002612	0.000024	0.0000614	0.0000198
Reja de Gases	0.0000556	0.0000187	0.0000269	0.0002537
Domo 1	0.0000722	0.0000223	0.0000416	0.0000127
Chimenea 1	0.0000548	0.0000266	0.0000292	0.0000139
Domo 2	0.0001321	---	---	---
Chimenea 2	0.0000624	0.0000342	---	0.0000160
Techo Cuarto de Control	0.000126	0.0000391	0.0000828	0.0000393
Techo Subestación	0.0001844	0.0000426	0.0002225	0.0000111
Caja de Filtros 1 Exterior	0.0000993	0.0000398	0.0000858	0.0000066
Blanco	---	0.0002021	0.0002278	0.0000703

Tabla 13. Velocidades de corrosión de los sensores electroquímicos correspondientes a cada periodo de medición del Inconel 718.

Sitios de Ubicación del IN 718	Dic-Mar	Mar-Jun	Jun-Oct	Oct-Feb
	mm/año	mm/año	mm/año	mm/año
1. Caja de Filtros 2 Exterior	0.0004112	0.0000132	0.0000617	0.00000609
2. Reja de Gases	0.0000634	0.0000015	0.0000541	0.00000101
3. Domo 1	0.0004124	0.0000038	0.0000271	0.00000152
4. Chimenea 1	0.0000886	0.0000020	0.0000756	0.00000127
5. Domo 2	0.000055	---	---	---
6. Chimenea 2	0.0000525	0.0000342	---	0.00000127
7. Techo Cuarto de Control	0.0005172	0.0000391	0.0000243	0.00000076
8. Techo Subestación	0.0005705	0.0000426	---	0.00000762
9. Caja de Filtros 1 Exterior	0.0000854	0.0000020	0.0000198	0.00000076
10. Blanco	---	0.0000030	0.0000256	0.00003251

El uso de los sensores electroquímicos en esta metodología tiene como objetivo poder obtener información adicional del comportamiento del material al medio ambiente expuesto en la planta termoeléctrica, sin embargo, las velocidades de corrosión de términos generales en su comportamiento nos muestran, al igual que las pruebas gravimétricas, los sitios donde se presentan mayores velocidades de corrosión, sin embargo, en lo que respecta a su magnitud no se acercan a los resultados gravimétricos, esto debido a que las técnicas electroquímicas empleadas son una buena herramienta de medición instantánea y no de forma permanente, sin embargo, mediante esta técnica se pudo ratificar que la zona de mayor impacto desde el punto de vista de corrosión, se refiere a las zona considerada en la *Figura 16*, es decir, el techo de la sub estación, techo del cuarto de control, la caja de filtros de la unidad 2 y la chimenea de la unidad 1. En la los *Gráfica 16*, se puede apreciar mejor los sitios de mayor velocidad de corrosión de acuerdo a los resultados obtenidos por las velocidades de corrosión de los sensores.



Gráfica 16. Gráficas de las velocidades de corrosión correspondientes a los sensores electroquímicos por cada periodo.

7.3.2 Pruebas de Laboratorio

7.3.2.1 Cámara de Humedad

Las velocidades de corrosión de los 6 cupones expuestos (3 de acero al carbono y 3 de Inconel 718) en la cámara humedad en base a la norma ASTM G1-03 se presentan en la *Tabla 14*.

Tabla 14. Velocidades de corrosión en cupones expuestos en cámara de humedad.

Cupón	AC (mm/año)	IN (mm/año)
1	0.048348	2.59E-06
2	0.034189	2.02E-06
3	0.052867	8.65E-07

La velocidad de corrosión determinada en el AC 1018 es cuatro órdenes de magnitud mayor en comparación con el In 718 (4.46E-02 y 1.82E-6 mm/año respectivamente), en la *Figura 17* se puede observar las condiciones de las dos aleaciones posterior al mes de haber sido expuestas en la cámara de humedad. Si se comparan estos valores de velocidad de corrosión con la obtenidos en los cupones expuestos en la central termoeléctrica se puede observar que las condiciones ambientales presentes en dicha central termoeléctrica generaron 2 órdenes de magnitud mayor en la velocidad de corrosión en ambas aleaciones, por lo que, se puede observar que los elementos contaminantes que pudieran estar presentes en el ambiente (adicionales a la humedad relativa), como lo son el S, P, Cl y C, impactan significativamente en la resistencia a la corrosión del acero al carbono y el Inconel 718, ya que son elementos potenciales a formar ácidos en el ambiente.

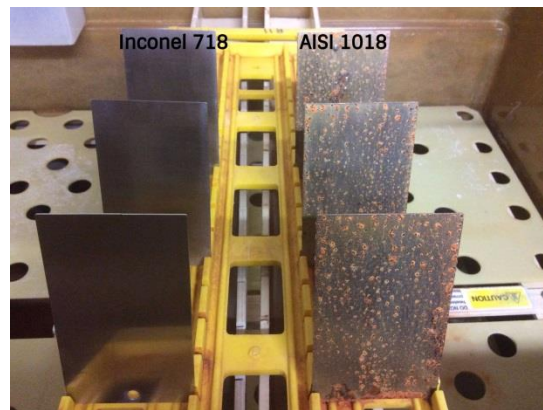


Figura 16. Estado final de las aleaciones expuestas después de un mes en cámara de humedad.

7.3.2.2 Pruebas electroquímicas.

En la *Figura 18* se presenta el arreglo electroquímico para la medición de la velocidad de corrosión del In 718 con las distintas soluciones mencionadas en la metodología.

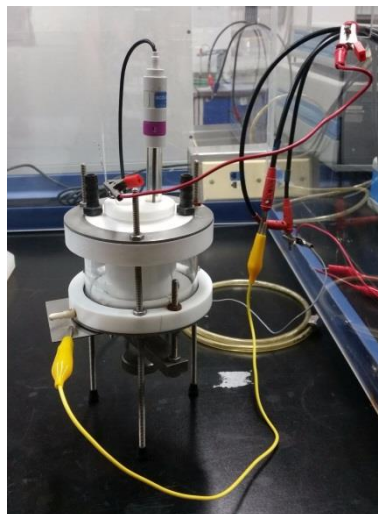


Figura 17. Arreglo electroquímico para las pruebas electroquímicas.

En la *Tabla 15*, se muestra la velocidad de corrosión presente en la aleación Inconel 718 evaluada mediante pruebas electroquímicas, expuesta en agua osmótica con diferentes grados de acidificación con H_2S . Como se puede observar el grado de magnitud de la velocidad de corrosión bajo las presentes

condiciones (variando de 0.0016 a 0.016 mm/año) es superior a la observada en la central termoeléctrica para dicha aleación (0.0001 mm/año en promedio), lo que nos muestra que las condiciones presentes en la central termoeléctrica no alcanzó los niveles de acidez por H₂S (10 ppm) experimentados a nivel laboratorio. Adicionalmente, también se observó que conforme se incrementó el nivel de acidez (de 10 a 500 ppm) hubo también un incremento de 1 orden de magnitud en la velocidad de corrosión, lo que nos indica que la aleación Inconel 718 es susceptible a procesos de corrosión asociado a H₂S. La morfología superficial que presentaron los cupones de las aleaciones Inconel 718, no mostraron indicios de un inicio a algún mecanismo de corrosión, lo que nos indica que los niveles de azufre en el ambiente no fueron los suficientes para generar un deterioro visual en dichos cupones. Sin embargo, las muestras evaluadas a nivel laboratorio como se mostrará posteriormente, sí presentaron mecanismo de corrosión localizada, lo que nos ratifica que los niveles de azufre presentes en la planta termoeléctrica, a pesar de la que aleación Inconel 718 es susceptible a corrosión por H₂S, no fueron los necesarios para detonar una cinética de corrosión acelerada.

Tabla 15. Velocidades de corrosión del Inconel 718 bajo diferentes concentraciones de H₂S en agua de Osmosis.

OSMOSIS/H ₂ S	
ppm	Velocidad de Corrosión (mm/año)
10	0.001616
50	0.003862
100	0.008555
150	0.010235
250	0.012316
500	0.016308

En la *Tabla 16* se reporta el promedio de velocidad de corrosión determinadas mediante pruebas electroquímicas, en 4 tipos de soluciones

(salmuera NACE – sustituto de agua de mar, salmuera NACE acidificada, agua osmótica y agua osmótica acidificada) sobre el Inconel 718. En base a estos valores de velocidad de corrosión se ratifica que la aleación Inconel 718 es susceptible a H₂S, ya que tanto la solución de salmuera NACE y agua osmótica, posterior a ser acidificada presentaron un significativo incremento en la velocidad de corrosión (de 2 órdenes de magnitud en ambos casos).

Tabla 16. Velocidades de corrosión con y sin acidificar agua de osmosis y solución NACE.

SOLUCIÓN	Nace	Nace H ₂ S (886.6ppm)	Osmosis	Osmosis H ₂ S (>500ppm)
VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mm/año)	0.001651	0.254305	0.00053	0.041075

En base a lo antes expuesto, se puede apreciar que para que exista algún efecto significativo de corrosión sobre el Inconel 718, necesariamente el ambiente debe presentar distintos tipos de ácidos en altas concentraciones, como los umbrales que se utilizaron en este estudio, de lo contrario los efectos de corrosión de cualquier solución sobre el Inconel 718 tienden a ser despreciables. En la *Figura 19* se ve las condiciones superficiales finales de la aleación Inconel 718 posterior a ser expuesta en las soluciones de acidificadas y sin acidificar de osmosis y NACE, se observa el efecto de la acidificación en dichas aleaciones, presentando un mecanismo de corrosión localizada.

Las dos muestras donde se realizaron las pruebas con las soluciones acidificadas (solución NACE-H₂S y la de Osmosis-H₂S), dejaron productos de corrosión de tonalidad negra (similar al observado en los alabes y rotor de la turbina y rotor de la planta termoeléctrica), con lo cual se puede relacionar esa tonalidad al proceso de corrosión por la presencia de SO₂. Esa tonalidad se empezó a presentar a partir de la solución de Osmosis con 200 ppm

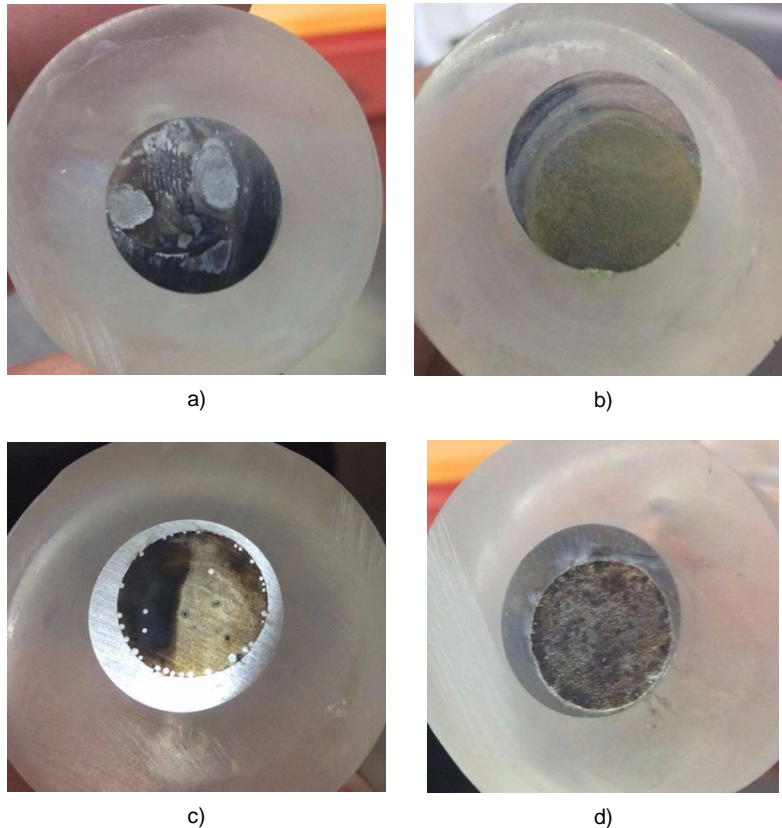


Figura 18. a) Muestra expuesta a análisis electroquímico con agua de Osmosis. b) Muestra expuesta a prueba electroquímica con solución NACE. c) Muestra expuesta a prueba electroquímica con agua de osmosis acidificada. d) Muestra expuesta a prueba electroquímica con solución NACE acidificada.

7.4 MEDICIÓN DE CONTAMINANTES PRESENTES EN EL AIRE

Para la determinación de los posibles contaminantes presentes en la planta termoeléctrica, se emplearon 3 métodos:

- Tubos Dräger, para determinación de CO_2 , SO_2 y HCl , en el rango de medición de ppm
- Monitor Dióxido de Azufre
- Consulta en fuentes oficiales.

7.4.1 Método Tubo Dräger

Mediante el método de tubos Dräger se midió CO_2 , SO_2 y HCl durante la etapa de instalación y retiro de los 4 periodos de monitoreo. Los rangos de medición para el ácido sulfhídrico van desde el 0.2 a 200 ppm, para el dióxido de carbono es de 0.2 a 5000 ppm y ácido clorhídrico es de 0.2 hasta 5000 ppm.

Debido a las concentraciones de dichos gases en el ambiente, únicamente se detectó CO_2 , quedando fuera de las escalas permisibles de medición en los tubos Dräger empleados el SO_2 y el HCl, posiblemente a que las concentraciones de dichos gases estuvo en el orden de ppb, cantidad no detectable por este método. En cuanto al CO_2 se detectó en promedio una concentración de 400 ppm.

En la *Figura 20* se muestra el dispositivo empleado para este método de tubos Dräger.



Figura 19. Medición de contaminantes ambientales mediante bomba con el uso de tubos Dräger

7.4.2 Método Monitor de Bióxido de Azufre

El análisis de contaminación por SO_2 se realizó tomando muestras de aire en el primer y cuarto punto de monitoreo de corrosión, debido a que fueron los sitios donde se registraron la mayor velocidad de corrosión en los cupones de acero al carbono, siendo la concentración de SO_2 en promedio de 1.375 ppb. Los resultados obtenidos mediante el API 100A se muestran en la *Tabla 17*.

Tabla 17. Cantidad de SO₂ medida mediante el monitor de bióxido de azufre.

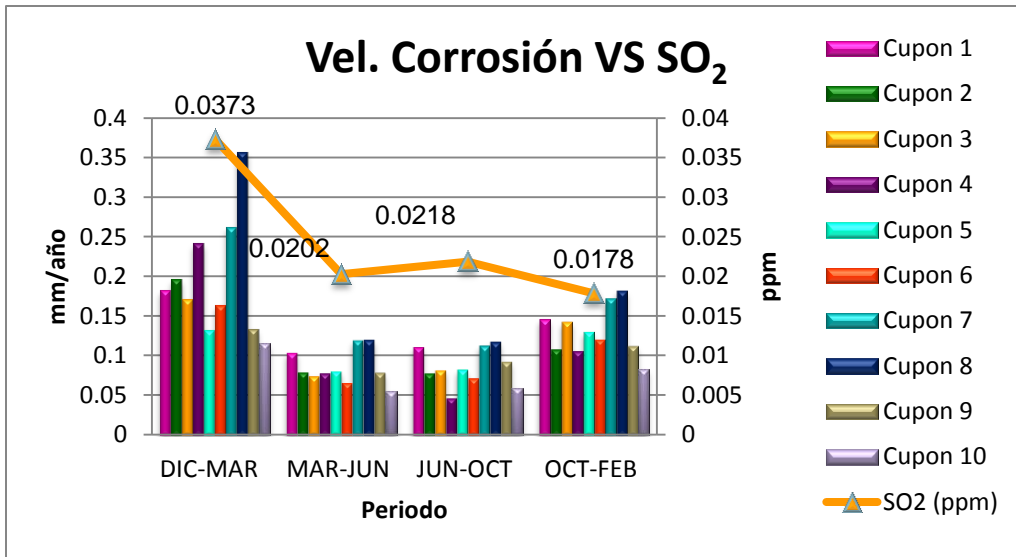
Medición	Cuarto Punto	Primer Punto
1	1.3	1.26
2	1.36	1.29
3	1.38	1.34
4	1.35	1.31
5	1.41	1.35
6	1.45	1.38
7	1.42	1.41
8	1.39	1.37
9	1.38	1.35
10	1.46	1.38
11	1.42	1.39
12	1.37	1.4
13	1.34	1.38
14	1.38	1.34
15	1.41	1.31
16	1.4	1.3
17	1.46	1.25
18	1.51	1.31
19	1.47	1.32
20	1.45	1.35
Promedio	1.41 ppb	1.34 ppb

7.4.3 Consulta en Fuentes Oficiales.

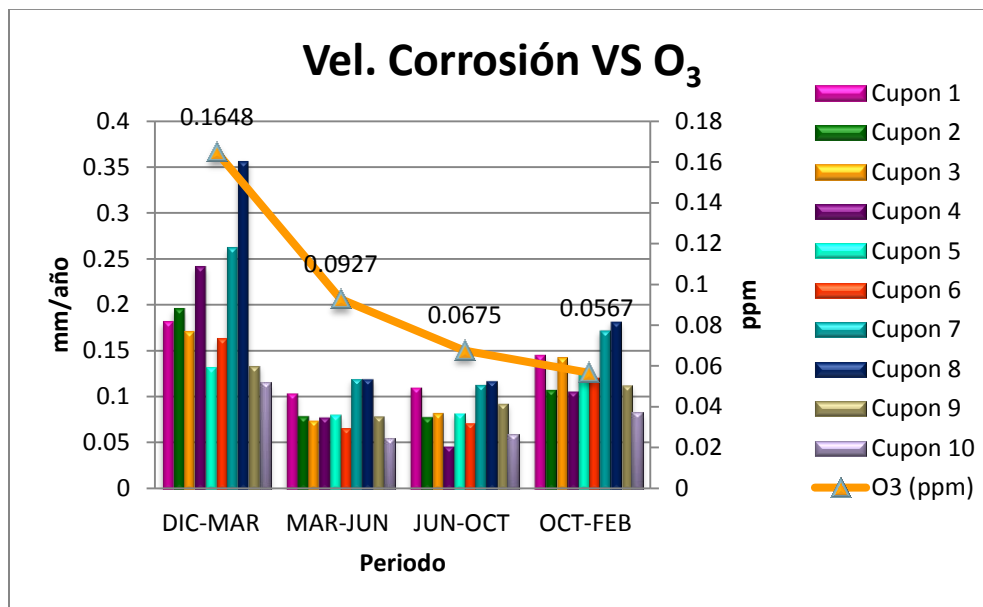
Los datos promedio consultados en la SERNAPAM de SO₂ y O₃ (correspondientes a los 4 periodos de monitoreo), se muestran en la *Tabla 18*. Dichos valores de SO₂ y O₃ se correlacionaron con las gráficas de velocidad de corrosión de los cupones AISI 1018 (ver *Gráficas 17 y 18*).

Tabla 18. Promedio de SO₂ Y O₃ publicados en la base de datos de SERNAPAM.

Periodo	SO ₂ (ppm)	O ₃ (ppm)
1	0.038885	0.1655
2	0.019239	0.097196
3	0.023685	0.067554
4	0.016984	0.05913



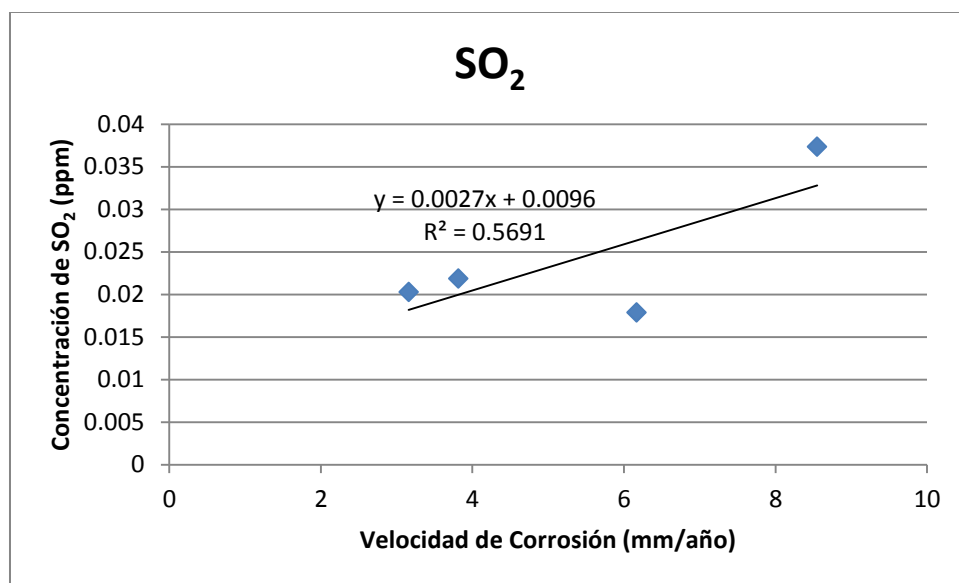
Gráfica 17. Relación entre las velocidades de corrosión en la aleación AISI 1018 con respecto a la cantidad de SO₂.



Gráfica 18. Relación entre las velocidades de corrosión en la aleación AISI 1018 con respecto a la cantidad de O₃.

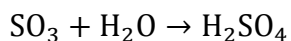
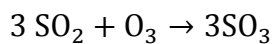
El comportamiento de la velocidad de corrosión de los cupones de acero al carbono con el SO₂ registrado por la SERNAPAM, muestra un comportamiento similar a las velocidades de corrosión durante los tres primeros periodos de

medición, pero en el último periodo va en dirección opuesta. Es por esto se le realizó un análisis de regresión lineal, en el que su gráfica y el coeficiente de determinación nos indica de que hay aproximadamente un 57% de relación de ambas variables, pero el coeficiente de Pearson (*Tabla 11*) fue de , por lo que esta relación no es confiable. Si el valor del último periodo de medición de SO₂ hubiera estado más hacia la línea recta el resultado hubiera sido diferente.



Gráfica 19. Análisis de correlación entre SO₂ y velocidad de corrosión del AISI 1018.

En cuanto al ozono, las gráficas no muestran una correlación tan cercana a la observada con el SO₂ con respecto a la velocidad de corrosión. Sin embargo, el O₃ no se puede considerar como irrelevante con respecto al fenómeno de corrosión de los materiales, ya que esta molécula comúnmente reacciona con el dióxido de azufre y da a lugar a la precipitación de lluvia ácida, como se muestra en la siguiente reacción.



7.4.4 Clasificación de la corrosividad del ambiente en base a la norma ISO 9223.

De acuerdo con la norma ISO 9223, la cual categoriza los niveles de corrosividad atmosférica dependiendo de la velocidad de corrosión en ciertos metales, los valores de velocidad de corrosión del acero al carbono permitieron establecer la clasificación del nivel de corrosión presente en la planta termoeléctrica. Esto se puede visualizar en la *Tabla 19*.

Tabla 19. Clasificación de los cupones gravimétricos según a la velocidad de corrosión obtenida según al periodo de medición.

Periodo 1			Periodo 2			Periodo 3			Periodo 4		
Cupón	g/m ² *a	Categoría	Cupón	g/m ² *a	Categoría	Cupón	g/m ² *a	Categoría	Cupón	g/m ² *a	Categoría
AC. 1	1432.339	C5	AC.11	817.4117	C5	AC.21	870.4457	C5	AC.31	1145.574	C5
AC. 2	1544.237	CX	AC.12	624.6957	C4	AC.22	617.2611	C4	AC.32	850.7969	C5
AC. 3	1348.076	C5	AC.13	586.6746	C4	AC.23	649.3264	C4	AC.33	1125.825	C5
AC. 4	1901.054	CX	AC.14	616.0664	C4	AC.24	369.3928	C3	AC.34	835.2509	C5
AC. 5	1035.868	C5	AC.15	632.1637	C4	AC.25	647.2682	C4	AC.35	1021.571	C5
AC. 6	1283.278	C5	AC.16	521.1007	C4	AC.26	564.8523	C4	AC.36	948.3664	C5
AC. 7	2062.098	CX	AC.17	944.6072	C5	AC.27	891.0291	C5	AC.37	1356.373	C5
AC. 8	2806.003	CX	AC.18	945.8172	C5	AC.28	929.4676	C5	AC.38	1434.613	C5
AC. 9	1048.307	C5	AC.19	619.351	C4	AC.29	730.17	C5	AC.39	884.9399	C5
AC. 10	905.4685	C5	AC.20	431.5597	C4	AC.30	461.003	C4	AC.40	648.5769	C4

Donde:

Categoría	Corrosividad	Velocidad de Corrosión (g/m ² *a)
C1	Muy Baja	≤10
C2	Baja	10 < V _{corr} ≤200
C3	Media	200 < V _{corr} ≤400
C4	Alta	400 < V _{corr} ≤650
C5	Muy Alta	650 < V _{corr} ≤1500
CX	Extrema	1500 < V _{corr} ≤ 5500

La categoría C3 indica que los niveles de SO₂ en la zona de monitoreo, deberán ser aproximadamente de entre 5 a 30 µg/m³, indicando que es una zona con contaminación media con poco efecto del cloruro.

Para la categoría C4, los niveles de SO₂ están entre los 30 a 90 µg/m³, considerándose una zona con alta contaminación y puede haber un efecto sustancial de cloruros.

En la categoría C5, los niveles de SO₂ están entre los 90 y 250 µg/m³ y, se considera una categoría con alto nivel de contaminación y hay un efecto significativo de cloruros en la corrosión del material.

Por último, la categoría CX es la más extrema, donde los niveles de SO₂ son mayores a 250 µg/m³ y hay un fuerte efecto del cloruro.

Los niveles de SO₂ medidos con el API 100A, en los dos sitios donde los cupones de acero al carbono presentan mayor velocidad de corrosión, presentaron valores de 0.00141 ppm en el punto 4 y 0.00134 ppm en el punto 1. Realizando la conversión de ppm a µg/m³, nos da como resultado una concentración de 3.6942 µg/m³ en el punto 4 y 3.484 µg/m³ en el punto 1. Con los valores resultantes en las unidades correspondientes, se ve que esos niveles de concentración no concuerdan con los valores que debería de haber de acuerdo con la norma ISO 9223, donde la categoría nos indica que debería de haber como mínimo niveles de concentración de 30 µg/m³.

Claramente se puede ver que las dos mediciones tomadas en una de las visitas en la planta termoeléctrica no concuerdan con la base de datos de la SERNAPAM. Esta diferencia puede deberse a varios factores, ya sea por una alteración en la muestra a causa del cambio de condiciones ambientales durante su traslado hacia el laboratorio de medición, o simplemente porque en el momento los niveles de SO₂ estaban muy bajos o no fue suficiente muestra para desarrollar de manera adecuada las mediciones de SO₂.

Para el caso de las mediciones tomadas de la base de datos publicada en la página oficial de la SERNAPAM, todos los valores están dentro del rango de la

categoría correspondiente para las respectivas velocidades de corrosión calculadas para cada periodo (ver *Tabla 20*), lo cual, ratifica que la velocidad de corrosión presente en los cupones de acero al carbono corresponden a las categorías de corrosividad expresadas en la norma ISO 9223.

Tabla 20. Tabla comparativa de cantidad de SO₂ registrada en la base de datos promedio de cada periodo de medición con respecto a los que debe de contener el ambiente según la Norma ISO 9223.

Periodo	ppm	µg/m ³	Categoría	Rango (µg/m ³)
1	0.038885	100	C5	90-250
2	0.019239	50.36	C4	30-90
3	0.023685	62	C4	30-90
4	0.016984	44.46	C5	90-250

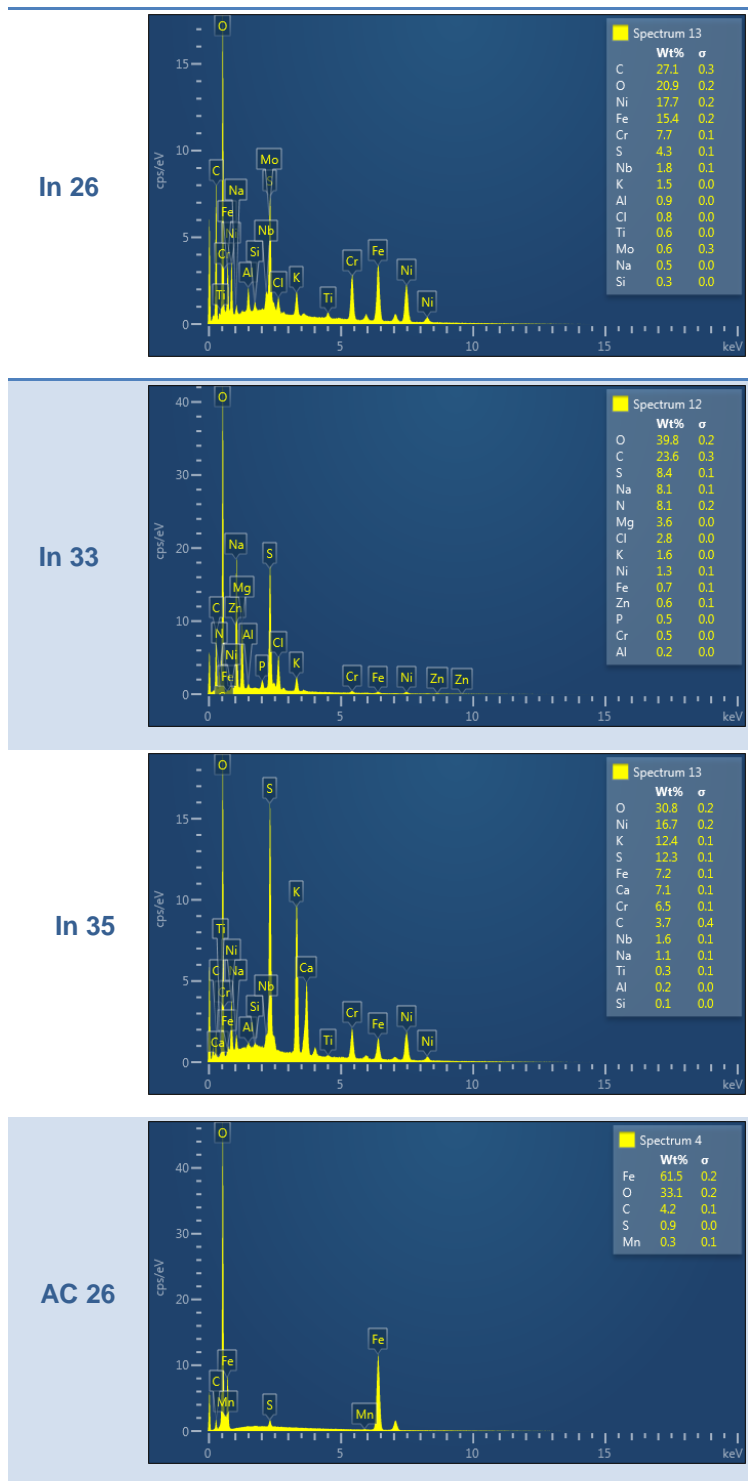
7.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE CORROSIÓN.

Posterior a que las muestras fueron expuestas en la planta termoeléctrica, fueron analizadas mediante MEB. En el análisis semi-cuantitativo por EDS, se observó la presencia en porcentajes considerables de S, principal elemento detonantes de la corrosión en la gran mayoría de los materiales, lo que ratifica que el mecanismo de corrosión ambiental es afectado por la presencia de dicho elemento y con algún pequeño contenido de Cl elementos en el medio ambiente presente en la central termoeléctrica. En la *Tabla 21* se muestran los espectros más representativos de los EDS donde se detectó dicho elemento.

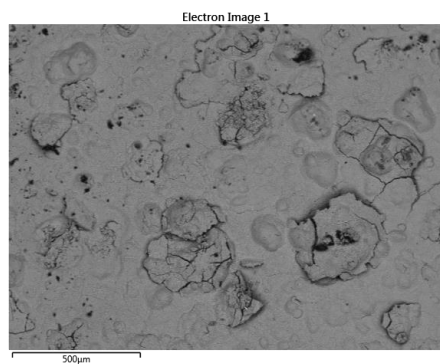
En este caso, la cantidad de S en el AISI 1018 fue menor en comparación a la del Inconel 718 y esto es debido a las condiciones del material cuando se llevó la medición. El AISI 1018 estaba casi en su totalidad como producto de corrosión y su superficie era rugosa a consecuencia de corrosión por picaduras, y las condiciones del IN 718 era el cupón prácticamente intacto. El azufre tiende a estar presente en forma de partículas y ésta característica provoca que si el azufre está ubicado en sitios donde existe mayor cantidad de contaminación que la pueda envolverla entonces, la medición en el EDS (como es un análisis puntual), será más homogénea, a diferencia de que esté en una superficie lisa, que dificulta la

unión de la partícula con otros elementos y por lo tanto la cuantificación es mayor. Es por este motivo que existe mayor cantidad de S en el Inconel 718 que en el AISI 1018.

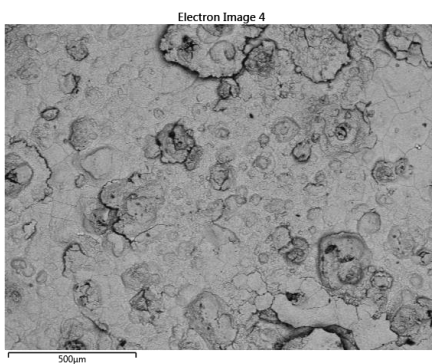
Tabla 21. EDS representativos de detección de S en cupones y sensores electroquímicos.



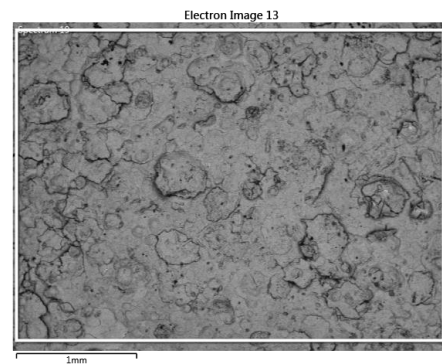
Adicionalmente mediante el análisis de lo fotomicrografías de la *Figura 21* en modo electrones secundarios y retrodispersados, se puede observar que el acero al carbono presentó una morfología de corrosión generalizada. En cambio la aleación Inconel 718, no presentó ningún tipo de daño superficial, posterior a que ambos materiales fueron expuestos en diferentes periodos en la planta termoeléctrica.



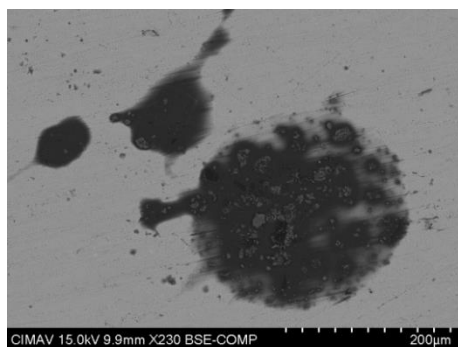
AC 24



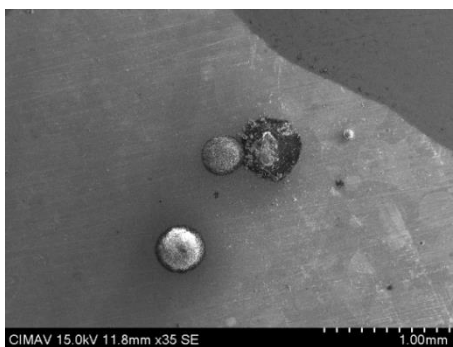
AC 30



AC 40



In 35



In 38



In 40

Figura 20. Micrografías de la superficie de sensores y cupones tomada a X35 y X230.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

A continuación se enlistan las conclusiones obtenidas en la presente tesis:

1. Se determinó que la cinética de corrosión no es homogénea en toda la central termoeléctrica, posiblemente debido a que los vientos preferenciales (durante el periodo de medición la dirección de los vientos fue de SE) promuevan que el medio ambiente impacte en mayor grado en ciertas zonas.

2. Las muestras de acero al carbono presentaron una velocidad de corrosión de ordenes altamente significativos en promedio durante los 4 periodos de monitoreo, siendo el mecanismo de corrosión del tipo generalizado. Los periodos de mayor degradación fueron entre Octubre y Marzo donde hubo mayor humedad relativa y menor temperatura.

3. La aleación Inconel 718, en base a los resultados obtenidos del monitoreo en la planta termoeléctrica, se puede considerar inmune a un proceso de corrosión bajo los niveles de contaminación ambiental presentes en dicha planta termoeléctrica, ya que sus velocidades de corrosión fueron de órdenes muy bajas y no se apreció visualmente ningún tipo de mecanismo de corrosión sobre la superficie.

4. Al relacionar la velocidad de corrosión con los datos meteorológicos obtenidos de CONAGUA y SERNAPAM, muestran que existe una estrecha relación con respecto a la humedad relativa, temperatura, radiación solar. 5. En base a las pruebas a nivel laboratorio de la aleación Inconel 718, se concluye que la aleación Inconel 718 es susceptible a corrosión por H_2S .

6. La categoría de corrosividad presente en la planta termoeléctrica en base a la norma ISO 9223, dependiendo del periodo de monitoreo y la ubicación del cupón, se puede considerar en términos generales de Alta (C4) a extrema (CX), lo cual, se corrobora con los niveles de SO_2 proporcionados por la SERNAPAM.

7. En el caso del H_2S y HCl hizo falta un mejor monitoreo para determinar sus efectos sobre el material de estudio que es el Inconel 718. Con lo anterior

expuesto, se concluye que la cantidad que se logró cuantificar experimentalmente de azufre y cloro presente en el ambiente contribuye en la corrosión acelerada del AISI 1018, pero no es el caso del Inconel 718, en el cual no hubo indicios de corrosión.

8. La contaminación generada por la planta termoeléctrica y empresas aledañas pueden estar contribuyendo a la corrosión acelerada de los materiales con que está construida.

Capítulo 9. RECOMENDACIONES

1. A través de la revisión bibliográfica realizada en el transcurso de este estudio se encontraron otros métodos para medir los contaminantes ambientales mediante deposición en distintos materiales. Esta metodología se llama método de la candela, el cual es una opción más fiable en el caso de que no se cuente con instrumentación y equipo para la toma de muestras ambientales en el sitio de medición.

2. Para la ubicación de los cupones gravimétricos es más recomendable ubicarlos en sitios donde no exista interferencia de la infraestructura con los parámetros ambientales, ya que esto puede desviar la fiabilidad de los resultados de velocidades de corrosión con respecto de estos parámetros.

3. Realizar más pruebas de laboratorio con los distintos ácidos que se generan mediante la lluvia ácida en el sitio de medición, para verificar también sus efectos sobre los materiales y así corroborar que no sea en específico un solo elemento el causante de la corrosión de dichos materiales.

4. Si se requiere conocer el dato de cantidades en porcentajes de contenido de azufre, carbono, cloro y fósforo, es recomendable que se utilice el XPS o AUGER, ya que en el MEB sus valores de energía se confunden con las de otros elementos, y esto ocasiona que no se tenga una medición precisa.

REFERENCIAS

-
- ¹ Candelaria, T. R. M., Ebelia, D. Á. M., Germán, B. M. R., & Elena, H. M. N. (2015). Corrosividad atmosférica del cobre y del acero en dos localidades de Villahermosa, Tabasco. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 16(2), 197-206.
- ² Miramontes, J. A., Nieves-Mendoza, D., Castillo-González, E., & Almeraya-Calderón, F. (2014). Electrochemical noise analysis of nickel based superalloys in acid solutions. *Int. J. Electrochem. Sci*, 9, 523-533.
- ³ Rodríguez, J. J. S., Hernández, F. J. S., & González, J. E. G. (2003). The effect of environmental and meteorological variables on atmospheric corrosion of carbon steel, copper, zinc and aluminium in a limited geographic zone with different types of environment. *Corrosion Science*, 45(4), 799-815.
- ⁴ Tomio, A., Sagara, M., Doi, T., Amaya, H., Otsuka, N., & Kudo, T. (2015). Role of alloyed molybdenum on corrosion resistance of austenitic Ni–Cr–Mo–Fe alloys in H₂S–Cl₂ environments. *Corrosion Science*, 98, 391-398.
- ⁵ Ledo, R. M., & Chavarín, J. U. (2002). Caracterización de la agresividad atmosférica sobre los materiales metálicos estructurales en la zona metropolitana de la ciudad de México. *Revista internacional de contaminación ambiental*, 18(1), 27-32.
- ⁶ Norma, I. S. O. (1992). 9223: 1992 (E)–Corrosion of Metals and alloys–Corrosivity of Atmospheres–Classification. *ISO–INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION*.
- ⁷ Valdés-Manzanilla, A., Fernández-García, G., Ramos-Herrera, S., & Bautista-Margulis, R. G. (2008). Simulación de la concentración de SO₂ emitido por fuentes fijas mayores durante 2003 en el noroeste de Chiapas y centro de Tabasco, México. *Revista internacional de contaminación ambiental*, 24(2), 71-77.
- ⁸ Consejo Superior de Investigaciones Científicas (Espanya) (Ed.). (1991). *Corrosión y protección metálicas* (Vol. 1). Editorial CSIC-CSIC Press.
- ⁹ Fernández, J. A. G. (1984). *Teoría y práctica de la lucha contra la corrosión*. Editorial CSIC-CSIC Press.

-
- ¹⁰ Genescá, J. (1994). *Más allá de la herrumbre, III: corrosión y medio ambiente*. FCE.
- ¹¹ Rodríguez, L. M. (1999). *Corrosividad atmosférica:(Micat-México)*. Plaza y Valdes.
- ¹² McCafferty, E. (2010). *Introduction to corrosion science*. Springer Science & Business Media.
- ¹³ ASTM, G. (2003). G 1-03. *Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens,* Philadelphia, Pennsylvania: American Society for Testing and Materials.
- ¹⁴ ASTM, D. 1193. *Annual book of ASTM standards*, 11.
- ¹⁵ Jasinski, R. J., & Efir, K. D. (1987). Electrochemical corrosion measurements in crude oil. *Corrosion*, 43(8), 476-478.
- ¹⁶ ASTM, D. ASTM D 1193-99e1, “. *Standard Specification for Reagent Water*”, ASTM International, West Conshohocken, PA.
- ¹⁷ ID182, N. A. C. E. (1986). Wheel Test Method Used for Evaluation of Film-Persistent Corrosion Inhibitors for Oilfield Applications. *Houston, TX: NACE*.