



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
QUÍMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA EN METALURGIA Y MATERIALES

“ANÁLISIS DE FALLAS EN GASODUCTOS CON CORROSIÓN INTERNA”

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO
EN CIENCIAS EN INGENIERÍA METALÚRGICA

Presenta

Ing. Sergio Javier García Núñez

DIRECTOR DE TESIS

Dr. JORGE LUIS GONZÁLEZ VELÁZQUEZ



MÉXICO, D.F.

ENERO 2011



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F., siendo las 16:00 horas del día 5 del mes de Enero del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIQUIE para examinar la tesis titulada:

"ANÁLISIS DE FALLAS EN GASODUCTOS CON CORROSIÓN INTERNA"

Presentada por el alumno:

GARCÍA

Apellido paterno

NÚÑEZ

Apellido materno

SERGIO JAVIER

Nombre(s)

Con registro:

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| B | 0 | 8 | 1 | 9 | 5 | 3 |
|---|---|---|---|---|---|---|

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA METALÚRGICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. JORGE LUIS GONZÁLEZ VELÁZQUEZ

DR. JESÚS CILBERTO GÓMEZ SALCEDO

DR. HÉCTOR JAVIER DORANTES ROSALES

DRA. MANUELA DÍAZ CRUZ

DR. DIEGO ISRAEL RIVAS LÓPEZ

DR. VÍCTOR MANUEL LÓPEZ HIRATA

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
 INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
 ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
 MEXICO, D. F.

ESCUELA SUPERIOR DEL COLEGIO
 DE INGENIERÍA QUÍMICA E
 INDUSTRIAS EXTRACTIVAS
 SECCIÓN DE ESTUDIOS
 DE POSGRADO
DR. JOSÉ JAVIER CASTRO ARELLANO



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de México D.F. el día 13 del mes de Enero del año 2011 el que se suscribe ING. SERGIO JAVIER GARCÍA NÚÑEZ alumno del programa MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA METALÚRGICA, con número de registro B081953, adscrito a la **SECCIÓN DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del Dr. Jorge Luis González Velázquez y cede los derechos del trabajo intitulado **“ANÁLISIS DE FALLAS EN GASODUCTOS CON CORROSIÓN INTERNA”** al **INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**, para su difusión con fines de académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo, sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser escribiendo a dirl.metalurgia@gmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ing. Sergio Javier García Núñez

AGRADECIMIENTOS

Gracias a dios por darme la salud y fuerza para poder concluir esta y muchas metas mas.

Al Instituto Politécnico Nacional, la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas por conducto del departamento de ingeniería metalúrgica y materiales. Por darme la oportunidad de ser uno de sus alumno además de darme la oportunidad de transmitir los conocimientos que he aprendido.

A los miembros distinguidos de mi jurado evaluador

Dr. Jorge Luis González Velázquez

Dr. Jesús Gilberto Godínez Salcedo

Dr. Héctor Javier Dorantes Rosales

Dra. Manuela días Cruz

Dr. Diego Israel Rivas López

Dr. Víctor Manuel López Hirata

Por su apoyo incondicional en el desarrollo y revisión del trabajo de tesis.

En especial agradezco de antemano a mi director de tesis Dr. Jorge Luis González Velázquez, por darme el honor de ser su alumno y miembro de su equipo de trabajo, mi respeto total Doc.

A todos mis compañeros del trabajo del GAID, esta es mi segunda familia sin su colaboración este trabajo no hubiese llegado a término. GAID: Dr. Jorge Luis González Velázquez, Marcela Ma Isabel Prado Fernández, Sonia Gómez Vega, Víctor Camargo romero, Antonio Uribe Silva, Eder Jesús Nava Ramírez, Cecilia González Torres, Antonio Ibáñez Bravo, Eduardo Colín Jiménez, Omar

Godínez Ramos, Paco gil Villagomez ; Julio Martínez Morales, Samuel, Emilio, Carina, Leonardo, Sandra, Alejandra, etc....

DEDICATORIA

A mi familia

A Mi esposa Raquel Matinés Morales, gracias por toda la paciencia que me has tenido durante la realización de mis estudios espero que esta meta la consideres como tuya ya que me apoyaste en todo momento.

A mis Hijos Sergio Alejandro, Víctor Javier y Ana Isabel, gracias por estar conmigo y de ser parte de mi.

A mis padres Alfredo García García y Guadalupe Núñez Pérez, gracias por darme la vida y enseñarme a ser una persona honesta y trabajadora, espero que vean cristalizados todos sus esfuerzos.

A mis hermanos

José Alfredo García Núñez

Mónica Isabel García Núñez

Humberto Eduardo García Núñez

Abraham Alejandro García Núñez

Cruz Berenice García Núñez

Sin su apoyo en las buenas y en las malas yo no hubiese logrado nada hermanos mi agradecimiento infinito.

RESUMEN

En el presente trabajo se evaluó la influencia de las variables metalúrgicas de aceros API 5L grado tubería retirados de servicio por presentar fallas por corrosión en medio acuoso. Se recabo información de 52 tramos de tubo, las pérdidas de metal observadas en estos se catalogaron de cuatro formas PMCC, PMCD, PMA y PMDC. La PMDC mostro una tendencia a presentarse en acero que poseen una microestructura de ferrita y perlita bandeada; la PMDC ,mostro una tendencia a presentarse en acero que exhiben una microestructura de ferrita de grano dúplex y un tamaño de gran fino; la PMA no mostro tendencia alguna a presentarse con la evaluación de los datos aquí analizados por lo que su presencia se relaciono con la formación de películas o depósitos en la pared interna de los tramos de tubo por la formación de celdas de concentración. La PMCC se relaciono directamente con el proceso de corrosión y erosión, siendo este daño un efecto combinado por procesos de disolución y una contribución mecánica. La parte experimental realizada reprodujo condiciones del medio acuoso generando PM con las morfologías reportadas en la literatura y como las observadas en los 52 casos de estudio por lo que se lograron reproducir las condiciones que promueven la disolución del acero en medio acuoso, la distribución de los diámetros de la PM generadas mostro una distribución muy cercana a una distribución normal, la evaluación microestructural de la PM generadas mostro que en el microconstituyente perlita se inicia la disolución del material este hecho fue observado mediante microscopia óptica y de barrido concluyendo que la perlita exhibe un carácter anódico ante la ferrita.

ABSTRACT

In the present work evaluated the influence of the metallurgical variables of steels API 5L withdrawn from service for presenting flaws for corrosion in watery way. Is obtained information of 52 stretches of pipe, the metal losses observed in these were catalogued of four forms PMCC, PMCD, PMA and PMDC. The PMDC showed a tendency to present before itself in steel that they possess a ferrite microstructure and pearlite crossed; the PMDC, showed a tendency to present before itself in steel that there exhibit a microstructure of ferrite of duplex grain and a big size of dry sherry; the PMA did not show any tendency to present before itself with the evaluation of the information here analyzed therefore his presence was related to the formation of movies or deposits in the internal wall of the stretches of pipe for the formation of cells of concentration. The PMCC was related straight to the process of corrosion and erosion being this damage an effect combined by processes of dissolution and a mechanical contribution. The realized experimental part reproduced conditions of the watery way generating PM with the morphology brought in the literature and like observed in 52 cases of study for what they managed to reproduce the conditions that promote the dissolution of the steel in watery way, the distribution of the diameters of the PM generated showed a distribution very near to a normal distribution generated, the microstructural evaluation of the PM showed that in the microconstituent pearlite this fact initiates the dissolution of the material it was observed by means of optical microscopy and of sweep concluding that the pearlite exhibits an anodic character before the ferrite.

INDICE

Resumen

Abstract

Lista de figuras

Lista de tablas

Capitulo I Introducción

Capitulo II Consideraciones teóricas

2.1 Procedimiento general de análisis de fallas.

2.2 Esquema general de análisis de falla.

2.3 Actividades de un análisis de fallas.

2.3.1 Observación de la falla y su entorno (antecedentes).

2.3.2 Recopilación de información técnica.

2.3.3 Testimonios.

2.3.4 Inspección visual.

2.3.5 Registro fotográfico.

2.3.6 Selección de partes para análisis.

2.3.7 Preparación y limpieza de muestras.

2.3.8 Examen macroscópico.

2.3.9 Pruebas no destructivas.

2.3.10 Examen microscópico.

2.3.11 Pruebas de laboratorio.

2.3.11.1 Examen metalográfico.

2.3.11.2 Pruebas mecánicas.

- 2.3.11.3 Análisis químico.
- 2.3.11.4 Análisis de resultados.

- 2.4 Corrosión de aceros grado tubería.
- 2.5 Corrosión en medio acuoso.
 - 2.5.1 Aspectos Generales.
 - 2.5.2 Polarización.
 - 2.5.3 Pasividad.
 - 2.5.4 Celdas de concentración.
 - 2.5.5 Gases disueltos.
 - 2.5.6 Erosión.
 - 2.5.7 Erosión Corrosión.
 - 2.5.8 Corrosión inducida por microorganismos.
- 2.6 Acero para fabricación de tuberías api 5l
 - 2.6.1 Características mecánico metalúrgicas.
 - 2.6.2 Tuberías sin costura.
 - 2.6.3 Tuberías con costura longitudinal.

Capitulo III

- 3. Desarrollo experimental.

Capitulo IV

- 4 RESULTADOS.
 - 4.1 Casos de análisis de fallas
 - 4.1.1 Generalidades
 - 4.1.2 Caso No 1 (PMCC)

- 4.1.3 Caso No 2 (PMCD)
- 4.1.4 Caso No 3 (PMA)
- 4.1.5 Caso No 4 (PMDC)
- 4.2 Agrupación de análisis de fallas
- 4.3. Integración del tipo de PM y de algunas variables metalúrgicas y físicas.
- 4.4 Resultados del montado del modelo físico.
- 4.5 Observación micro de las PM generadas
- 4.6 Tamaño y distribución de la PM generadas

Capitulo V

- 5 Análisis de los resultados.

CAPÍTULO VI

- 6 Conclusiones

Bibliografía.

Lista de figuras

- Figura 1.- Tendencia del aumento de la producción del gas natural en México.
- Figura 2.- Distribución porcentual de la producción de gas en PEP
- Figura 3.- Sistema de transporte y distribución de gasoductos en México
- Figura 4.- Numero de fugas en los activos Burgos y Poza rica región norte de PEP, note la tendencia en la disminución de fugas.
- Figura 5.- Fugas en gasoductos por corrosión interna.
- Figura 6.- Secuencia general para el desarrollo de un AF.
- Figura 7.- Representación esquemática del proceso de corrosión en medio acuoso
- Figura 8.- Ánodos formados y cátodos formados en irregularidades del material.
- Figura 9.- Proceso de polarización de una superficie metálica.
- Figura 10.- Curva de polarización mostrando la zona activa, la zona pasiva y la zona transpasiva.
- Figura 11.- Microestructura típica de un acero API 5L X52.
- Figura 12.- Tubería API 5L Soldada mediante el proceso SAW
- Figura 13.- Tramo de tubo API 5L soldado mediante el proceso ERW
- Figura 14.- Montado del modelo físico de la corrosión en medio acuoso.
- Figura 15.- Depósitos de productos de corrosión generados a 1 semana de exposición al medio acuoso.
- Figura 15.- Estado del tubo A, a los 20 días de exposición al medio acuoso, note la presencia de PM por corrosión.
- Figura 16.- Desarrollo experimental.
- Figura 17.- Vista del tramo de tubo fallado en su condición como recibido del gasoducto de 8" D.N. Arcabus No 6.
- Figura 18.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto de 8" D.N. Arcabus No 6.

- Figura 19.- Perdida de metal del 87% en una vista macro en la zona de mayor abertura de labio.
- Figura 20.- Relieve con líneas onduladas y paralelas al eje longitudinal del tubo.
- Figura 21.- Tramo de tubo del gasoducto ricos 101 de 3" D.N. en su condición como recibido.
- Figura 22.- PM que causo fuga vista por su pared interna y externa respectivamente en el gasoducto ricos 101 de 3" D.N.
- Figura 23.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto ricos 101 de 3" D.N.
- Figura 24.- PMCD mostrando productos de corrosión y un perfil de disolución por flujo.
- Figura 25.- Vista del gasoducto de 3" D.N. mareógrafo 124 en su condición como recibido.
- Figura 26.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto de 3" D.N. mareógrafo 124.
- Figura 27.- PMA mostrando un patrón de disolución en forma de capas o estratos.
- Figura 27.- Tramo de tubo del gasoducto fresnel de 3" D.N. en su condición como recibido.
- Figura 28.- Vista de la pared interna y externa respectivamente en la zona del orificio pasante en el tramo de tubo del gasoducto fresnel 1
- Figura 29.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto de 3" D.N. fresnel 1
- Figura 30.- Cavidades de perfil parabólico y bordes agudos, note además los productos de corrosión típicos de la disolución del hierro.
- Figura 31.- Proporción de No de casos de falla con respecto del tipo de acero API 5L
- Figura 33.- Distribución de los casos relacionados con las PM encontradas.
- Figura 34.- Relación entre el tipo de microestructura y el tipo de PM encontrada en los casos de análisis de falla.
- Figura 35.- Relación entre el % de carbono y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.

- Figura 36.- Relación entre el % de perlita y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.
- Figura 37.- Relación entre el tamaño de grano ASTM y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.
- Figura 38.- Relación entre la dureza Rockwell y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.
- Figura 39.- Tramo de tubo A expuestos al medio acuoso, observe la morfología de la PM
- Figura 40.- Tramo de tubo B expuestos al medio acuoso, observe la morfología de la PM
- Figura 41.- Tramo de tubo C expuestos al medio acuoso, observe la morfología de la PM
- Figura 42.- Microestructura del acero del tramo A mostrando picaduras de corrosión y a detalle los inicios de la disolución en la perlita
- Figura 43.- Microestructura del acero del tramo B mostrando picaduras de corrosión y a detalle los inicios de la disolución en la perlita.
- Figura 44.- Microestructura del acero del tramo C mostrando picaduras de corrosión y a detalle los inicios de la disolución en la perlita.
- Figura 45.- Histograma de frecuencia de los diámetros de PM generadas en el tramo B
- Figura 46.- Histograma de frecuencia de los diámetros de PM generadas en el tramo B
- Figura 47.- Histograma de frecuencia de los diámetros de PM generadas en el tramo C

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1 Requerimientos de composición química de la especificación API 5L.
- Tabla 2 Requerimientos de tensión uniaxial de la especificación API 5L.
- Tabla 3.- Características mecánico metalúrgicas de los tramo de de tubo expuestos al medio acuoso
- Tabla 4.- Composición química del acero del gasoducto de 8" D.N. Arcabus No6 a entronque de 24" D.N.
- Tabla 5.- Propiedades en tensión uniaxial y dureza del acero del gasoducto de 8" D.N. Arcabus No6 a entronque de 24" D.N.
- Tabla 6.- Parámetros de la microestructura del acero del gasoducto de 8" D.N. Arcabus No6 a entronque de 24"
- Tabla 7.- Composición química del acero del tramo de tubo del gasoducto ricos 101 de 3" D.N.
- Tabla 8.- Propiedades en tensión uniaxial y dureza del acero del tramo de tubo del gasoducto ricos 101 de 3" D.N.
- Tabla 9 Parámetros de la microestructura del acero del acero del gasoducto ricos 101de 3" D.N.
- Tabla 10.- Composición química del acero del gasoducto de 8" D.N. Mareografo 124.
- Tabla 11.- Propiedades en tensión uniaxial del gasoducto de 3" D.N. mareógrafo 124.
- Tabla 12.- Parámetros de la microestructura del acero del tramo de tubo de 3" D.N. mareógrafo 124.
- Tabla 13.- Composición química del acero del gasoducto de 3" D.N. fresnel 1
- Tabla 14.- Propiedades de tensión uniaxial y dureza del acero del gasoducto de 3" D.N. fresnel 1
- Tabla 15.- Parámetros de la microestructura del acero del gasoducto de 3" D.N. Fresnel 1.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Desde 2003 se mantiene una tendencia creciente en la producción de gas natural, que permitió alcanzar un volumen de 5,356.1 millones de pies cúbicos diarios en 2006, 11.2 por ciento más que en el año previo. La figura 1 muestra la tendencia de la producción de gas en el país [10].

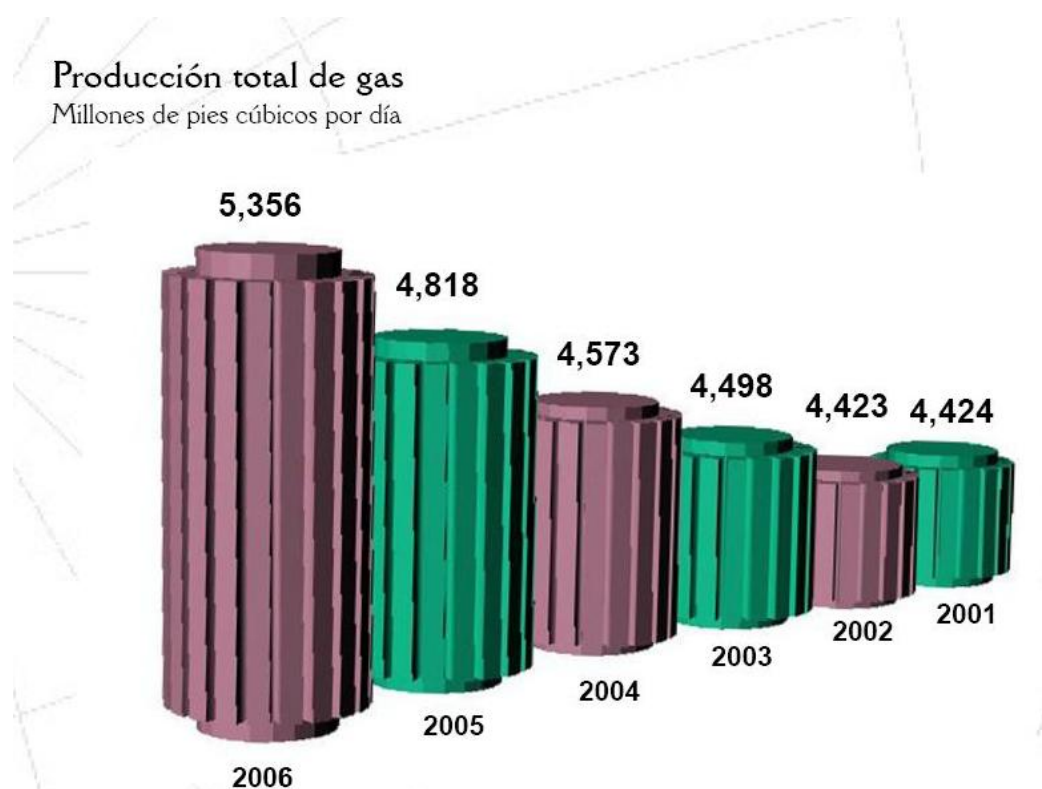


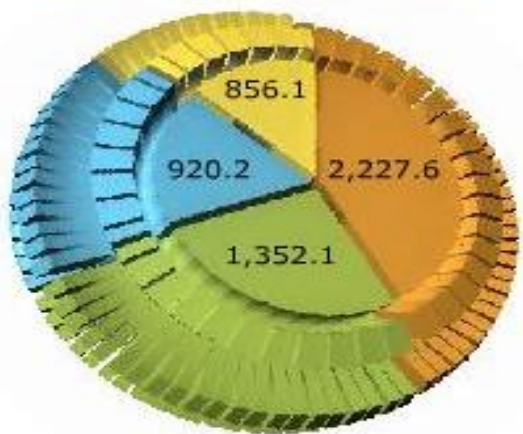
Figura 1.- Tendencia del aumento de la producción del gas natural en México.

En nuestro país Pemex Exploración y Producción es quien realiza la explotación del mencionado hidrocarburo, las principales regiones de

producción son las siguientes: Pemex Región Norte, Pemex Región Sur, Pemex Región Marina Suroeste y Pemex Región Marina Noroeste. La figura 2 muestra la distribución porcentual de la producción de gas natural por regiones. [10]

Producción de gas natural por región millones de pies cúbicos diarios

Total: 5,356.1



- Norte
- Sur
- Marina Noreste
- Marina Suroeste

Figura 2.- Distribución porcentual de la producción de gas en PEP

Actualmente la forma mas económica y segura para el transporte del gas es mediante ductos (gasoductos). PEP cuenta con una amplia red de gasoductos para el trasporte y distribución del hidrocarburo. La figura 3 muestra la red de ductos operable en México.

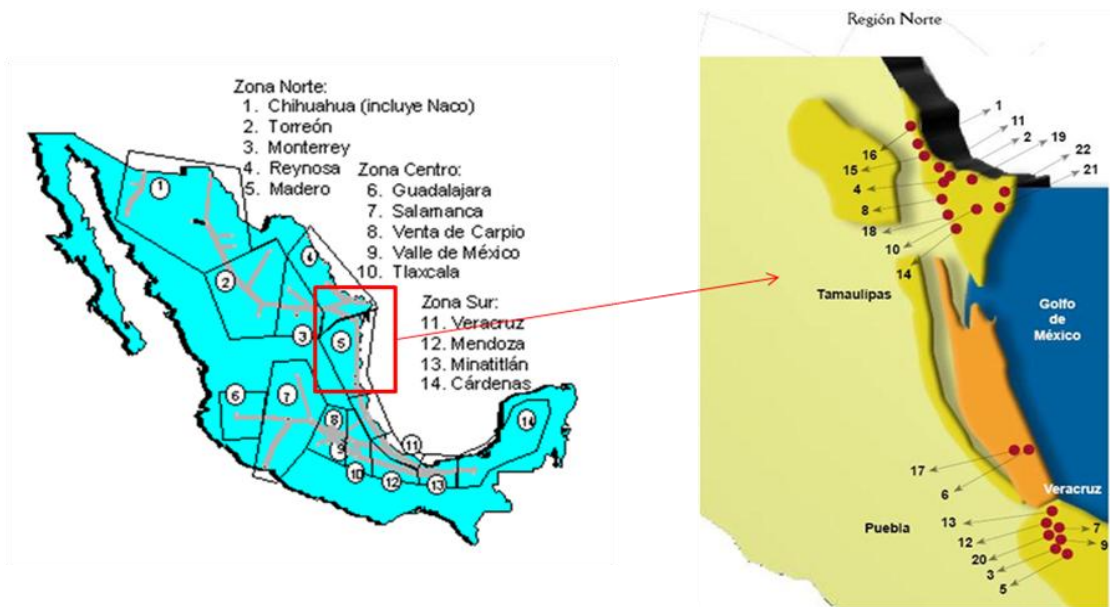


Figura 3.- Sistema de transporte y distribución de gasoductos en México

El número de fugas registradas en Pemex Exploración y Producción, durante los meses de enero a diciembre de 2006, fueron de 350. Diversas razones ocasionaron las fugas reconocidas: 75 de ellas por corrosión exterior, **83 de ellas por corrosión interior**, 61 de ellas por erosión, 51 de ellas por vandalismo y 24 de ellas por falla de material, de estas siete debido a fallas de soldadura y 49 por otras razones. La región de PEP con mayor incidencia de fugas es la región norte; de la región norte los activos con mayor número de fugas son: el activo Burgos y el activo Poza rica, ambos de la región norte. En la figura 4 se observa el número de fugas de las regiones mencionadas, además se observa una tendencia en la disminución de fugas; lo anterior se debe a las acciones tomadas por parte de PEP.

Durante 2006, se realizaron las acciones siguientes:

- Estudios de integridad mecánica a ductos (GAID-IPN)
- Inspección de tubería

- Sustitución de 283 kilómetros de ductos
- Desincorporación de 788 kilómetros de líneas fuera de servicio
- Refuerzo de aplicación de protección catódica de ductos
- Limpieza con equipo desarenador y monitoreo a boca de pozo



Figura 4.- Numero de fugas en los activos Burgos y Poza rica región norte de PEP, note la tendencia en la disminución de fugas.

La falla de un gasoducto representa serios problemas los cuales se enlistan a continuación:

- Paros en la producción
- Perdidas económicas
- Afectaciones
- Materiales
- Ambientales
- Humanas

La figura 5 muestra ejemplos de fugas en ductos de transporte de gas.



Figura 5.- Fugas en gasoductos por corrosión interna.

El problema de corrosión interna por asentamiento de agua en gasoductos de transporte de hidrocarburos se ha incrementado en los últimos años, las razones pueden ser variadas, y se mencionan a continuación: Declinación de pozos, problemas en la separación agua/gas por el envejecimiento de las baterías de separación, etc... Solo en GAID se han realizado 52 estudios en los últimos 4 años en gasoductos por corrosión interna en medio acuoso, con tiempos de falla de años hasta meses. Si bien el fenómeno está documentado, en cuanto a sus aspectos químicos y termodinámicos aun no se contemplan aspecto como:

- Efecto de la microestructura
- Características macro y micro de las pérdidas de metal que puedan identificar la corrosión en medio acuoso y distinguirla de otras formas de corrosión
- Conocer la distribución de tamaños de las pérdidas de metal y los factores que contribuyen a esta distribución.

El objetivo de esta tesis es aportar información para resolver estas y otras cuestiones de la falla de gasoductos por corrosión acuosa

atreves del análisis de falla de ductos en servicio y pruebas de laboratorio.

Los resultados ayudaran a realizar análisis de fallas más efectivos en menor tiempo y emitir mejores recomendaciones para mitigar y prevenir este problema en gasoductos.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES TEÓRICAS.

2.1 PROCEDIMIENTO GENERAL DE ANÁLISIS DE FALLAS.

En el contexto de este trabajo la falla se define como la condición inesperada en la que un elemento de ingeniería [1] no funcione como se pretendía una vez que este ha entrado en servicio. De esta forma se dice que el componente ha fallado en servicio. Una definición general de falla puede citarse de la siguiente forma: condición que hace a un elemento de ingeniería inoperable, que funcione inadecuadamente o sea insuficiente para seguir operando. De acuerdo con esta definición una falla no necesariamente implica una falla del material y mucho menos una fractura. El análisis de falla tiene como principal objetivo determinar las causas que causaron la falla, sin embargo debe ser visto también como un registro permanente de las circunstancias en las que ocurrió la falla para constituir una evidencia en el futuro; lo anterior es especialmente útil cuando la falla es motivo de una investigación de carácter legal o administrativa [2].

Toda falla debe de tener un procedimiento sistemático en el cual se aplique diversas técnicas de ensayos no destructivos, pruebas de materiales y herramientas analíticas para conocer las causas de falla; al tiempo el análisis de falla debe de ser desarrollado con un alto nivel de ética profesional, evitando los juicios de valor, abusar del sentido común y no ceder ante la influencia tanto positiva así como negativa de los terceros involucrados y cuyos intereses se vean favorecidos o afectados [2].

En un análisis de fallas pueden requerirse de profesionales varios, en ramas de ingeniería y ciencias exactas tales como:

- Metalurgia y ciencias en materiales.
- Ensayos no destructivos en varios niveles y técnicas.
- Corrosión
- Análisis de esfuerzos
- Mecánica de fractura
- Diseño de ingeniería
- Fabricación y mantenimiento.

Debido a que las características particulares que rodean una falla suelen ser únicas, no se tiene un procedimiento exacto para el desarrollo del análisis de falla; por lo tanto la secuencia del análisis de falla puede variar dependiendo del caso en cuestión. Las actividades pueden incluso ser realizadas en diferente orden o bien pueden omitirse aquellas actividades que no proporcionen información útil para el estudio, sin embargo existen actividades mínimas a cumplir las cuales se enlistan a continuación:

- Inspección visual
- Examen macroscópico.
- Análisis de resultados
- Elaboración de reporte manuscrito (cotidianamente)

La figura 6 muestra un diagrama de flujo con los requerimientos o secuencia para el desarrollo de un análisis de falla, el cual cuenta con los requerimientos para el desarrollo del análisis de falla.

2.2 ESQUEMA GENERAL DE ANÁLISIS DE FALLA.

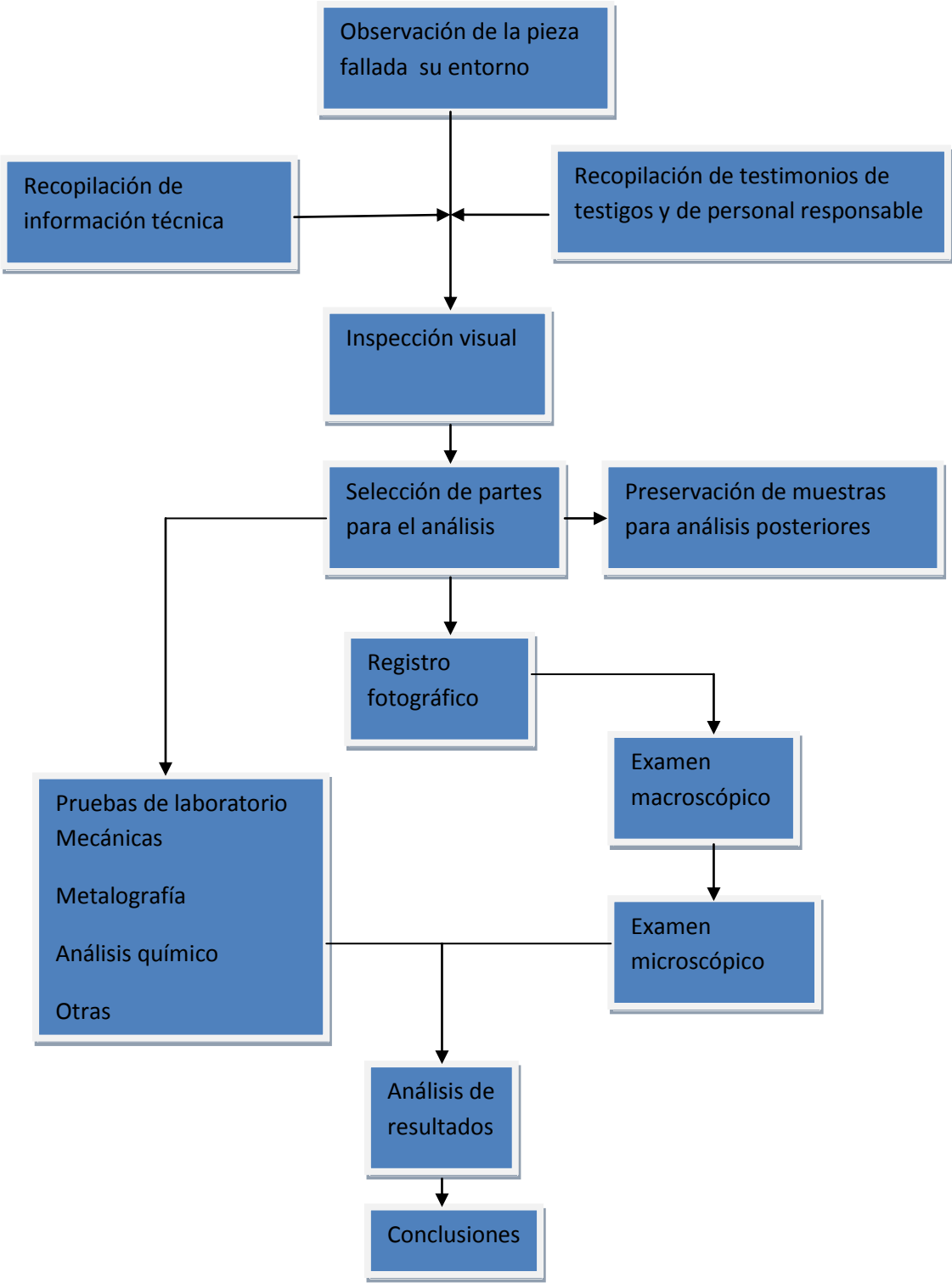


Figura 6.- Secuencia general para el desarrollo de un AF.

2.3 ACTIVIDADES DE UN ANÁLISIS DE FALLAS.

2.3.1 Observación de la falla y su entorno (antecedentes).

Es necesario conocer, hasta donde sea posible la secuencia de eventos que se presentaron en los tiempos previos durante y posteriores a la falla, en esta etapa los antecedentes serán valiosos para poder iniciar en el armado de una secuencia de falla y las consecuencias de la misma. En algunos o muchos casos no siempre es posible completar esta actividad en su totalidad las razones pueden ser varias entre ellas se tienen: sitios remotos, accesibilidad limitada, incluso pérdida de piezas etc....Se deberá recabar información sobre las condiciones de trabajo normales, extremas y durante la falla; sus condiciones ambientales y manejo de especies químicas agresivas, régimen de flujo, gasto; será recomendable saber si existió alguna eventualidad anormal antes y durante la falla, por ultimo se deberá saber si es una primer evento o bien si se han presentado fallas similares o de algún otro tipo.

2.3.2 Recopilación de información técnica.

Se deberá recabar toda la información de diseño: fabricación, instalación, operación inspección y mantenimiento: como mínimo se deberá tener: materiales de fabricación atmosfera o ambiente de trabajo, y las características físicas de las piezas como diámetro y espesores de pared.

2.3.3 Testimonios.

Entrevistas con las personas a cargo de la operación y el mantenimiento del elemento fallado, así como las personas que se encontraban en el lugar de la

falla, lo anterior con el objetivo de tener una secuencia de los eventos de falla y de información que difícilmente se tendrá en los registros comunes.

2.3.4 Inspección visual.

Esta debe de ser la primera actividad en un análisis de falla y su objetivo principal es identificar el elemento fallado y registrar las características particulares de la pieza. Incluye una descripción detallada de la pieza en su condición inicial o como recibido. Cuando es posible y si existe la posibilidad de realizar la actividad en sitio se deberán registrar ubicación de la pieza en la zona de falla, daño a otros componentes, materiales o substancia generadas o que se generan posterior al evento de falla. Finalmente se seleccionara las piezas o secciones de ellas para estudio.

2.3.5 Registro fotográfico.

Se deberá tomar imágenes “Las necesarias para asegurar que se represente la falla”, es recomendable obtener registro de piezas adyacentes o si el elemento fallado forma parte de algún equipo o instalación mas general. Las imágenes deberán contener la pieza completa, registrando sus características físicas así como las zonas de daño y sus dimensiones. Se recomienda valorar la calidad de las imágenes digitales antes de abandonar el sitio de falla.

2.3.6 Selección de partes para análisis.

Se deben seleccionar todas las partes y residuos que estén asociados a la falla y que sean susceptibles a analizar. Cundo sea posible es recomendable también recolectar piezas similares a la de estudio pero que estas no hayan tenido falla alguna. Las dimensiones y el tamaño de muestra generalmente

están sujetas a los requerimientos del analista, sin embargo cuando no sea práctico, secciones representativas serán suficientes.

2.3.7 Preparación y limpieza de muestras.

Es una actividad trascendental, se deberá tener extremo cuidado, tanto para la preservación de evidencia, así como para la preparación de muestras para ensayo y muestras especiales. La preparación de muestras se debe realizar con especial cuidado debido a que las piezas objeto de estudio podrían sufrir daños mecánicos o químicos durante su preparación; si esta situación se presenta corremos el riesgo de borrar evidencia única e irrepetible en las muestras. El daño de las piezas puede generarse incluso en el transporte por lo que es recomendable siempre que sea posible el empaque, promoviendo daños mínimos a las piezas. Las piezas solo deberán limpiarse cuando sea estrictamente necesario por ejemplo: estudio microscópico.

2.3.8 Examen macroscópico.

En este examen se debe incluir la pieza fallada, fragmentos y sedimentos que están en análisis, otras características relevantes como serían: la presencia de agrietamientos, desgaste, daño físico, corrosión y de manera general todas aquellas características que sean relevantes. El examen macro debe de ser no destructivo y lo mas detallado posible antes de pasar a otras actividades. Es importante realizar el registro de materiales ajenos a la pieza fallada, residuos de proceso, productos de corrosión y suciedad. Una vez realizado el registro de la condición como recibido de la pieza objeto de análisis, se podrá realizar la limpieza que se requiera para un posterior examen de la pieza; en este se deberá considerar incluso distintas técnicas de iluminación como la luz natural, luz oblicua, luz polarizada etc... lo anterior se deberá realizar en

función de las características de cada pieza. En necesario tomar fotografías en toda la etapa del examen macro, en especial se deberá tener precaución con la condición original debido a la trazabilidad de las piezas, en especial, si es que estas son sujetas o son parte de una investigación y/o un problema administrativo (2). Evitar un número excesivo de imágenes que no reflejen la condición macroscópica de la falla.

2.3.9 Pruebas no destructivas.

Estas técnicas son muy útiles en el análisis de fallas ya que nos pueden revelar la presencia de defectos tanto previos así como los de la falla, incluso nos pueden ayudar a determinar propiedades físicas y químicas de los materiales. Entre estas técnicas se tienen las siguientes:

- Ultrasonido industrial
- Líquidos penetrantes
- Partículas magnéticas
- Fuga de flujo magnético
- Corrientes de Eddy
- Radiografía
- Metalografía
- Análisis químico
- Dureza

2.3.10 Examen microscópico.

El objetivo principal del examen microscópico es identificar el mecanismo de falla, la relación con las características microestructurales del material, así como su interacción con el ambiente y otras formas de daño asociadas a la

falla. Se hace énfasis en que no se debe avanzar al examen microscópico antes de completar el examen macro, lo anterior debido a que se corre el riesgo de estar realizando la actividad en una zona que no sea correcta o mas bien dicho que no nos refleje las características particulares de la falla. El examen debe de realizarse de bajos aumento a altos aumentos progresivamente, la guía con una imagen macro o esquema es altamente recomendable. El examen microscópico realizado mediante microscopio electrónico de barrido [3] es ampliamente utilizado en el estudio de superficies de fractura y de disolución debido a su gran resolución y profundidad de campo, sensibilidad a la topografía y su discriminación de la composición del material lo hacen uno de los instrumentos mas versátiles en el análisis de fallas.

2.3.11 Pruebas de laboratorio.

2.3.11.1 Examen metalográfico.

La observación en el microscopio óptico de superficies pulidas y atacadas es parte vital de una investigación para análisis de fallas; y deberá de ser un procedimiento de rutina siempre que sea posible realizarlo. Este examen nos proporciona información sobre la constitución microestructural tratamiento térmico y composición química del material [4]. Nos ayuda a observar si el material posee defectos microestructurales como son: segregaciones, microgrietas y porosidades y algunas otras como son: corrosión, daño intergranular, forma y trayectorias de grietas; los daños anteriores pueden ser detectados y relacionados con el evento de falla, Aun en ausencia de defectos el análisis metalográfico es necesario para la medición de los parámetros microestructurales tales como: contenido de inclusiones, presencia de segundas fases y tamaño de grano.

1.3.11.2 Pruebas mecánicas.

La más utilizada es la prueba de dureza, la dureza depende de las características de la deformación elástica y plástica del material y se relaciona directamente con algunas propiedades mecánicas como la resistencia a la tensión, la ductilidad. La simple prueba de dureza nos es útil para conocer el endurecimiento por trabajo mecánico, el ablandamiento por calor, la presencia de puntos duros, la extensión de la zona afectada por el calor [5] y el grado del material. Esencialmente es una prueba no destructiva salvo cuando se requiere conocer la dureza en el espesor de la pieza fallada.

La prueba de tensión uniaxial es utilizada para determinar las propiedades mecánicas del material como es: El límite de cedencia del material, la resistencia máxima y la ductilidad. Siempre que sea posible deberá realizarse este ensayo debido a que las especificaciones del material están basadas en estas propiedades, también nos es útil para determinar degradación del material durante el servicio.

2.3.11.3 Análisis químico.

El análisis químico es una prueba que deberá realizarse siempre que sea posible, su utilización es para la correcta identificación del material y las diferencias en composición que pudieran ser relacionadas con la falla.

Actualmente existen técnicas portátiles, rápidas y confiables, sin embargo es recomendable realizar una verificación en laboratorio.

2.3.11.4 Análisis de resultados.

Si se cuenta con la información necesaria y suficiente, los resultados de las pruebas realizadas son veraces (repetibles y reproducibles) el análisis de resultados debe de ser directo y claro, en otras palabras las conclusiones deben caer por su propio peso. Toda conclusión deberá sustentarse en hechos y expresar claramente los factores que estuvieron relacionados con la falla y cuales no. La causa de falla debe de estar claramente establecida, debe especificarse si esta es posible, probable o definitiva. Siempre que sea posible deberán de expresarse recomendaciones para prevenir fallas similares y para mitigar sus causas y efectos.

2.4 CORROSIÓN DE ACEROS GRADO TUBERÍA.

La corrosión se define como un deterioro del material como resultado de su interacción con el ambiente. [6]. Esta definición no es particular de materiales metálicos y más bien dicho es general para los diferentes materiales de ingeniería. Otras definiciones pueden ser citadas ejemplo de ello es la siguiente “la corrosión es la forma en que la naturaleza tiene para regresar a los metales procesados a su estado original como compuestos químicos o minerales. Los Factores que afectan la corrosión son:

- Factores ambientales
- Factores metalúrgicos
- Factores termodinámicos
- Electroquímicos

Los factores ambientales están relacionados con las condiciones que pueden ser variadas, entre estas tenemos: temperatura, presión, velocidad de flujo, concentración de especies químicas agresivas, etc... Los factores metalúrgicos tienen una gran influencia en el proceso de corrosión, en muchos casos la manipulación de la microestructura metalográfica puede ser suficiente para tener un control de la corrosión; los materiales metálicos son considerados sólidos cristalinos, con arreglos definidos que los caracterizan, la distribución morfológica del acomodo del material tendrá una influencia marcada en la velocidad de corrosión [6]. Los factores termodinámicos nos hablan acerca de la espontaneidad del proceso de corrosión, es decir en base a cálculos se determinara si el proceso de corrosión es teóricamente posible (energía libre de gibbs) [6]. La corrosión puede considerarse como un proceso electroquímico, de esta forma se deben cumplir ciertas condiciones para que el proceso de corrosión se dé, las condiciones son las siguientes:

- Se debe tener la presencia de un cátodo y un ánodo
- Debe existir una diferencia de potencial entre el cátodo y el ánodo
- Debe existir un medio de conexión entre el cátodo y el ánodo
- Debe existir un electrolito en el sistema

Los aspectos electroquímicos están asociados con el estudio de la cinética de las reacciones y la forma en que estas ocurren. (6)

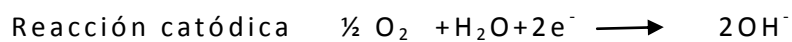
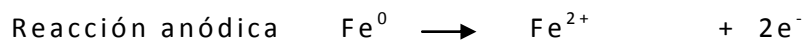
La reacción de oxidación anódica es caracterizada por el incremento en valencia y la producción de electrones, entre tanto, la reacción de reducción catódica presenta un decremento en valencia y el consumo de electrones. Las reacciones ocurren de manera simultánea y a la misma velocidad de reacción en la superficie del material. Los términos antes mencionados representan el mayor principio de la corrosión y se postula de la siguiente forma: Durante la corrosión metálica la velocidad de la oxidación es igual que la velocidad de reducción lo anterior en términos de producción y consumo de electrones. (6)

2.5 CORROSIÓN EN MEDIO ACUOSO.

2.5.1 Aspectos Generales.

En nuestras sociedades el uso del agua ha sido amplio, muchas industrias utilizan el recurso hidráulico para sus actividades, entre los usos que se le da a el agua es como medio de enfriamiento o calentamiento por su excelente capacidad calorífica, como solvente etc..., [7]. El impacto que tiene el agua en la integridad de los materiales es de suma importancia. El hierro y sus aleaciones son materiales de gran uso e impacto en el sector industrial, en muchas de sus aplicaciones estos materiales tienen que manejar el medio acuoso de una forma directa o indirecta [8]. Basándose en los aspectos de termodinámicos el hierro nativo se encuentra como un compuesto oxidado o oxido Fe_2O_3 , FeO , Fe_3O_2 [7], y no como un elemento metálico que es la forma en cómo lo utilizamos. En presencia de agua y oxígeno comúnmente el medio acuoso ataca al el hierro elemental convirtiendo lo en un oxido. Aunque la corrosión es un proceso complicado, este puede ser comprendido más fácilmente como una reacción electroquímica. La disolución del material ocurre en ciertas áreas llamadas zonas anódicas (ánodo), el hierro elemental Fe^0 pasa a solución oxidándose a ion Fe^{2+} . Como resultado de la formación del ion Fe^{2+} se liberan dos electrones que fluyen a través del acero al área catódica (cátodo). El oxígeno en la solución acuosa se desplaza al cátodo y completa el circuito eléctrico empleando los dos electrones que fluyen al cátodo para formar iones hidroxilo (OH^-) en la superficie del metal.

Químicamente las reacciones se pueden escribir de la siguiente forma:



Cuando el oxígeno está ausente el oxígeno, el ion H^+ participa en la reacción en el cátodo en lugar del oxígeno y completa el circuito de la siguiente forma y como es mostrado en la figura 7:

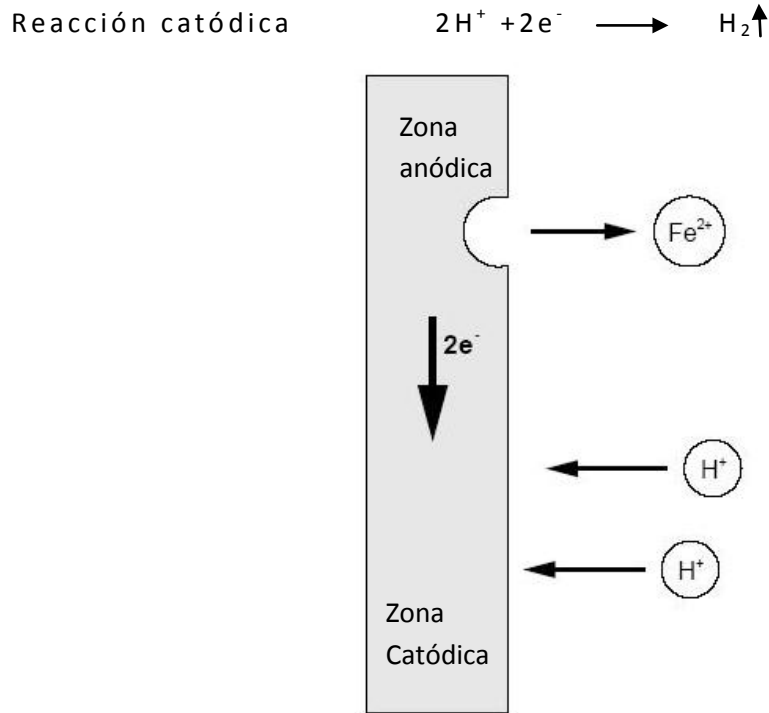


Figura 7.- Representación esquemática del proceso de corrosión en medio acuoso

Como lo muestra la figura 8 [7] cada superficie del metal está cubierta por innumerables y pequeños ánodos y cátodos. Por lo común estos sitios se desarrollan a partir de: 1) irregularidades superficiales producidas por el proceso de conformado y algunas otras operaciones de trabajo mecánico, 2) esfuerzos provenientes de la soldadura, Diferencia en composición química (presencia de segundas fases). En el caso del acero esto puede ser causado por diferencias microestructurales [7].

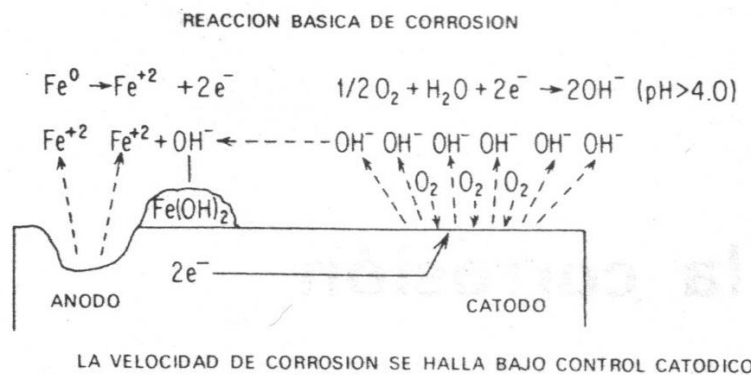


Figura 8.- Ánodos formados y cátodos formados en irregularidades del material.

Como se indico anteriormente son necesarias tres etapas para que la corrosión se presente, si se evita la ocurrencia de estas los procesos de disolución se detienen o minimizan. El más lento de los tres pasos determina la velocidad del proceso global de corrosión. La reacción catódica paso (3) es la más lenta de los tres pasos que intervienen en la corrosión del acero, de este modo esta reacción determina la velocidad [7]. Esta reacción es lenta a causa de la dificultad que tiene el oxígeno a difundir en el agua, por consecuencia un factor que tiene una influencia en el aumento de la velocidad de corrosión es la elevación de la temperatura, esto trae como consecuencia que el agua reduzca su viscosidad y se acelere la difusión del oxígeno [7]. Una superficie catódica grande en comparación con una anódica pequeña, permite que reaccione mas oxígeno, agua y electrones y aumente el flujo de electrones del ánodo para corroerlo más rápidamente. Inversamente cuando el área catódica se vuelve más pequeña en comparación con la anódica se disminuye la velocidad de corrosión.

2.5.2 Polarización.

Como se menciono arriba los iones oxidrilo (OH^-), y el gas hidrogeno (H^2) se forman en el cátodo como resultado de la reacción de corrosión. Si estos productos de la reacción permanecen en el cátodo, estos generaran una barrera que frena el movimiento del oxigeno o de los iones hidrogeno en el cátodo. Esta barrera se vuelve un inhibidor de la corrosión ya que aísla o físicamente separa él oxigeno en el agua de la superficie metálica. La figura 9 ilustra este fenómeno. La formación de esta barrera física como resultado de la corrosión se conoce como polarización. La remoción o ruptura de esta barrera expone al cátodo y la corrosión se reanuda.

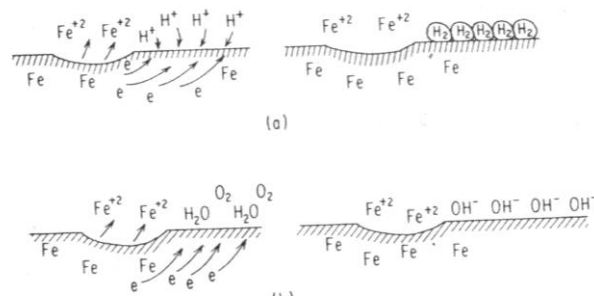


Figura 9.- Proceso de polarización de una superficie metálica.

2.5.3 Pasividad.

Todos los materiales metálicos excepto el oro forman películas como consecuencia de su interacción con el medio ambiente, si esta película no existe en un material expuesto a el medio este tendera a regresar a su estado termodinámico más estable o más bien dicho al mineral del cual proviene [8]. La formación de esta película es responsable del fenómeno

de la pasividad. Esencialmente la pasividad se refiere a la pérdida de reactividad química experimentada por ciertos materiales o aleaciones bajo ciertas condiciones ambientales [6]. El hierro fue el primer material en el cual se observó la formación de películas que al parecer en contacto con ambientes agresivos disminuía la reactividad del material [8]. La figura 10 ilustra el comportamiento de un material que presenta pasivación, si se grafica el poder de oxidación contra la velocidad de corrosión obtendremos una curva que describe el comportamiento del material, este gráfico está dividido en tres zonas: Zona activa, zona pasiva y zona tras pasiva. La zona activa está caracterizada por un pequeño incremento en el poder oxidante y una fuerte velocidad de corrosión, al final de la zona activa el poder de oxidación aumenta sin embargo la velocidad de corrosión disminuye; no se comprende en su totalidad el porqué de la disminución de la velocidad de corrosión sin embargo ha sido relacionada con la formación de película. Finalmente se da una concentración mayor de especies químicas oxidantes que incrementa el poder oxidante este aspecto promueve nuevamente el aumento de la velocidad de corrosión.

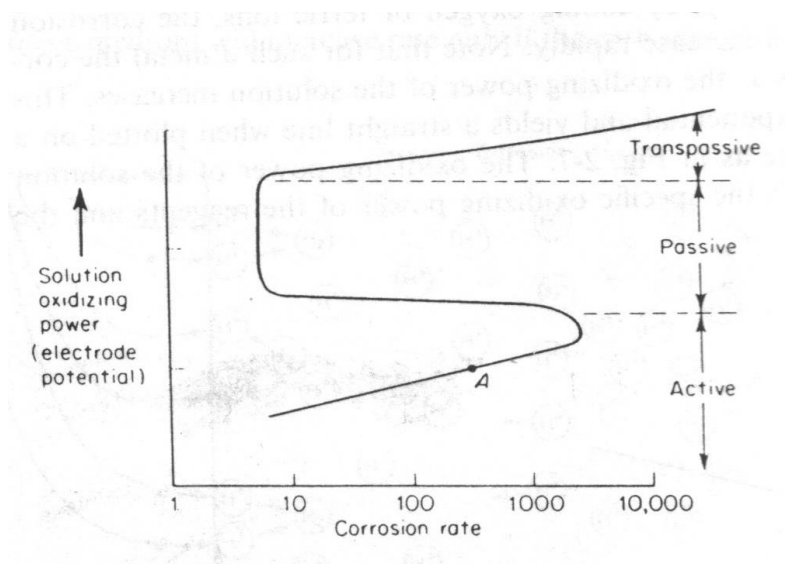


Figura 10.- Curva de polarización mostrando la zona activa, la zona pasiva y la zona transpasiva.

2.5.4 Celdas de concentración.

Cuando un material se expone a diferentes concentraciones de soluciones acuosas puede ocurrir un ataque en zonas anódicas, el ataque tiene lugar en la solución más concentrada. Las celdas de concentración son las causantes de las PM localizadas la corrosión por celda de concentración puede acortar el tiempo de vida de equipos e instalaciones. De manera general esta forma de daño se da en sitios donde se generen depósitos que permitan la concentración localizada de una sustancia específica ejemplo de ellos son soluciones con presencia de NaCl o O_2 y que sea notoriamente más grande que el resto del medio acuoso. El daño se da de la siguiente forma: se forma un depósito sobre la superficie metálica, en poco tiempo el oxígeno que se encuentra por debajo del depósito se consume rápidamente por la reacción normal de corrosión, a medida que la concentración del oxígeno bajo el depósito es menor que el total del agua que rodea el depósito, el oxígeno fresco es frenado a través del depósito, el área que está bajo el depósito se vuelve anódica con respecto del área circundante. Este mecanismo recibe el nombre de celda de concentración de oxígeno, el mecanismo que inicio como un proceso de disolución normal se convierte en un mecanismo de celda de concentración y es de carácter localizado. Rara vez una celda de concentración de oxígeno es la única causa de la corrosión bajo depósitos. Coexistiendo con ella se tienen las celdas por cloruros y sulfatos. Estas coexisten de la siguiente forma; los iones cloruro y sulfato penetran el depósito y se concentran. El depósito se comporta como una membrana semipermeable, cuando los iones de hierro (Fe^{2+}) abandonan la superficie anódica los aniones Cl^- y SO_4^- se difunden a través del depósito para mantener la neutralidad, dando como resultado la formación de electrolito bajo el depósito. Esto acelera a un mas la corrosión que ya se estaba dando, a razón de la celda de concentración de oxígeno.

2.5.5 Gases disueltos.

El CO_2 y el O_2 son los gases que presentan mayor problemática para los sistemas industriales (manual del agua), un aumento en el contenido de CO_2 en el agua reduce significativamente el pH, esta situación da como resultado una despolarización de la superficie catódica, esto producirá agua corrosiva. El ácido sulfhídrico (H_2S) y el amoníaco (NH_3) se encuentran en menor medida que el oxígeno y el bióxido de carbono su efecto se considera similar al experimentado por el CO_2 .

2.5.6 Erosión.

En muchas aplicaciones la superficie del material es impactada por pequeñas partículas abrasivas inmersas en un fluido. Este tipo de desgaste es conocido como desgaste por erosión. Seguramente los problemas más grandes de erosión ocurren en las industrias que tienen la necesidad de conectar equipos que estarán sujetos a condiciones de flujo de alta velocidad y presiones altas. Sin embargo la erosión también ataca a componentes y equipos industriales tales como: turbinas, toberas, turbinas hidráulicas, tuberías de transporte, etc.[11].

En la producción del petróleo y gas, algunas veces se encuentra presente en el flujo arena como consecuencia del proceso de extracción, dicha arena es arrastrada y esta puede ocasionar erosión en tuberías e instalaciones. En flujos líquidos o gaseosos, para que la arena cause erosión deberá ser parte de un flujo turbulento, de esta forma el momentum de las partículas de arena les proporcionará la energía suficiente para dirigirse a las paredes del componente y golpeará la

superficie, promoviendo el desprendimiento de material. Dicho daño será más importante a través de una zona de estancamiento, la cual está ubicada en los cambios bruscos de dirección de flujo. La distancia que recorren las partículas a través de la zona de estancamiento es proporcional a la longitud (L) de la zona mencionada, el valor de L depende de la cantidad de material removido y de las dimensiones del componente. Sí las dimensiones del componente son grandes o largas, la zona de estancamiento será más grande y por tal causa la partícula tendrá que recorrer mayor distancia en dicha condición el desprendimiento de material será menor. [12]

2.5.7 Erosión Corrosión.

Se define como la aceleración de proceso de corrosión promovido por la remoción de la película protectora de óxido. El agente erosivo remueve la película protectora de óxido dejando expuesto el material y de esta forma acelerar los mecanismos corrosivos. [12]

2.5.8 Corrosión inducida por microorganismos.

La corrosión asistida por microorganismos MIC, es una forma de corrosión que se da por la presencia de microorganismos y su actividad, el MIC actúa por lo general con otras formas de daño como por ejemplo el ataque bajo depósitos, corrosión por hendiduras, celdas de concentración. En su más severa forma puede provocar PM localizadas que provoquen fallas prematuras (MIC cita). En el MIC el mecanismo propuesto involucra la disociación del Hidrogeno en sitios catódicos, las SRB consumen este hidrogeno despolarizando el cátodo acelerando el proceso de corrosión. El

fenómeno de MIC se da en tres etapas: 1) Formación de colonias bacterianas en sitios de nucleación como: inclusiones no metálicas, heterogeneidad de tamaño de grano, segundas fases y micro-segregaciones, 2) Desarrollo de la colonia bacteriana en la superficie del material exhibiendo un comportamiento anódico con respecto al resto del material, debido a la formación de ácidos orgánicos e inorgánicos por los procesos metabólicos de los microorganismos dando como resultado el crecimiento de la colonia, iniciando la pérdida de metal, 3) Formación de nódulos o tubérculos maduros avanzando en el interior del espesor, en este estado el pH puede tener valores menores a 4 (muy ácido), lo que promueve el avance del ataque hasta la pérdida total del espesor en la zona [14].

2.6 ACERO PARA FABRICACIÓN DE TUBERÍAS API 5L

2.6.1 Características mecánico metalúrgicas.

El acero bajo contenido de carbono es el material de ingeniería más utilizado como elemento estructural, es decir un material que soporta o transfiere cargas [5]. En el contexto del transporte de hidrocarburos este material es el de mayor utilización en la fabricación de gasoductos, la especificación para la fabricación de este tipo de aceros es el API 5L [13], en este se encuentran dictadas las características que debe tener un acero para la fabricación de gasoductos. El apartado 6 de la especificación API 5L cita los requerimientos de materiales aplicables para la especificación englobando los siguientes aspectos:

Composición química

- Elementos analizados
- Carbono equivalente

Propiedades mecánicas

- Propiedades de tensión
- Pruebas de flexión
- Prueba de dobles
- Ductilidad en soldadura
- Pruebas de tenacidad (Charpy)

Exanimación metalográfica

La tabla 1 muestra un extracto de la especificación API 5L mostrando los intervalos de composición química para los diferentes grados de la especificación.

Tabla 1 Requerimientos de composición química de la especificación API 5L.

| SPECIFICATION FOR LINE PIPE | | | | | | |
|--|--|---|-------------------|---------|---------------------------|--------------|
| Table 2A—PSL 1 Chemical Requirements for Heat and Product Analyses by Percentage of Weight | | | | | | |
| (1) Grade & Class | (2) Carbon, Maximum ^a | (3) Manganese, Maximum ^a | (4) Phosphorus | | (5) Sulfur, Maximum | (6) Other |
| | | | Minimum | Maximum | | |
| Seamless | | | | | | |
| A25, Cl I | 0.21 | 0.60 | | 0.030 | 0.030 | |
| A25, Cl II | 0.21 | 0.60 | 0.045 | 0.080 | 0.030 | |
| A | 0.22 | 0.90 | | 0.030 | 0.030 | |
| B | 0.28 | 1.20 | | 0.030 | 0.030 | b, d |
| X42 | 0.28 | 1.30 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| X46, X52, X56 | 0.28 | 1.40 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| X60 ^e , X65 ^e , X70 ^e | 0.28 | 1.40 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| Welded | | | | | | |
| A25, Cl I | 0.21 | 0.60 | | 0.030 | 0.030 | |
| A25, Cl II | 0.21 | 0.60 | 0.045 | 0.080 | 0.030 | |
| A | 0.22 | 0.90 | | 0.030 | 0.030 | |
| B | 0.26 | 1.20 | | 0.030 | 0.030 | b, d |
| X42 | 0.26 | 1.30 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| X46, X52, X56 | 0.26 | 1.40 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| X60 ^e | 0.26 | 1.40 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| X65 ^e | 0.26 | 1.45 | | 0.030 | 0.030 | c, d |
| X70 ^e | 0.26 | 1.65 | | 0.030 | 0.030 | c, d |

Las propiedades mecánicas de los aceros API 5L pueden ser relativamente variadas desde los grados A 25, grado A y B, de baja resistencia, hasta los

X46, X52 y X56 media resistencia y los grados X60, X70 y X80 de alta resistencia. La tabla 2 presenta las propiedades mecánicas de los aceros API 5L extraídas de la tabla 3A de la especificación.

Tabla 2 Requerimientos de tensión uniaxial de la especificación API 5L.

API SPECIFICATION 5L

Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1

| (1) Grade | (2) Yield Strength, Minimum | | (3) Ultimate Tensile Strength, Minimum | | (4) Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent |
|--------------|-----------------------------------|-------|---|-------|--|
| | psi | MPa | psi | MPa | |
| A25 | 25,000 | (172) | 45,000 | (310) | a |
| A | 30,000 | (207) | 48,000 | (331) | a |
| B | 35,000 | (241) | 60,000 | (414) | a |
| X42 | 42,000 | (290) | 60,000 | (414) | a |
| X46 | 46,000 | (317) | 63,000 | (434) | a |
| X52 | 52,000 | (359) | 66,000 | (455) | a |
| X56 | 56,000 | (386) | 71,000 | (490) | a |
| X60 | 60,000 | (414) | 75,000 | (517) | a |
| X65 | 65,000 | (448) | 77,000 | (531) | a |
| X70 | 70,000 | (483) | 82,000 | (565) | a |

El acero más utilizado en la fabricación de gasoductos es el API 5L X52, la microestructura típica de este acero es la de una matriz ferrítica con islas o colonias de perlita laminar bandeada, en una condición de tratamiento térmico de normalizado. La figura 11 muestra la microestructura típica de este tipo de acero.

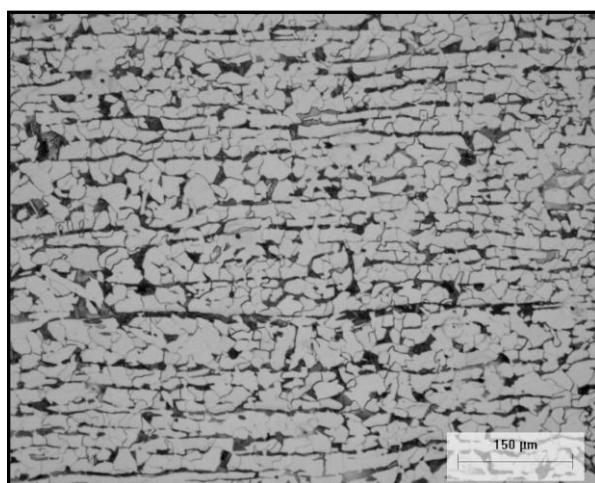


Figura 11.- Microestructura típica de un acero API 5L X52, microscopio metalográfico, campo claro, ataque nital 3%, 20X.

2.6.2 Tuberías sin costura.

Un tubo sin costura se construye a partir de lingotes o barras que son calentados hasta una temperatura cercana a los 1350 C° y mediante mandriles u otros elementos similares se produce un agujero que se transforma en el diámetro interior de la tubería. Este tipo de cañerías posee ventajas respecto de otros tipos porque evita los eventuales defectos que suelen producir los métodos con soldadura; la gran desventaja es su elevado costo y restricción a ciertos diámetros. Las tuberías sin costura se encuentran normalmente en diámetros de hasta 6 pulgadas debido a que es tecnológicamente más difícil fabricar tubos sin costura a medida que aumenta el diámetro. No es habitual que se construyan tuberías de gas con tubos sin costura en diámetros superiores a 14 pulgadas. La forma de identificar este tipo de tubería en el campo es por la ausencia total de soldadura longitudinal.

2.6.3 Tuberías con costura longitudinal.

Una tubería cañería con costura longitudinal se construye a partir de una chapa plana que es doblada y soldada en línea recta. Existen dos tipos básicos de soldadura longitudinal: la soldadura por arco sumergido (SAW/DSAW) y la soldadura por resistencia eléctrica (ERW).

Soldadura por arco sumergido (SAW/DSAW)

La soldadura es por arco sumergido (SAW/DSAW) y se ejecuta sobre una chapa cuyos extremos se biselan para que una vez enfrentados adquieran una forma de V. En esta zona se forma un arco eléctrico debajo de un fundente que rellena la V y produce la unión. Este tipo de soldadura es muy resistente y es muy utilizada para construir tuberías de grandes diámetros. La soldadura puede producirse en una sola pasada desde el exterior (SAW) o en una doble pasada, una exterior y otra interior, en cuyo

caso se llama de doble arco sumergido (DSAW). La figura 12 muestra un tramo de tubo soldado mediante el proceso SAW.



Figura 12.- Tubería API 5L Soldada mediante el proceso SAW

2.6.4 Soldadura por resistencia eléctrica (ERW).

Una tubería con soldadura por resistencia eléctrica (ERW) es fabricada a partir de chapas planas que se deforman para obtener una sección cilíndrica. Para unir los extremos se hace pasar corriente eléctrica entre ellos para calentarlos, luego son forzados a unirse aplicando presión. Este tipo de soldadura no utiliza ningún material de relleno. Los excedentes de material son removidos inmediatamente después por cuchillas instaladas a tal fin. La figura 13 muestra un tramo de tubo soldado mediante soldadura por resistencia eléctrica.



Figura 13.- Tramo de tubo API 5L soldado mediante el proceso ERW

CAPITULO III.

3. DESARROLLO EXPERIMENTAL.

La metodología experimental a seguir en el presente trabajo se dividió en dos partes estas se mencionan a continuación:

- Análisis de falla
- Experimentación

En la parte de análisis de fallas, se recopilaban tramos de tubo pertenecientes a gasoductos fallados por corrosión en medio acuoso. De estos se captó la mayor cantidad de información técnica cuando así fue posible. Se realizaron las actividades típicas de un análisis de falla para estos gasoductos. Las actividades realizadas ya mencionada en el capítulo II fueron las siguientes.

- Observación macro
- Observación micro
- Pruebas a materiales
- Análisis de los resultados

Se realizó un modelo físico de la corrosión en medio acuoso del acero grado tubería, el montaje consistió en colocar una media caña de tubería y exponerla a una caída de agua (medio acuoso) buscando obtener condiciones similares a las que están sujetos los gasoductos, el propósito es de este montaje fue obtener PM por corrosión en medio acuoso.

El medio acuoso consistió en lo siguiente:

- Contenedor de vidrio como almacenaje del medio acuoso
- Solución tipo salmuera NACE D 196[15]
 - 4.4774 g de $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
 - 2.0011 g de $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
 - 100.58 g NaCl
- Solución acida 1 N H_2SO_4 en base a la norma ASTM G-5[14]
 - 27.8 mL de H_2SO_4
 - Balance agua destilada para un litro de solución
- Tramos de tubo API 5L X52
- Bomba de recirculación de solución

Las imágenes de la figura 14 muestran el armado del modelo físico realizado señalando los componentes del armado y un detalle del mismo al inicio de la experimentación.

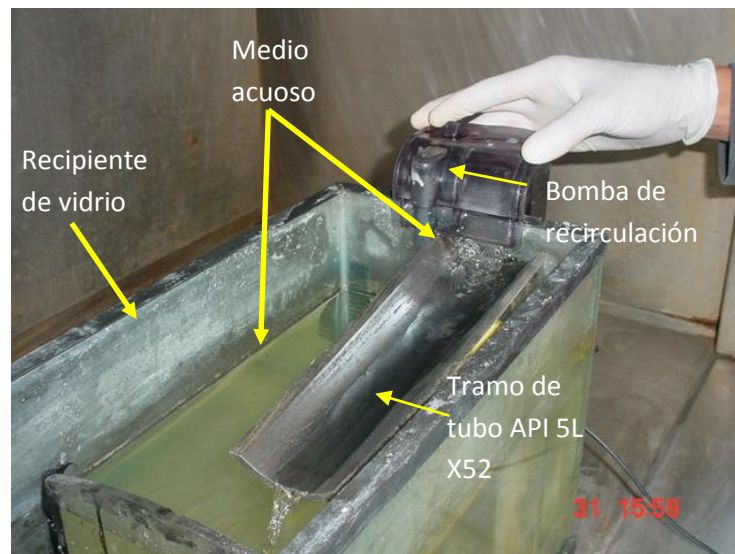




Figura 14.- Montado del modelo físico de la corrosión en medio acuoso, note el detalle de la caída de solución (medio acuoso).

Se tomaron tres tramos de tubo API 5L, los tramos de tubo fueron expuestos al medio por un periodo de un mes. Los aceros fueron identificados de la siguiente forma: Tramo A, Tramo B, y Tramo C. la tabla 3 muestra sus características mecánico metalúrgicas principales.

Tabla 3.- Características mecánico metalúrgicas de los tramo de de tubo expuestos al medio acuoso

| Tramo | % de C | HRB | σ_Y [psi] | UTS [psi] | % perlita | Tamaño de grano ASTM |
|-------|--------|-----|------------------|-----------|-----------|----------------------|
| A | 0.03 | 84 | 57770 | 62930 | 9.5 | 9.5 |
| B | 0.22 | 78 | 53926 | 65486 | 18 | 6 |
| C | 0.25 | 85 | 52665 | 86245 | 30 | 8 |

Al paso de una semana se generan productos de corrosión en tonos rojizos típico de la corrosión del acero en medio acuoso. La figura 15 muestra el estado de los depósitos generados.



Figura 15.- Depósitos de productos de corrosión generados a 1 semana de exposición al medio acuoso.

A los 20 días de tiempo de exposición al medio se observan pequeñas picaduras de corrosión, adyacente a la corriente de líquido se tiene una película de productos de corrosión de mayor grosor que la observada por debajo de la corriente de líquido. Se observa marcadamente un perfil de la disolución generada por el medio. La figura 16 muestra el estado de la caña del tramo de tubo A, a los 20 días de exposición al medio.

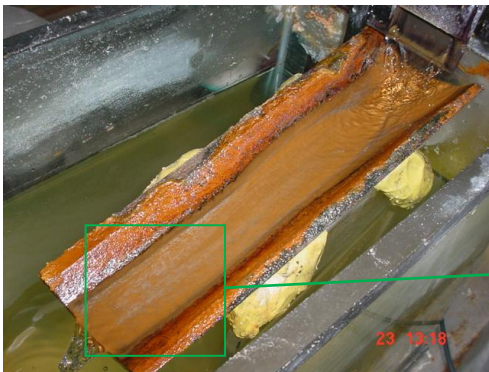


Figura 15.- Estado del tubo A, a los 20 días de exposición al medio acuoso, note la presencia de PM por corrosión.

A los 28 días de exposición se decidió retirar el medio acuoso para poder observar el resultado de la exposición, se realizó limpieza y retiro de la capa de óxido observando PM de forma circular a elíptica.

Diagrama de flujo del desarrollo experimental realizado en el presente trabajo. La figura 16 muestra el diagrama de flujo del desarrollo del trabajo.

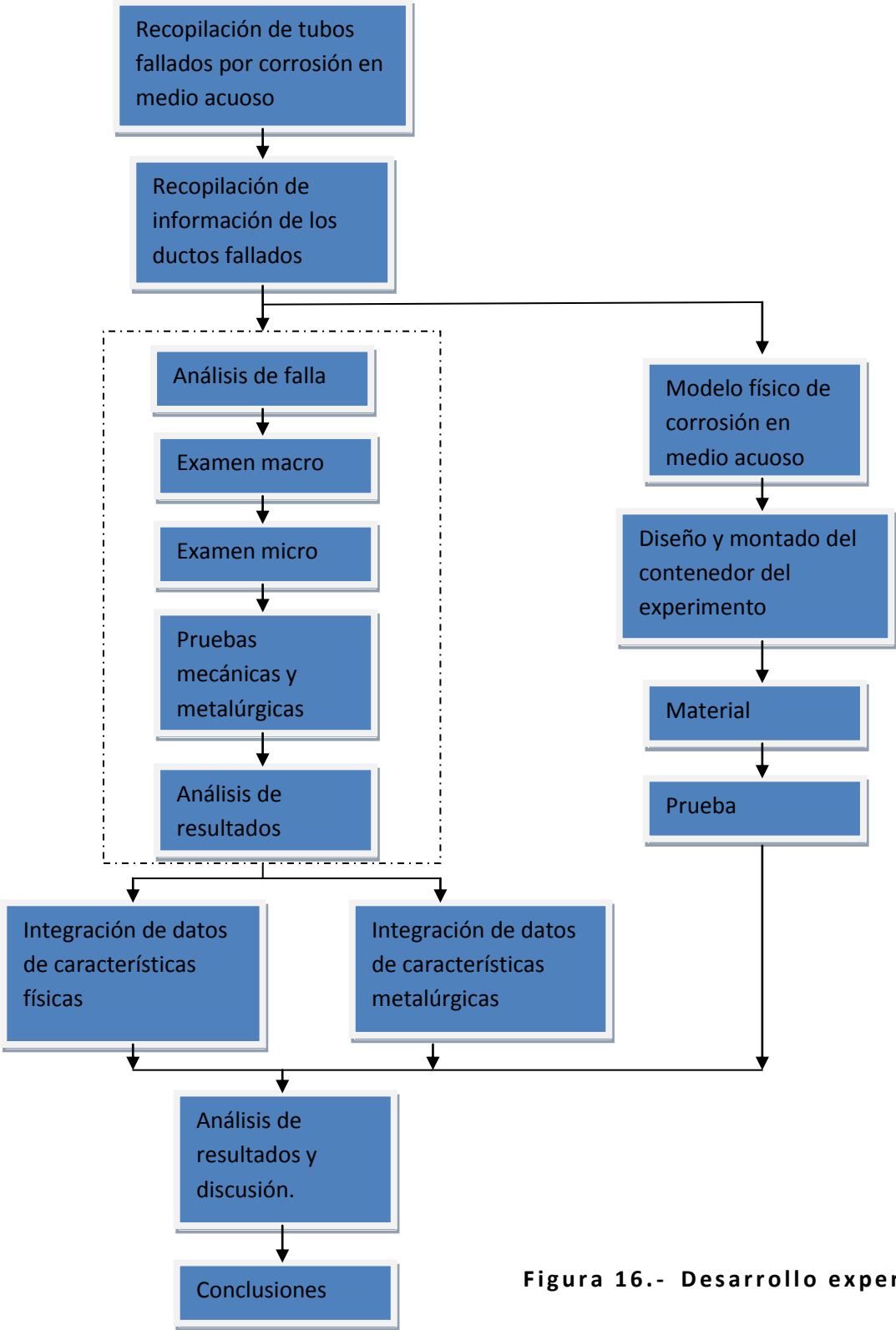


Figura 16.- Desarrollo experimental.

CAPÍTULO IV.

4 RESULTADOS.

4.1 Casos de análisis de fallas

4.1.1 Generalidades

Como se menciona en el capítulo III, se realizaron 52 estudios de análisis de fallas en gasoductos con corrosión interna, los resultados de estos estudios se concentraron en una base de datos englobando las características de mayor importancia.

De manera general las pérdidas de metal que produjeron fugas en gasoductos se catalogaron en cuatro tipos, estas se mencionan a continuación y serán mencionadas de la siguiente forma a lo largo del trabajo:

- Perdida de metal en forma de canal continuo (PMCC)
- Perdida de metal en forma de canal discontinuo (PMCD)
- Perdida de metal aislada o localizada (PMA)
- Perdida de metal en una distribución en forma de colonias (PMDC)

Se presenta un resumen de cuatro análisis de fallas con la metodología empleada para su desarrollo de las cuatro formas de pérdida de metal mencionadas arriba, ejemplificando la forma en cómo se dan estos daños por la corrosión en medio acuoso.

4.1.2 Caso No 1 (PMCC)

Gasoducto de 8" D.N. Arcabuz No 6 a entronque de 24"D.N. Perteneciente al activo Burgos de PEP en Reynosa Tamaulipas. Las características del material son las siguientes:

- Acero API 5L X52
- Diámetro nominal 8"
- Espesor de pared de 0.322"

El tramo de tubo "tubo fallado", posee una longitud de 1.81 m, 20.31 cm de D.N. (8") y espesor de pared de 8.0 mm (0.315"), calibrado en laboratorio. La característica principal observada en el, es una fractura tipo labio, de 1.70 m de longitud y una abertura de labio de 4.8 cm a las 6 hrs técnicas, a detalle se observa en la zona de la fractura, una PM, que corre a todo lo largo del tramo en forma de un canal continuo de 2.24 cm de ancho. La figura 14 muestra el tramo de tubo en su condición como recibido.

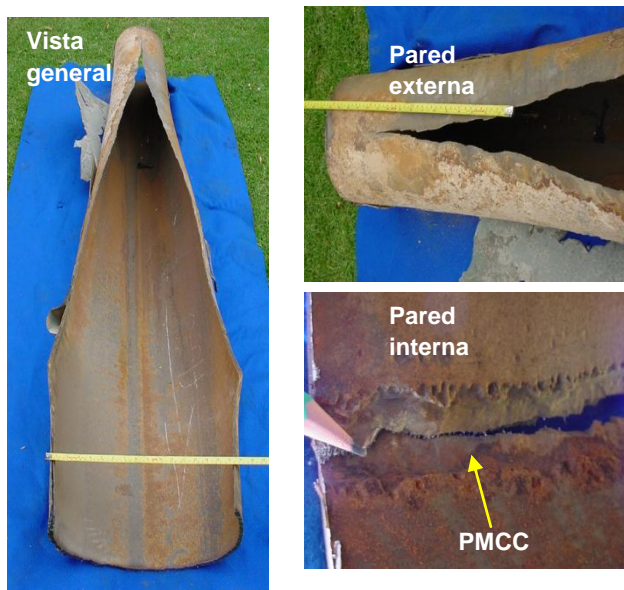


Figura 17.- Vista del tramo de tubo fallado en su condición como recibido del gasoducto de 8"D.N. Arcabus No 6

La composición química del tramo de tubo es citada en la tabal 4

Tabla 4.- Composición química del acero del gasoducto de 8”D.N. Arcabus No6 a entronque de 24”D.N.

| C | Mn | S | P | Si |
|-------|------|-------|-------|-------|
| 0.176 | 1.08 | 0.025 | 0.018 | 0.270 |

Las características mecánicas del tramo de tubo se presentan en la tabal 5.

Tabla 5.- Propiedades en tensión uniaxial y dureza del acero del gasoducto de 8”D.N. Arcabus No6 a entronque de 24”D.N.

| Reducción de área (%) | %de Alargamiento | Esfuerzo de cedencia (PSI) | Esfuerzo a la tensión (PSI) | HRB |
|-----------------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----|
| 65 | 25 | 54,406 | 68,837 | 83 |

El acero del tramo de tubo presenta inclusiones no metálicas tipo D serie fina, una microestructura ferrítica con islas o colonias de perlita laminar bandeada, la condición de tratamiento térmico es como normalizado. La técnica de observación fue campo claro, el ataque se realizo mediante nital 3, La figura 18 muestra el tipo de inclusiones y microestructura vistas en la sección longitudinal.

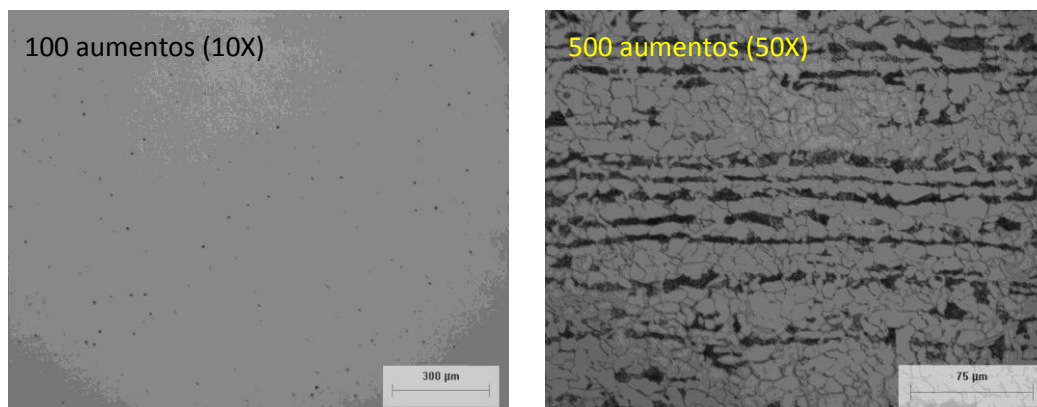


Figura 18.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto de 8” D.N. Arcabus No 6

La tabla 6 presenta el análisis metalográfico del acero del tramo de tubo, mostrando los parámetros de la microestructura.

Tabla 6.- Parámetros de la microestructura del acero del gasoducto de 8”D.N. Arcabus No6 a entronque de 24”

| Fracción Volumen de inclusiones | Tipo de inclusión | Ferrita % | Perlita % | Tamaño de grano ASTM |
|---------------------------------|-------------------|-----------|-----------|----------------------|
| 0.103 | Tipo D Serie fina | 83.75 | 16.37 | 8.5 |

La fractura se localiza dentro de la zona de PMCC; un aspecto relevante es que adyacente al canal de corrosión, se observan picaduras por corrosión con profundidades fuertes y que se incrementan en la zona de máxima abertura de labio, donde el ligamento (porción de material no fracturada justo antes de la falla) tiene 0.99 mm de espesor, que representa una pérdida de metal del 87%. La figura 19 muestra lo descrito.



Figura 19.- Pérdida de metal del 87% en una vista macro en la zona de mayor abertura de labio.

La superficie del canal de corrosión fue observada al microscopio estereoscopio; la figura 20 muestra esta zona, donde se observa una

superficie relativamente limpia, con lustre metálico y un relieve en forma de líneas ondulantes paralelas al eje longitudinal.



Figura 20.- Relieve con líneas onduladas y paralelas al eje longitudinal del tubo.

De acuerdo con las observaciones realizadas en la muestra de tubo fallado, se concluye que la fractura tipo labio se presentó debido a una reducción severa del espesor de pared en forma de canal, que evolucionó hasta un valor tal que no fue capaz de soportar la presión interna y falló de manera súbita.

La causa de falla del tramo de tubo extraído del kilómetro 1+900 de la línea arcabuz 6 a entronque de 24" de 8" D.N. fue la disolución del espesor de pared por el mecanismo de corrosión erosión y que este adelgazamiento del espesor de pared fue tan grande que el ligamento restante no soportó la presión normal de servicio y falló formando una fractura tipo labio del interior al exterior del espesor de pared.

4.1.3 Caso No 2 (PMCD)

Gasoducto Ricos 101 de 3" D.N., perteneciente al activo Burgos región norte de PEP, en Reynosa Tamaulipas. Las características del material son las siguientes:

- Acero API 5L X52
- Diámetro nominal de 3"
- Espesor de pared de 0.210"

El tramo de tubo fallado "tubo fallado" posee 1.20 m de largo, 7.62 cm 3" de D.N., espesor calibrado en laboratorio es de 5.33 mm (0.210"). La figura 21 muestra el tramo de tubo en su condición como recibido.



Figura 21.- Tramo de tubo del gasoducto ricos 101 de 3" D.N. en su condición como recibido.

La característica principal es una zona de PM en forma de canal discontinuo en su pared interna, la cual se extiende en la dirección axial del tramo de tubo y que se ubica a las seis horas técnicas. La figura 22 muestra en detalle de la PM vista por su pared interna y externa.

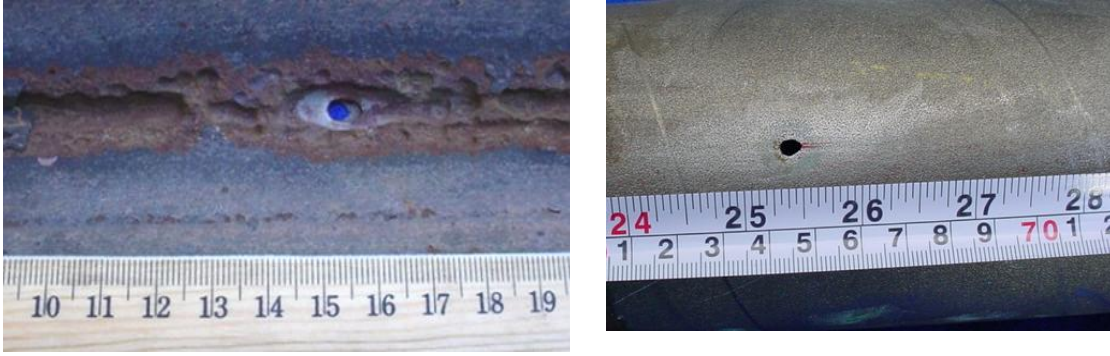


Figura 22.- PM que causo fuga vista por su pared interna y externa respectivamente en el gasoducto ricos 101 de 3”D.N.

La composición química del tramo de tubo es citada en la tabla 6

Tabla 7.- Composición química del acero del tramo de tubo del gasoducto ricos 101 de 3” D.N.

| C | Mn | S | P | Si |
|-------|------|--------|-------|------|
| 0.207 | 1.05 | 0.0043 | 0.024 | 0.21 |

Las características mecánicas del tramo de tubo se presentan en la tabla 5.

Tabla 8.- Propiedades en tensión uniaxial y dureza del acero del tramo de tubo del gasoducto ricos 101 de 3” D.N.

| Reducción de área (%) | %de Alargamiento | Esfuerzo de cedencia (PSI) | Esfuerzo a la tensión (psi) | HRB |
|-----------------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----|
| 53 | 25 | 55,741 | 69,374 | 87 |

El acero del tramo de tubo presenta inclusiones no metálicas tipo D serie fina, una microestructura de correspondiente a una matriz ferrítica con islas y colonias de perlita laminar bandeda, con una condición de tratamiento térmico como normalizado. Microscopio metalográfico técnica de campo claro, ataque nital 3, sección longitudinal. La figura 23 muestra el resultado.

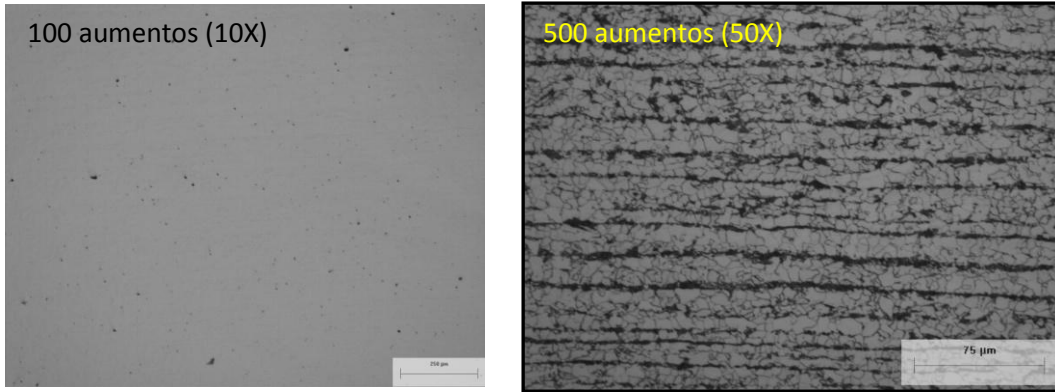


Figura 23.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto ricos 101 de 3”D.N.

La tabla 8 presenta el análisis metalográfico del acero del tramo mostrando los parámetros de la microestructura.

Tabla 9 Parámetros de la microestructura del acero del acero del gasoducto ricos 101 de 3” D.N.

| Fración Volumen de inclusiones | Tipo de inclusión | Ferrita % | Perlita % | Tamaño de grano ASTM |
|---------------------------------------|--------------------------|------------------|------------------|-----------------------------|
| 0.23 | Tipo D Serie fina | 75.54 | 24.45 | 8 |

Se observó un depósito gris oscuro y café abarcando prácticamente el 90% de la pared interna; este depósito corresponde a la capa pasiva formada por el acero durante el servicio y como es sabido, representa una forma de protección natural contra el ataque corrosivo. La figura 24 muestra un detalle de la PMCD, observando la morfología del ataque e incluso algunos patrones de disolución por flujo.



Figura 24.- PMCD mostrando productos de corrosión y un perfil de disolución por flujo.

Análisis de los resultados

La película pasiva fue eliminada probablemente por arrastrados sólidos en el flujo, permitiendo el ataque por el agua asentada en la parte baja del tubo, de esta forma se produjeron dos zonas en el interior del tramo; una zona catódica abarcando el 90% de la pared y una anódica con el 10 % restante. Bajo estas condiciones se tiene una desfavorable relación de área de zona anódica y catódica provocando que el ataque corrosivo se acelere. Cuando las pérdidas de metal que provocaron fuga alcanzaron profundidades cercanas al espesor, se formaron patrones de desgaste asistido por flujo que llevaron el daño hasta la pérdida total de ligamento. La figura x presenta un detalle de las pérdidas de metal mostrando los patrones antes mencionados.

Conclusiones del análisis

La causa de la falla del de la línea ricos 101 de 3" D.N. fue la corrosión en medio acuoso en el interior del ducto, la cual se originó por el desprendimiento de la capa pasiva a causa del arrastre de sólidos en el fluido de trabajo.

4.1.4 Caso No 3 (PMA)

Gasoducto de 3" D.N. Mareógrafo 124. Presentando perdida de metal localizada (PML) a las 6 hrs. técnicas. Perteneciente al activo Burgos región norte de PEP en Reynosa Tamaulipas. Las características del material son las siguientes:

- Acero API 5L X60
- Diámetro nominal de 3"
- Espesor de pared de 0.244"

El tramo de tubo "tubo fallado", posee una longitud de, 1,22 m, 7.62 cm (3") de D.N. y de espesor medido en laboratorio de 6.19 mm (0.244"). La característica principal observada es la presencia de un orificio pasante de forma elíptica de aproximadamente 1.96 mm de largo y 1.31 mm de ancho. En la pared interna se observan productos de corrosión en tonos café rojizos de baja adherencia. La figura 25 muestra vista macro y cortes del tramo de tubo-

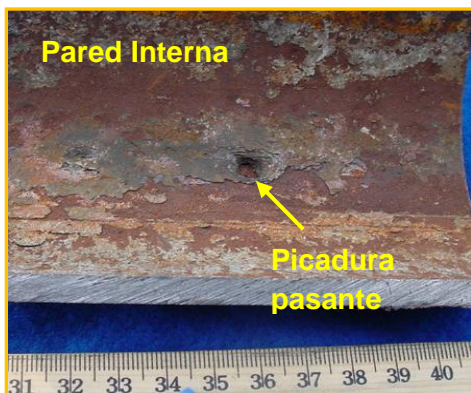


Figura 25.- Vista del gasoducto de 3"D.N. mareógrafo 124 en su condición como recibido.

La composición química del tramo de tubo es citada en la tabal 9

Tabla 10.- Composición química del acero del gasoducto de 8" D.N Mareografo 124.

| C | Mn | S | P | Si |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.123 | 1.002 | 0.001 | 0.016 | 0.178 |

Las características mecánicas del tramo de tubo se presentan en la tabal 10.

Tabla 11.- Propiedades en tensión uniaxial del gasoducto de 3" D.N. mareógrafo 124.

| Reducción de área (%) | %de Alargamiento | Esfuerzo de cedencia (PSI) | Esfuerzo a la tensión (psi) | HRB |
|-----------------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----|
| 59 | 19 | 62,620 | 69,937 | 82 |

El acero del tramo de tubo presenta inclusiones no metálicas tipo D serie fina, una microestructura de correspondiente a una matriz ferritica con islas y colonias de perlita laminar bandeada, con una condición de tratamiento térmico como normalizado. La técnica de observación fue campo claro, el ataque se realizo mediante nital 3, La figura 26 muestra el tipo de inclusiones y microestructura vistas en la sección longitudinal.

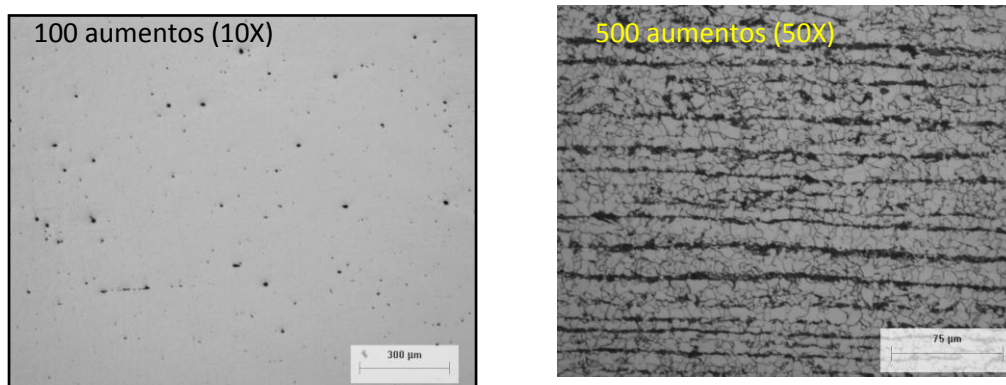


Figura 26.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto de 3" D.N. mareógrafo 124.

Tabla 12.- Parámetros de la microestructura del acero del tramo de tubo de 3” D.N. mareógrafo 124.

| Fracción Volumen de inclusiones | Tipo de inclusión | Ferrita % | Perlita % | Tamaño de grano ASTM |
|--|--------------------------|------------------|------------------|-----------------------------|
| 0.41 | Tipo D Serie fina | 80.05 | 19.95 | 10 |

La figura 27 muestra el aspecto de la pared interna del tubo ubicando la PMA, en esta se observo que la disolución del material se da con crecimiento desde el interior hasta perforar la pared. En la pared del orificio se observa un patrón de disolución en forma de capas o estratos, característico de la disolución por asentamiento de agua.

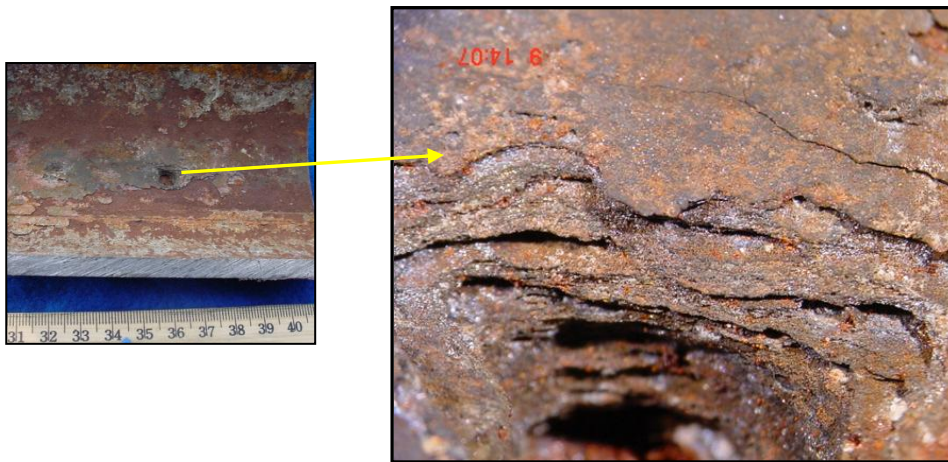


Figura 27.- PMA mostrando un patrón de disolución en forma de capas o estratos.

De acuerdo a lo observado la fuga se presento de manera aislada, esto indica que esta pérdida de metal se originaron en heterogeneidades metalúrgicas, tales como inclusiones no metálicas, segregaciones, orientaciones de grano diferentes, etc. que formaron áreas anódicas que se atacaron

preferencialmente. La presencia de estas zonas se da desde la fabricación del tubo y se localizan de manera aleatoria y dispersa en el cuerpo.

La causa de falla del tramo de tubo Mareógrafo 124 fue la corrosión localizada en medio acuoso que tuvo su origen por el agua acumulada en la parte baja del tubo y la presencia de heterogeneidades metalúrgicas de carácter anódico.

4.1.5 Caso No 4 (PMDC)

Gasoducto de descarga Fresnel 1 a PRG Fresnel de 4" D.N. perteneciente al Activo Integral Veracruz de PEP. La figura 27 muestra el tramo de tubo en su condición como recibido.

- Acero API 5L Grado X52
- Diámetro de la tubería 4"
- Espesor de pared 0.275"



Figura 27.- Tramo de tubo del gasoducto fresnel de 3" D.N. en su condición como recibido.

El tramo de tubo “tubo fallado” posee una longitud de 26.5 cm, un D.N. de 10.16 cm (4”) y un espesor calibrado en laboratorio de 7 mm (0.275”). Como característica principal observada en el son perdidas de metal desarrolladas en la pared interna, las cuales culminaron con la formación de orificio pasante. La figura 28 muestra la pared interna y externa del tramo de tubo en una vista macro.

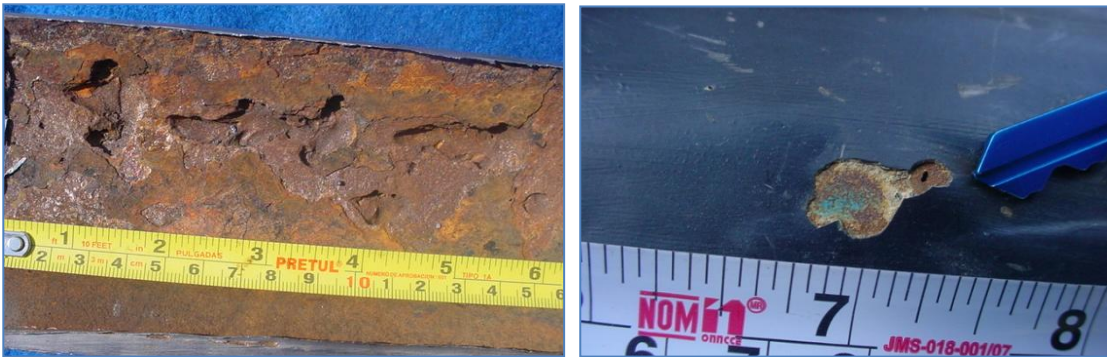


Figura 28.- Vista de la pared interna y externa respectivamente en la zona del orificio pasante en el tramo de tubo del gasoducto fresnel 1

La composición química del tramo de tubo es citada en la tabla 12.

Tabla 13.- Composición química del acero del gasoducto de 3” D.N. fresnel 1

| C | Mn | S | P | Si |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.054 | 0.674 | 0.008 | 0.007 | 0.203 |

Las características mecánicas del tramo de tubo se reportan en la tabla

Tabla 14.- Propiedades de tensión uniaxial y dureza del acero del gasoducto de 3”D.N. fresnel 1

| Reducción de área (%) | %de Alargamiento | Esfuerzo de cedencia (psi) | Esfuerzo a la tensión (psi) | HRB |
|-----------------------|------------------|----------------------------|-----------------------------|-----|
| 66.7 | 21 | 55,241 | 66,055 | 83 |

El acero del tramo de tubo presenta inclusiones no metálicas tipo D serie fina, con una microestructura correspondiente a una matriz prácticamente ferrítica con escasas colonias de perlita, el grano se observa dúplex y heterogéneo, la condición de tratamiento térmico se tiene como normalizado. Microscopio metalográfico campo claro, ataque realizado con nital 3, sección longitudinal. La figura 29 muestra el tipo de inclusiones y microestructura vistas en la sección longitudinal.

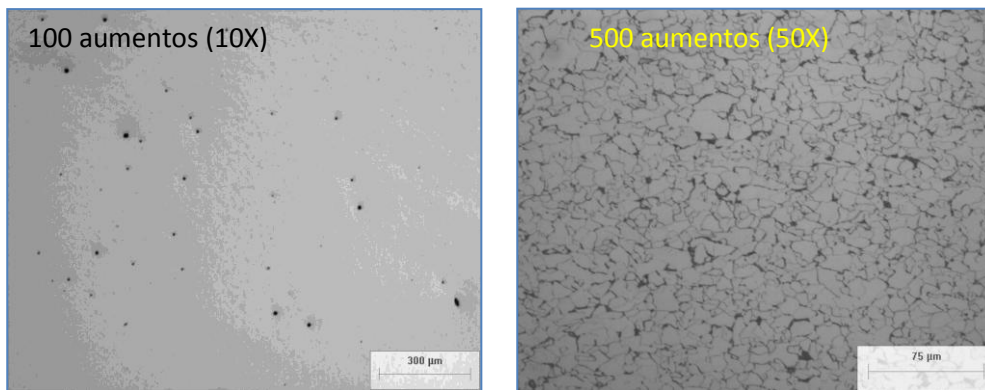


Figura 29.- Inclusiones no metálicas y microestructura del acero del gasoducto de 3”D.N. fresnel 1

La tabla 14 presenta el análisis metalográfico del acero del tramo de tubo, mostrando los parámetros de la microestructura.

Tabla 15.- Parámetros de la microestructura del acero del gasoducto de 3” D.N. Fresnel 1.

| Fracción Volumen de inclusiones | Tipo de inclusión | Ferrita % | Perlita % | Tamaño de grano ASTM |
|---------------------------------|-------------------|-----------|-----------|----------------------|
| 0.23 | D | 90.73 | 9.26 | 9 |

La figura 30 muestra el aspecto de la pared interna en la zona de PM se observan cavidades de perfil parabólico y ligeros bordes agudos, las cavidades cualesen entre sí para formar una área de mayor tamaño. Por otro lado se aprecian capas de residuos en la superficie del tubo con color café-rojizo típicas de la disolución del hierro.

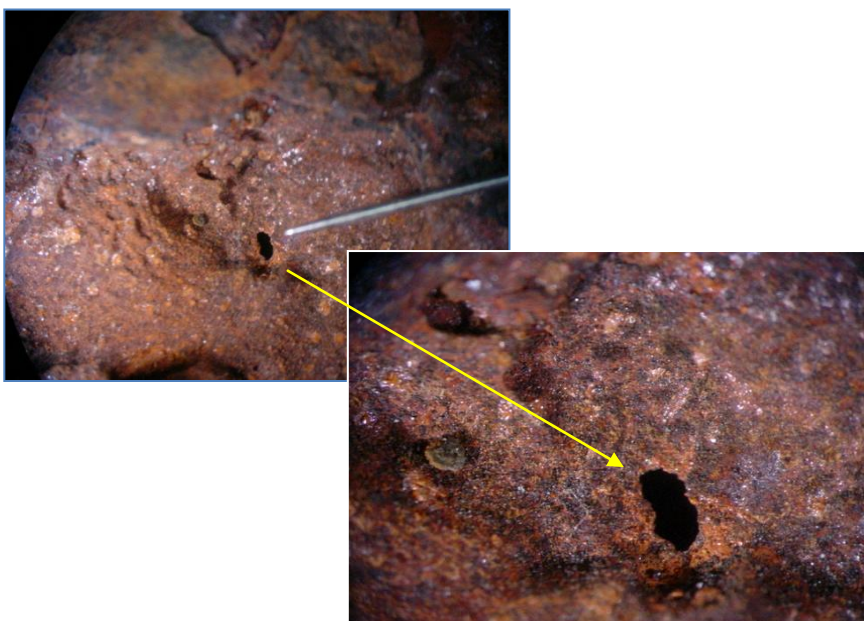


Figura 30.- Cavidades de perfil parabolico y bordes agudos, note además los productos de corrosión típicos de la disolución del hierro.

El poro que causo fuga forma parte de un área de pérdida de metal que a su vez es forma parte de un grupo de pérdidas de metal distribuidas en forma de colonias y con características típicas de la corrosión asistida por microorganismos (MIC).

La causa de la falla del tramo de tubo perteneciente a la Línea de Descarga Fresnel 1 a PRG Fresnel de 4" D.N. fue la corrosión asistida por microorganismos en la pared interna que produjo pérdidas de metal, concentrándose la corrosión en un punto formando poro por el cual se dio la fuga.

4.2 Agrupación de análisis de fallas

La grafica de la figura 31 muestra la distribución de los casos de falla con respecto al grado de acero API 5L

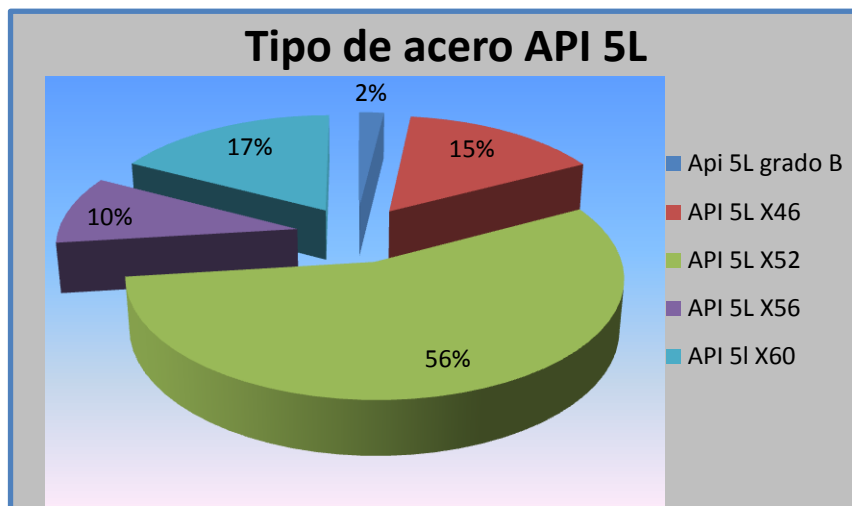


Figura 31.- Proporción de No de casos de falla con respecto del tipo de acero API 5L

La figura 32 muestra la distribución del número de casos encontrados con respecto del tipo de PM encontrada.

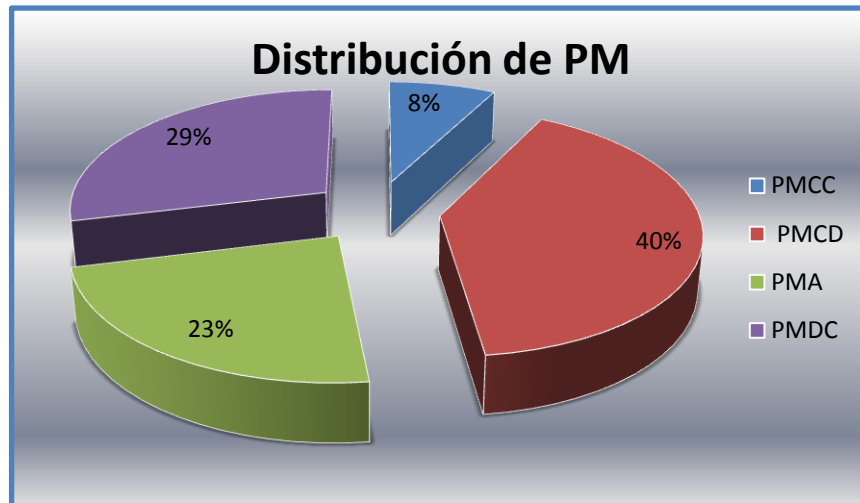


Figura 33.- Distribución de los casos relacionados con las PM encontradas.

4.3. Integración del tipo de PM y de algunas variables metalúrgicas y físicas.

Se relaciono el tipo de pérdida de metal con las características metalúrgicas y físicas de los 52 gasoductos fallados, el resultado se presenta de manera grafica en las imágenes 34,35,36,37,38.

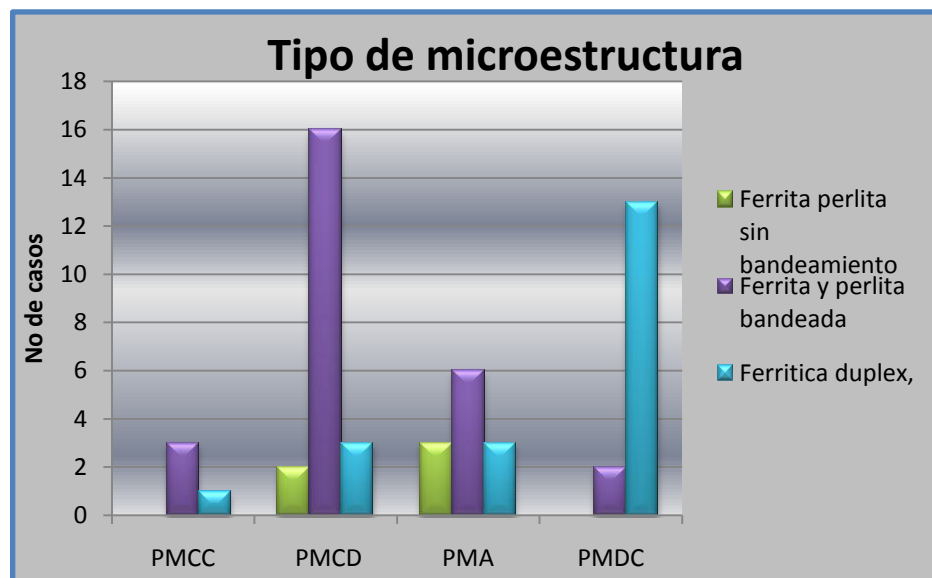


Figura 34.- Relación entre el tipo de microestructura y el tipo de PM encontrada en los casos de análisis de falla.

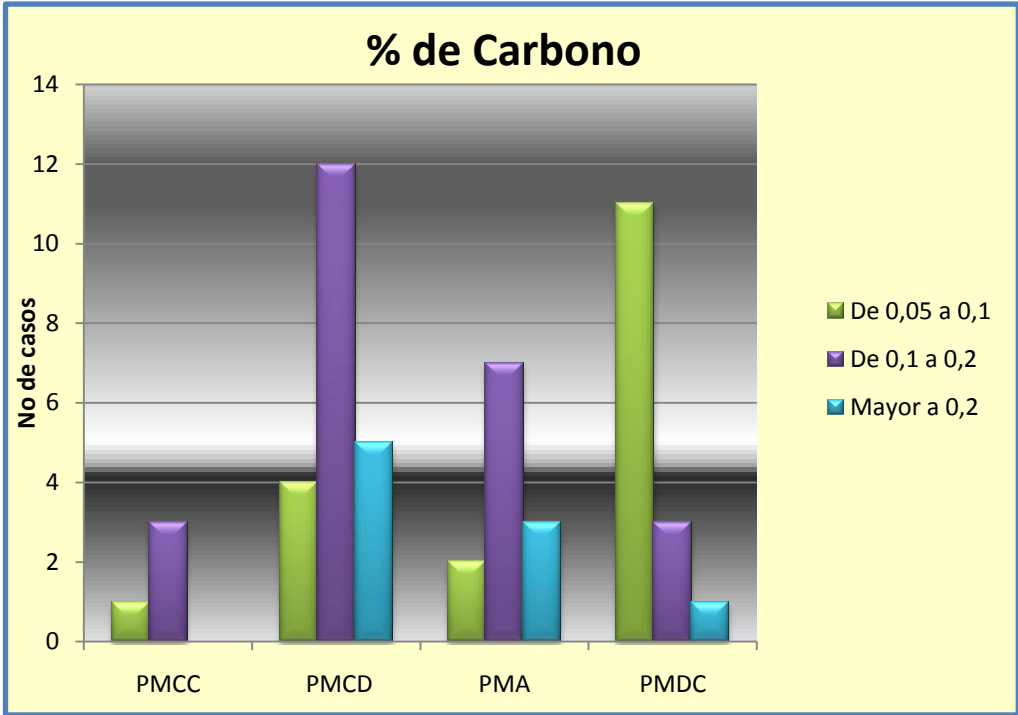


Figura 35.- Relación entre el % de carbono y la PM encontrada en los casos de análisis de falla

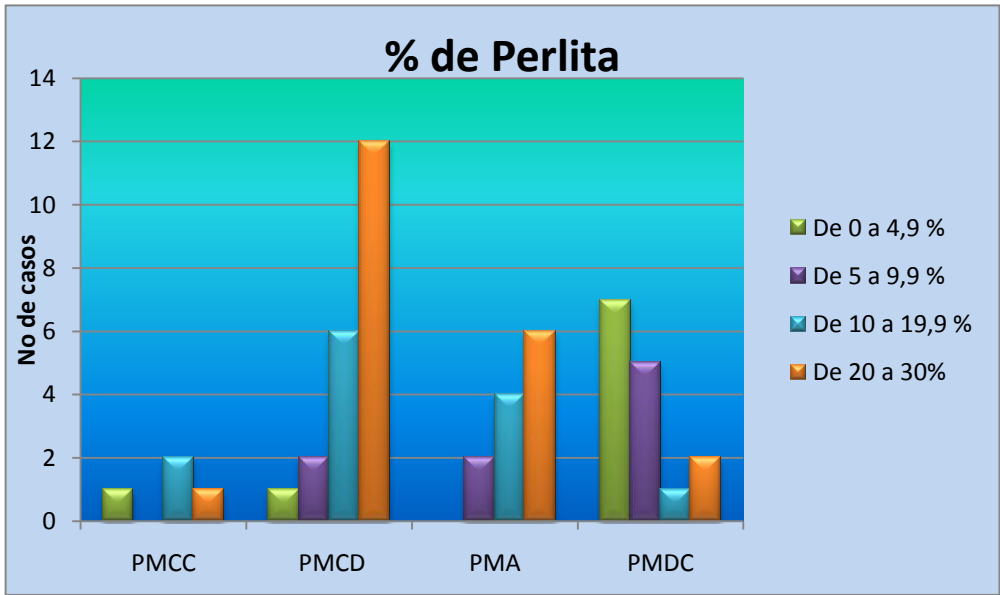


Figura 36.- Relación entre el % de perlita y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.

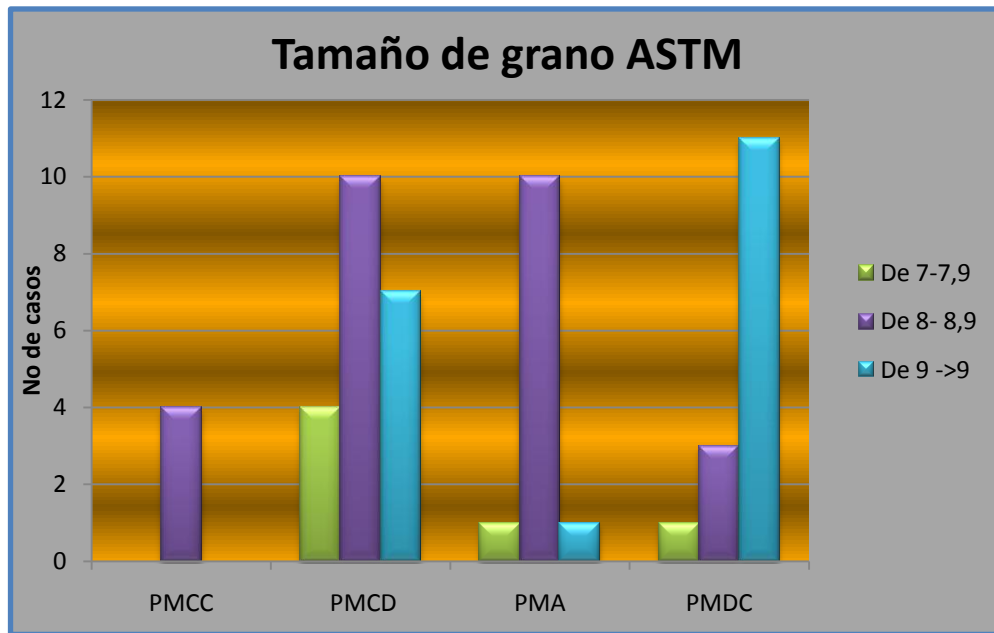


Figura 37.- Relación entre el tamaño de grano ASTM y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.

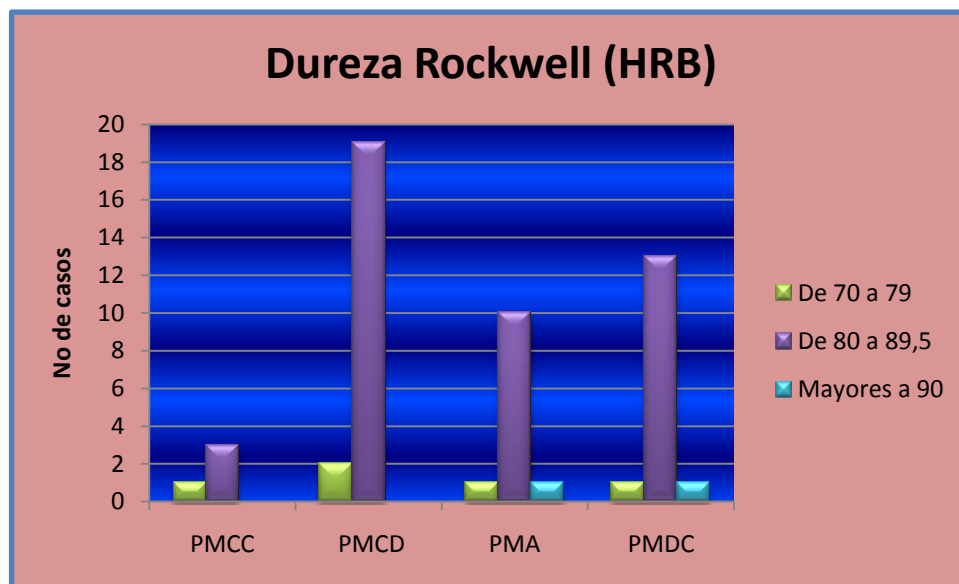


Figura 38.- Relación entre la dureza Rockwell y la PM encontrada en los casos de análisis de falla.

4.4 Resultados del montaje del modelo físico.

Las imágenes de la figura 39, 40 y 41 muestran los tres tramos de media caña utilizados, una vez retirados del medio de exposición.

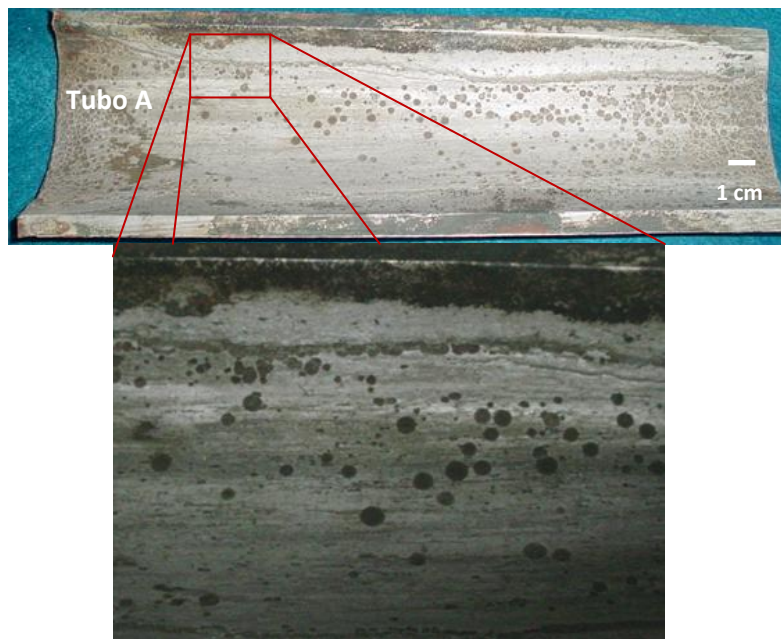


Figura 39.- Tramo de tubo A expuestos al medio acuoso, observe la morfología de la PM

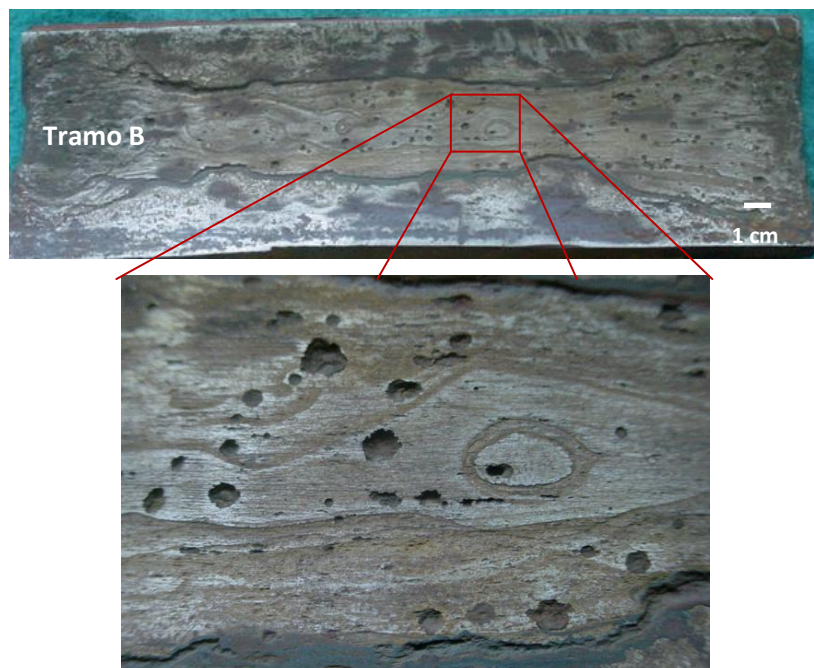


Figura 40.- Tramo de tubo B expuestos al medio acuoso, observe la morfología de la PM

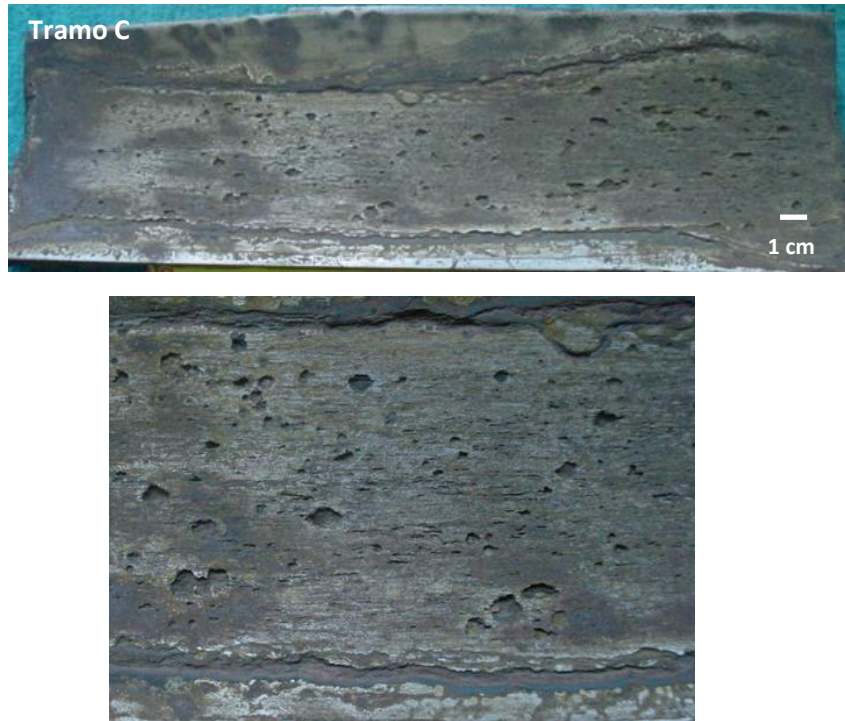


Figura 40.- Tramo de tubo C expuestos al medio acuoso, observe la morfología de la PM

Las PM generadas por el medio acuoso en el caso de la media caña A, presentan una morfología circular y con ligeros bordes agudos, esta morfología es típica de la corrosión del hierro en el medio acuoso [cita]. Para el caso de los tramos B y C el resultado es similar, solo en el caso del tramo C se observo una mayor densidad de PM además de que estas poseen una morfología ligeramente más elíptica.

4.5 Observación micro de las PM generadas

Se realizo metalografía de la sección superficial interna de los tres aceros conteniendo las PM generadas por el medio acuoso, las muestras fueron preparadas por desbaste, pulido y ataque. Las muestras fueron observadas al microscopio metalográfico y al microscopio electrónico de barrido, con el objetivo de observar la microestructura adyacente a las PM; el resultado se presenta en las imágenes de la figura 41, 42 y 43, en estas imágenes se observan los inicios de la disolución del material.

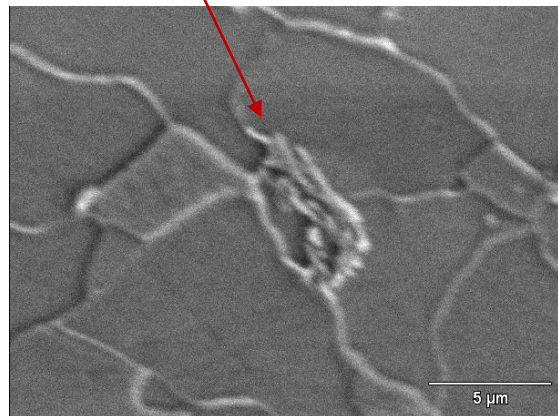
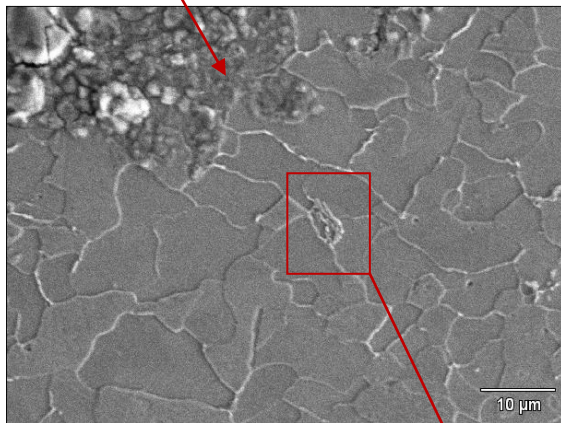
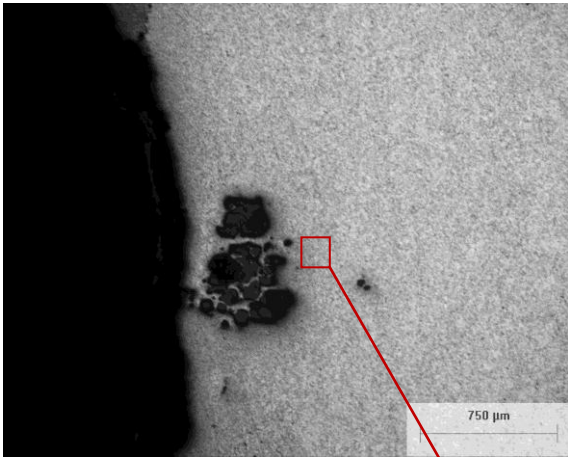


Figura 41.- Microestructura del acero del tramo A mostrando picaduras de corrosión y a detalle los inicios de la disolución en la perlita

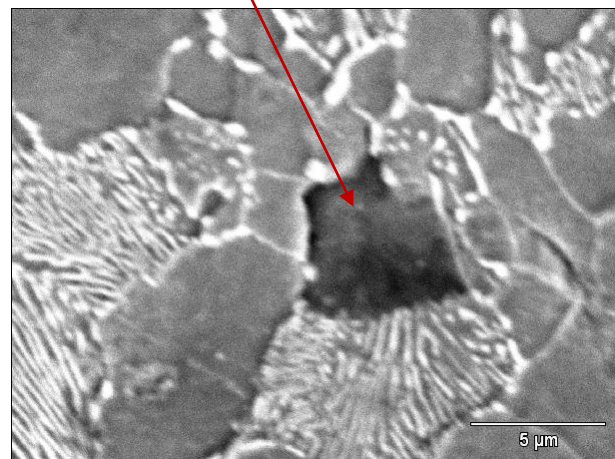
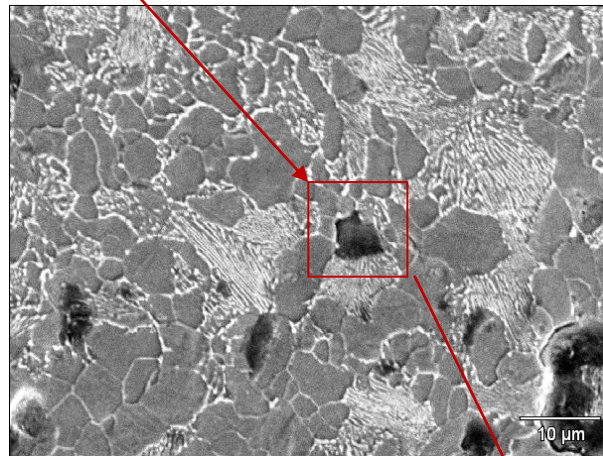
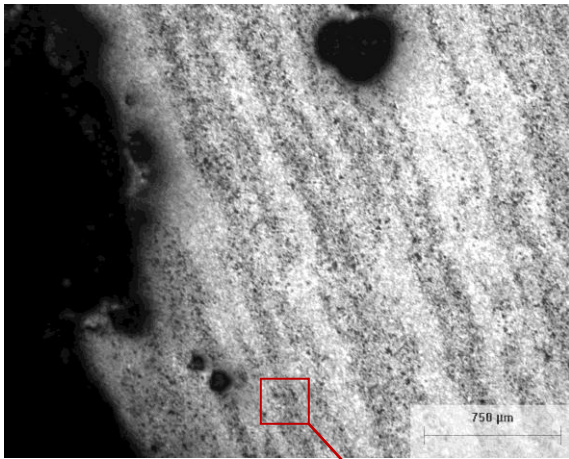


Figura 42.- Microestructura del acero del tramo B mostrando picaduras de corrosión y a detalle los inicios de la disolución en la perlita.

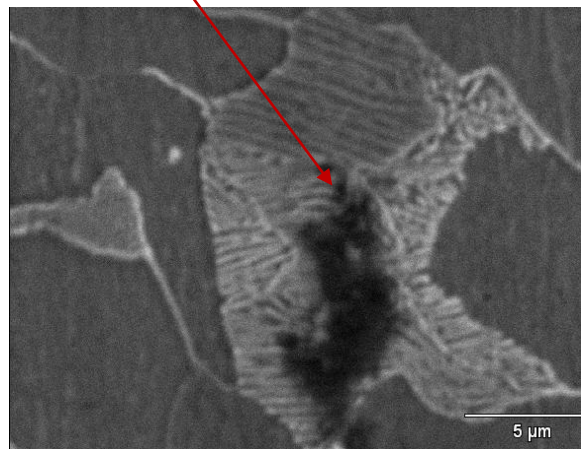
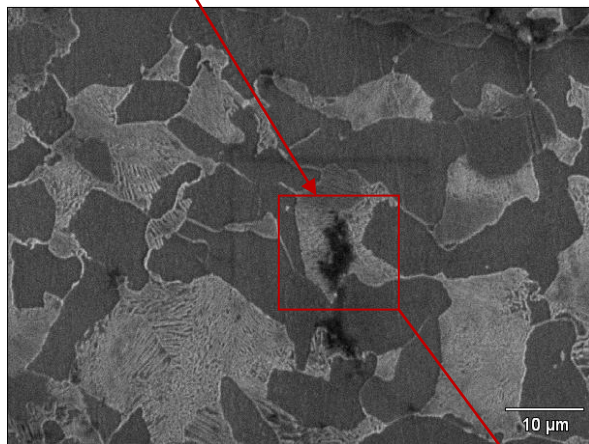
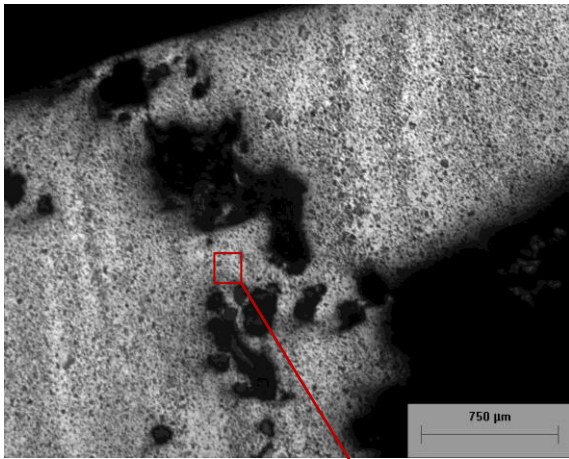


Figura 43.- Microestructura del acero del tramo C mostrando picaduras de corrosión y a detalle los inicios de la disolución en la perlita.

4.6 Tamaño y distribución de la PM generadas

Se realizó un conteo del diámetro de las PM generadas, con los resultados obtenidos se realizaron histogramas de frecuencia para representar la distribución de tamaños de las PM. Las graficas de la figura 44,45 y 46 muestran el resultado.

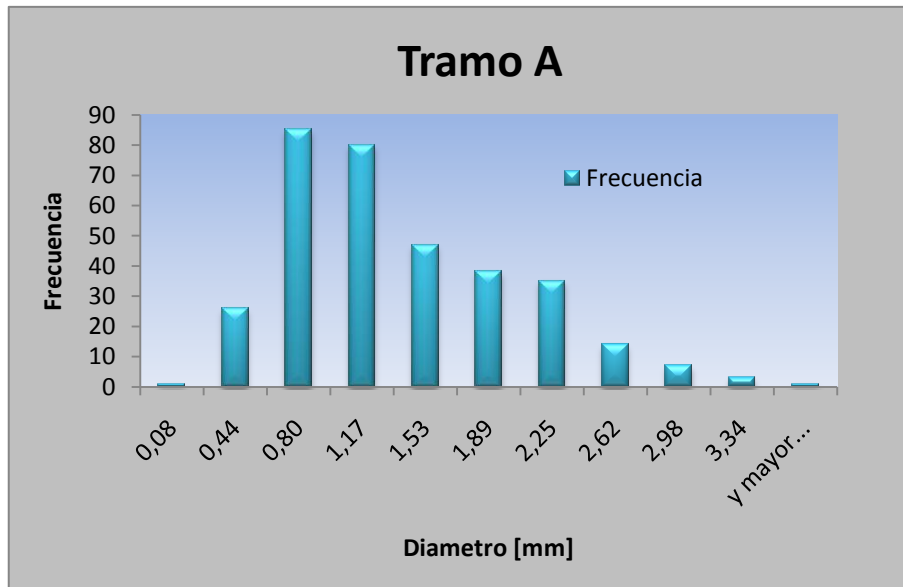


Figura 44.- Histograma de frecuencia de los diámetros de PM generadas en el tramo A

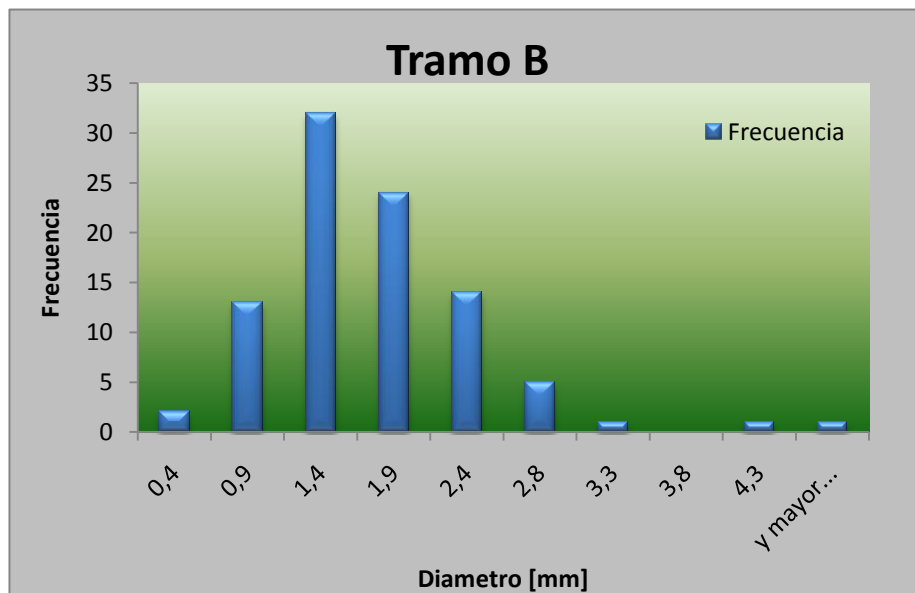


Figura 45.- Histograma de frecuencia de los diámetros de PM generadas en el tramo B

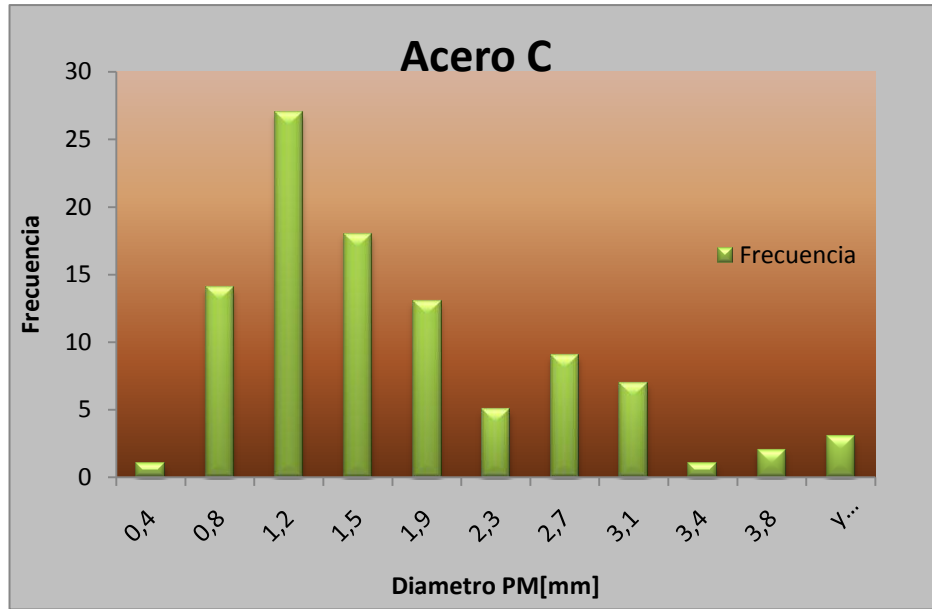


Figura 46.- Histograma de frecuencia de los diámetros de PM generadas en el tramo C

Capítulo V

5 Análisis de los resultados.

El acero API 5L grado X52 es el material de mayor uso en la fabricación de gasoductos, en este estudio se observó este hecho, debido que el 56% de los casos de análisis de fallas se tienen en este material, como fue observado en la gráfica de la figura 31.

Los casos de análisis de fallas mostraron que las PM se pueden englobar en cuatro casos estos son:

- Perdida de metal en forma de canal continuo (PMCC)
- Perdida de metal en forma de canal discontinuo (PMCD)
- Perdida de metal aislada o localizada (PMA)
- Perdida de metal en una distribución en forma de colonias (PMDC)

De estas cuatro formas la que tuvo una mayor incidencia en los casos de estudio fue la PMCD con un 40% de ellos.

En este contexto la PMCD, se relacionó directamente con el tipo de microestructura presente en el acero, se pensaría inicialmente que al tratarse una misma especificación de material (API 5L) la microestructura presente en los aceros fuese muy similar, sin embargo esto no es así, se distinguieron al menos tres tipos de microestructura estas son las siguientes:

- 1) Microestructura ferrita y perlita sin bandeamiento
- 2) Microestructura ferrita y perlita bandeada
- 3) Microestructura ferrítica dúplex

La microestructura de ferrita y perlita bandeada se relacionó directamente con la PMCD teniendo para esta microestructura 16 de 21 caso de esta PM lo que representó 76%, esto se observa en la gráfica de la figura 34 por lo que

se infiere que al tener aceros con una microestructura de este tipo abra mayor probabilidad de que se presente esta morfología de PM. De manera muy similar la microestructura ferrítica de grano dúplex se relaciono directamente con la PMDC teniendo 13 de 15 casos de esta morfología de PM que represento un 87%, también observado en la grafica de la figura 34; por lo que se infiere que al tener aceros con este tipo de microestructura abra mayor probabilidad de tener una morfología de PM de este tipo.

También se evaluó la relación o efecto del contenido de carbono y el % de perlita de los aceros con respecto de las cuatro PM distinguidas. El % de carbono se relaciona directamente con el contenido de perlita de un acero, a mayor contenido de carbono mayor contenido de la segunda fase perlita [cita], de los casos de falla se observo que los aceros con contenidos de carbono relativamente altos y que representan contenidos de perlita en el intervalo de 20 a 30 % presentaron una mayor tendencia a exhibir PMCD, como se observa en la grafica de la figura 35. De las otras morfologías de PM no mostraron tendencia a presentarse, en una especifica condición en cuanto al contenido de carbono y perlita.

La resistencia mecánica de los aceros se relaciona directamente con su contenido de carbono además del tamaño de grano presente, teniendo mayor resistencia mecánica en cuanto más fino es el grano[cita], se observo que en los casos de falla la morfología que presento una tendencia a presentarse cuando se tiene un tamaño de grano fino y una resistencia mecánica importante fue la PMDC, teniendo 11 de los 15 casos registrados lo que representa un 73%; de esta forma se infiere que aceros de grano fino tendrán una mayor probabilidad de presentar PMDC como se observa en la grafica de la figura 37.

La PMA represento la morfología de PM en la cual no se observo una tendencia por presentarse bajo las características mecánico metalúrgicas aquí estudiadas, es decir este daño se presento indistintamente en cualquiera de las microestructuras, porcentaje de fases, resistencia mecánica, por lo tanto no fue posible relacionarlo al menos con los datos obtenidos en el presente estudio, sin embargo las perdidas de metal aisladas se presentaron en tramos de tubo como el mostrado en la parte de resultados en el caso No 3 de análisis de fallas en el cual se observa la presencia de depósitos de productos de corrosión, como se indico en la sección de consideraciones teóricas, la ocurrencia de este tipo de PM puede estar relacionada con la formación de celdas de concentración bajo depósitos, por diferencia en concentración de oxígeno o bien especies químicas como los cloruros o sulfatos; el daño puede

darse en defectos del material como los ya mencionados, el carácter de la PM será del tipo localizado.

La PMCC mostro el menor de los casos de análisis de fallas teniendo un 8% de los casos como se observa en la grafica de la figura 33, de manera similar a lo observado con la PMA, esta morfología de PM no mostro una tendencia a presentarse bajo las condiciones mecánico metalúrgicas aquí estudiadas, la razón de lo anterior es que esta morfología de PM está relacionada con el proceso de corrosión erosión, en el análisis de fallas del caso No 1, presentado en la parte de resultados muestra un análisis de falla en el cual los procesos de disolución no son los únicos responsables de la disminución de pared del tramo de tubo y que más bien la PM está relacionada con la combinación de un fluido corrosivo o moderadamente corrosivo y el desgaste por erosión, por la presencia de partículas inmersas en el fluido de trabajo, por esta razón no fue posible relacionar la morfología de la PM, con las variables metalúrgicas debido a que los proceso de desgaste domina la velocidad en que el daño se da.

El montado físico fue realizado para reproducir un medio acuoso y que genere PM características del acero bajo carbono en este medio, se observaron óxidos de color rojizo intenso el cual era indicativo de que los procesos de disolución en el acero se presentaron, la morfología circular a elíptica que caracterizo la PM generadas son las típicas formadas por la disolución del acero en la práctica por lo tanto se infiere que el medio utilizado presenta suficiente agresividad para la generación del fenómeno y que bajo condiciones similares el daño puede ser bastante rápido. La distribución de la PM en los histogramas de frecuencia muestra un comportamiento similar para los aceros ensayados, mostrando una distribución muy cercana a una distribución normal, la diferencia que se observo en los histogramas fue una menor dimensión de los diámetros promedio de PM teniendo menor diámetro para las PM generadas en el acero A y un mayor diámetro para el Acero C, el acero B mostro un comportamiento intermedio por lo tanto el efecto del contenido de carbono y la microestructura influyen en el proceso de corrosión.

Comúnmente la observación de la microestructura de los tramos de tubo se realiza en la dirección del rolado y en la sección circunferencial, sin embargo la superficie interna del ducto es la que tiene el contacto con el medio, de

esta forma se observó esta dirección del material en las zonas que presentaron generación de PM por medio acuoso, como se observó en las imágenes de microscopía óptica y más a detalle en las imágenes por microscopía de barrido el microconstituyente perlita es el sitio de nucleación de la disolución, como se indicó en la parte de antecedentes la corrosión en materiales policristalinos se da por la presencia de defectos, como son: diferencia de orientación de cristales, inclusiones no metálicas y la presencia de segundas fases, por lo tanto y como fue observado aquí la perlita presenta un carácter anódico con respecto a la ferrita. Como se indicó arriba el tipo de microestructura se relaciona con el tipo de PM encontrada en los casos de falla, la microestructura de ferrita y perlita bandeada se relaciona con PMCD, la microestructura de ferrítica grano dúplex se relaciona con PMDC; tomando en consideración estas observaciones el fenómeno de corrosión en medio acuoso tiene una marcada relación con la microestructura de los aceros, la microestructura bandeada dará como resultado áreas anódicas extendidas en la dirección longitudinal de la tubería debido a que las bandas de perlita están orientadas en este sentido, de forma similar la microestructura ferrítica de grano dúplex posee poca perlita sin embargo esta se observa homogéneamente distribuida en todo el material por lo tanto si la perlita es el sitio de nucleación las PM tenderán a distribuirse de forma colonial y distribuidas de manera muy homogénea, este tipo de morfología de daño ha sido reportado en corrosión asistida por el ambiente MIC por sus siglas en inglés debido a que los microorganismos tienden a anclarse en las paredes del material en una distribución en forma de colonias, por lo tanto es probable tener esta forma de corrosión en materiales con este tipo de microestructuras.

CAPÍTULO VI

6 Conclusiones

- 1) El acero más utilizado para la fabricación de gasoductos en el acero API 5L grado X52.
- 2) Las PM observadas en los gasoductos se pueden distinguir en cuatro casos.
 - Perdida de metal en forma de canal continuo (PMCC)
 - Perdida de metal en forma de canal discontinuo (PMCD)
 - Perdida de metal aislada o localizada (PMA)
 - Perdida de metal en una distribución en forma de colonias (PMDC)
- 3) La PMCD observada en gasoductos, se relaciona con aceros que poseen una microestructura de ferrita y perlita bandeada en la mayoría de los casos.
- 4) La PMDC observada en gasoductos se relaciona con aceros con una microestructura ferrítica de granos dúplex además en aceros con grano fino ASTM 9 o mayores.
- 5) La PMA no mostro tendencia a presentarse bajo una microestructura en particular, por lo que la ocurrencia del daño es probable en cualquiera de los aceros de la especificación API 5L.
- 6) La morfología de las PM y los productos de corrosión generados en el medio acuso, fueron correspondientes con lo observado en la práctica, es decir en gasoductos fallados retirados de servicio.
- 7) La microestructura cercana a Las PM generadas en el modelo físico mostraron que la perlita posee un carácter anódico con respecto a la ferrita.

Bibliografía

- 1 Ciencia E ingeniería de los materiales, Donald R Askeland, editorial Thomsom
- 2 Introducción a las fallas mecánicas y de materiales, Jorge L González V.
- 3 Introducción a la metalurgia física, Sydney H Avner, editorial Mc Graw Hill
- 4 Metalurgia Mecánica Jorge L González V. colección de textos politécnicos, editorial noriega limusa
- 5 Welding Inspección, American Welding Society, AWS
- 6 Corrosión Ingeniering, Mars G Fontana, editorial Mc Graw Hill, tercera edición
- 7 Manual del agua su naturaleza, tratamiento y aplicaciones, Nalco Chemical Company, Frank N. Kemmer, editorial Mc Graw Hill.
- 9 ASM Metals Hand Book Vol. 13 Corrosion fundamentals
- 10 www.pemex.pep.mx
- 11 Source Book on wear control technology, David A rigney, American Society for Materials
- 12 Desgaste de metales, A.D Sarkar, primera edición editorial LIMUSA
- 13 Especificación API 5L -00
- 14 ASTM G5 Standard Reference Test Method forMaking Potentiostatic and Potentiodynamic Anodic Polarization Measurements
- 15 NACE 1D- 1

