

**“LA INFLUENCIA DEL CO₂ EN LA CORROSIÓN DE
OLEODUCTOS SECUNDARIOS DE PETROPRODUCCIÓN”**

LUIS ALBERTO MIRANDA BONILLA

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE MECÁNICA

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

RIOBAMBA – ECUADOR

2009

**“LA INFLUENCIA DEL CO₂ EN LA CORROSIÓN DE OLEODUCTOS
SECUNDARIOS DE PETROPRODUCCIÓN”**

POR:

LUIS ALBERTO MIRANDA BONILLA

Estudiante de la Facultad de Mecánica, Escuela de Ingeniería Mecánica de la Escuela
Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH)

TESIS

Entregada como parcial complementación de los requerimientos para la obtención del
título de Ingeniero Mecánico en la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo

Riobamba-Ecuador

2009

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

CONSEJO DIRECTIVO

Enero 21 del 2009

Fecha

Yo recomiendo que la tesis preparada por:

LUIS ALBERTO MIRANDA BONILLA

Nombre del Estudiante

Titulada:

“LA INFLUENCIA DEL CO₂ EN LA CORROSIÓN DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS DE PETROPRODUCCIÓN”

Sea aceptada como parcial complementación de los requerimientos para el grado de:

INGENIERO MECÁNICO

f) Decano de la Facultad de Mecánica

Yo coincido con esta recomendación:

f) Director de tesis

Los miembros del Comité de Examinación coincidimos con esta recomendación:

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: LUIS ALBERTO MIRANDA BONILLA

TÍTULO DE LA TESIS: “LA INFLUENCIA DEL CO₂ EN LA CORROSIÓN DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS DE PETROPRODUCCIÓN”

Fecha de Examinación: Enero 21 del 2009.

RESULTADO DE LA EXAMINACIÓN:

| COMITÉ DE EXAMINACIÓN | APRUEBA | NO APRUEBA | FIRMA |
|--------------------------|---------|------------|-------|
| ING. GEOVANNY NOVILLO A. | | | |
| ING. MARIO PÁSTOR R. | | | |
| ING. RAÚL CABRERA F. | | | |

* Más que un voto de no aprobación es razón suficiente para la falla total.

RECOMENDACIONES: _____

El Presidente del Tribunal quien certifica al Consejo Directivo que las condiciones de la defensa se han cumplido.

f) Presidente del Tribunal

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por el maravilloso don de la vida.

A mi madre Sra. Rosa Bonilla, quien creyó en mí y me brindó su apoyo en el transcurrir de mi vida estudiantil; A todos mis profesores y en particular al Ing. Mario Pastor como Director y al Ing. Raúl Cabrera como Asesor, quienes contribuyeron en la ejecución del presente proyecto de tesis; a todos los que constituyen el Dpto. de Inspección Técnica en especial al Sr. Franklin Villagomez y al Ing. Miguel Vaca por la ayuda brindada y su activa participación, de igual manera al Dpto. de Proyectos Especiales, Dpto. de PMD y al Dpto. de Corrosión que pusieron su granito de arena para sacar adelante este trabajo

A todos un millón de gracias.

L.A.M.B

DEDICATORIA

A Dios, a mi querida madre Rosa Bonilla pilar importante en todo momento de mi vida, a mis abuelos María y Segundo por toda su sabiduría, a mis hermanos Verónica, Daniel y Santiago, a toda mi familia, a Mónica por su amor y apoyo incondicional, a todos mis amigos quienes creyeron en mí y a todos aquellos que hicieron posible este trabajo

L.A.M.B

RESUMEN

Se ha llevado a cabo una investigación acerca de La Influencia del CO_2 en la Corrosión de Oleoductos Secundarios de PETROPRODUCCION, los cuales están constituidos por tubería API 5L de procedencia Argentina y China, cuya finalidad es conocer el nivel de afectación que ocasiona este problema y orientar esfuerzos en la búsqueda de soluciones que garanticen instalaciones más seguras.

Se llevó a cabo acciones de monitoreo continuo de la tasa de corrosión, para lo cual se elaboraron cupones de corrosión en base a la norma ASTM D2688; por medio de los cuales se realiza un estudio metalográfico de la evolución de cada una de las tuberías ante el fenómeno de corrosión por CO_2 . Se construye para este tipo de ensayos tres mini reactores en los cuales se monta todo el equipo.

Con los resultados obtenidos de la tasa de corrosión, se determina que la corrosión por CO_2 presenta distintas reacciones de acuerdo al incremento de temperatura, observando una relación inversa del tiempo con la misma.

Se presentó un ataque de corrosión localizada en forma de pitting, cuya incidencia en la tubería China se presenta en formas elípticas y profundidades pronunciadas, mientras que en la tubería Argentina presenta un ataque uniforme de los bordes de los cupones, sin entradas pronunciadas. Estos fenómenos pudieron darse por la formación de capas incrustantes que inicialmente actúan como inhibidores para luego presentar orificios que proyectan la corrosión, por lo cual sería importante estudiar la acción de estas capas durante el proceso de corrosión.

SUMMARY

A research work about the Influence of CO₂ on the Corrosion in Secondary Oil Pipelines of PETROPRODUCCION has been carried out. These oil pipelines have API 5L piping from Argentina and China. The objective of this work is to find out the problem level and to guide struggling towards the best solution in order to have more secure installations.

Continuous monitoring was done to corrosion rate. Some corrosion coupons based on the norm ASTM D2688 were elaborated. These were used to do a metallographic study of the evolution of each piping sets against the CO₂ corrosion phenomenon. For this type of trials, three mini reactors are constructed along with the whole equipment.

The results obtained in the corrosion rate determined that CO₂ corrosion has different reactions according to temperature. The fact it has an inverses time relationship on itself was observed.

A corrosion attack presented a pitting shape. The incidence on Chinese Piping presented elliptic shapes and deep pits; however, the Argentinean piping presented an even attack on coupon borders without deep pits. These phenomena could be done for the formation of different layers which, initially, were blockers, but later became corrosion gaps. For this reason it is important to study these layers during the process of corrosion.

TABLA DE CONTENIDOS

| <u>CAPÍTULO</u> | <u>PÁGINA</u> |
|--|---------------|
| 1. GENERALIDADES | 1 |
| 1.1 Antecedentes..... | 1 |
| 1.2 Justificación | 2 |
| 1.3 Objetivos..... | 3 |
| 1.3.1 Objetivo general | 3 |
| 1.3.2 Objetivos específicos..... | 3 |
| 2. MARCO TEÓRICO | 4 |
| 2.1 Fundamentos básicos sobre corrosión | 4 |
| 2.1.1. Introducción..... | 4 |
| 2.1.2. Importancia de la corrosión | 4 |
| 2.1.3. Ingeniería de la corrosión | 5 |
| 2.1.4. Electroquímica de la corrosión | 6 |
| 2.1.5. Factores que influyen en la corrosión..... | 7 |
| 2.1.5.1. Medio de ataque | 8 |
| 2.1.5.2. Tipo de metal..... | 8 |
| 2.1.5.3. Condiciones de trabajo | 8 |
| 2.1.5.4. Efectos del tiempo | 9 |
| 2.2 La naturaleza de los metales | 9 |
| 2.3 La composición del metal..... | 10 |
| 2.3.1 Especificaciones mecánicas..... | 10 |
| 2.4 Agua | 11 |
| 2.4.1. Composición del agua. | 11 |
| 2.4.2. pH del agua..... | 11 |
| 2.4.3. Temperatura del agua | 11 |
| 2.4.4. Presión del sistema | 12 |
| 2.4.5. Características del agua de formación | 12 |
| 2.5 Corrosión en tuberías de reinyección de agua..... | 13 |
| 2.5.1. Corrosión por CO ₂ | 15 |
| 2.5.1.1. Características de la corrosión por CO ₂ | 16 |
| 2.5.1.1.1. Formas de corrosión | 16 |

| | | |
|------------|---|-----------|
| | 2.5.1.1.2. Productos de la corrosión | 16 |
| | 2.5.1.1.3. Reacciones de corrosión | 17 |
| | 2.5.1.1.4. Formas únicas de corrosión | 17 |
| 2.6 | Formas generales de corrosión | 21 |
| 2.6.1. | Corrosión uniforme o generalizada | 21 |
| 2.6.1.1. | Velocidades de corrosión | 21 |
| 2.6.2. | Corrosión localizada | 22 |
| 2.6.2.1. | Macroscópica..... | 22 |
| 2.6.2.1.1. | Galvánica..... | 23 |
| 2.6.2.1.2. | Erosión..... | 23 |
| 2.6.2.1.3. | Ranura..... | 23 |
| 2.6.2.1.4. | Pitting | 24 |
| 2.6.2.1.5. | Exfoliación | 25 |
| 2.6.2.1.6. | Ataque selectivo | 26 |
| 2.6.2.2. | Corrosión microscópica..... | 26 |
| 2.6.2.2.1. | Ataque intergranular | 26 |
| 2.6.2.2.2. | Corrosión por hidrógeno..... | 27 |
| 2.6.2.2.3. | Corrosión por esfuerzo | 28 |
| 2.6.2.2.4. | Corrosión por fatiga..... | 28 |
| 2.6.2.2.5. | Corrosión microbiológica..... | 29 |
| 3. | DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE MINI REACTORES..... | 30 |
| 3.1. | Diseño de mini reactor..... | 30 |
| 3.1.1 | Diseño estático del cuerpo..... | 30 |
| 3.1.1.1. | Diseño estático por norma | 31 |
| 3.1.2. | Diseño de porta cupones | 34 |
| 3.1.2.1. | Diseño a fatiga del porta cupones..... | 34 |
| 3.2. | Construcción del mini reactor..... | 39 |
| 3.2.1. | Cursograma de construcción | 39 |
| 3.2.2. | Montaje..... | 42 |
| 3.3 | Diseño de cupones de corrosión | 43 |
| 3.3.1. | Condición superficial de los cupones | 44 |
| 3.3.2. | Montaje del cupon | 45 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| 4. | MONITOREO DE LA CORROSIÓN | 47 |
| 4.1 | Cupones de corrosión | 47 |
| 4.1.1. | Requerimientos generales para pruebas de cupones..... | 47 |
| 4.1.2. | Ventajas | 48 |
| 4.1.3. | Composición química de los cupones | 49 |
| 4.1.4. | Análisis metalográfico de los cupones | 50 |
| 4.1.4.1. | Análisis de inclusiones | 50 |
| 4.1.4.2. | Tamaño de grano | 54 |
| 4.1.4.3. | Determinación de dureza Brinell..... | 56 |
| 4.1.4.4. | Microestructuras después del recocido..... | 57 |
| 4.1.4.5. | Determinación de dureza Brinell posterior al recocido..... | 60 |
| 4.1.4.6. | Cálculo de carbono equivalente..... | 61 |
| 4.1.5. | Tiempo de pruebas..... | 62 |
| 4.1.6. | Limpieza de cupones. | 62 |
| 4.1.6.1. | Procedimiento de limpieza | 63 |
| 4.1.7. | Evaluación de los cupones después de la exposición | 63 |
| 4.1.7.1. | Tasa de corrosión de cupones | 63 |
| 4.1.7.2. | Evaluación de tasa de pitting | 64 |
| 4.1.7.3. | Interpretación de resultados..... | 64 |
| 5. | ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 65 |
| 5.1 | Aspecto metalográfico | 65 |
| 5.2 | Determinación de la tasa de corrosión de cupones..... | 67 |
| 5.3 | Evaluación de pitting en cupones | 72 |
| 5.3.1 | Caracterización metalográfica de pitting..... | 91 |
| 5.3.1.1. | Cálculo de la tasa de pitting..... | 93 |
| 5.3.1.2. | Evaluación de corrosión intergranular..... | 97 |
| 5.4 | Análisis de la relación, tasa de corrosión, temperatura, presión..... | 99 |
| 5.4.1. | Tasa de corrosión en función del tiempo..... | 104 |
| 5.4.2. | Relación profundidad de corrosión y pitting | 107 |
| 6. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 111 |
| 6.1 | Conclusiones..... | 111 |
| 6.2 | Recomendaciones | 113 |

| | |
|---|-----|
| BIBLIOGRAFÍA | 114 |
| LINKOGRAFÍA | 115 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 116 |
| ANEXOS | 118 |
| PLANOS | 119 |

LISTA DE TABLAS

| <u>TABLA</u> | | <u>PÁGINA</u> |
|--------------|---|---------------|
| I | Análisis físico, químico de agua de formación | 13 |
| II | Preselección y distribución de pernos | 36 |
| III | Operaciones tecnológicas de construcción | 40 |
| IV | Operaciones tecnológicas de montaje | 42 |
| V | Composición química de tuberías | 50 |
| VI | Inclusiones | 53 |
| VII | Soluciones para decapado | 62 |

LISTA DE FIGURAS

| <u>Nº FIGURA</u> | <u>PÁGINA</u> |
|---|---------------|
| 2.1 Celda electroquímica | 7 |
| 2.2 Estructura microscópica de un acero..... | 7 |
| 2.3 Valores de resistencia mínima de fluencia | 10 |
| 2.4 Corrosión uniforme en tuberías | 17 |
| 2.5 Corrosión uniforme con numerosos agujeros en tuberías | 17 |
| 2.6 Tubería con ataque en forma de huella de gusano..... | 18 |
| 2.7 Acercamiento de tubería con ataque en forma de huella de gusano..... | 18 |
| 2.8 Corrosión de anillo de gusano. | 18 |
| 2.9 Sospecha de corrosión de anillo de gusano | 18 |
| 2.10 HAZ como se tipifica a la corrosión profunda a lo largo del cordón de suelda | 19 |
| 2.11 Fotografía microscópica de ataque HAZ..... | 19 |
| 2.12 Ataque mesa en tuberías | 20 |
| 2.13 Ataque mesa- nódulos profundos | 20 |
| 2.14 Ataque de gotas de lluvia..... | 20 |
| 2.15 Agujeros profundos con apéndices..... | 20 |
| 2.16 Velocidad de Corrosión vs. Tiempo | 22 |
| 2.17 Corrosión por erosión. Tee de acero al carbón | 23 |
| 2.18 Corrosión por ranura..... | 24 |
| 2.19 Corrosión por ranura..... | 24 |
| 2.20 Corrosión por pitting causada por CO ₂ | 25 |
| 2.21 Corrosión intergranular microestructura de tubería | 26 |
| 2.22 Corrosión intergranular acero inoxidable | 26 |
| 2.23 Corrosión por hidrógeno..... | 27 |
| 2.24 Corrosión por esfuerzo en tubería de perforación. | 28 |
| 2.25 Corrosión por fatiga en varillas de succión | 29 |
| 2.26 Características del ataque por bacterias | 29 |
| 2.27 Efecto terraza, ataque por bacterias | 29 |
| 3.1 Distribución de presiones en la tubería..... | 31 |
| 3.2 Cabeza circular plana disposición D | 33 |
| 3.3 Prsión interna en el porta cupones | 34 |
| 3.4 Fluctuación de fuerza de presión..... | 35 |

| | | |
|------|---|----|
| 3.5 | Diagrama de operación tecnológica A..... | 41 |
| 3.6 | Diagrama de operación tecnológica B..... | 41 |
| 3.7 | Diagrama de operación tecnológica C..... | 41 |
| 3.8 | Operaciones tecnológicas para resultado final | 42 |
| 3.9 | Banco de ensayo pintado sin anticorrosivo | 42 |
| 3.10 | Banco de ensayo pintado con anticorrosivo negro A200 | 43 |
| 3.11 | Sistema de inyección de CO ₂ | 43 |
| 3.12 | Cupon de corrosión..... | 44 |
| 3.13 | Cupones de corrosión | 45 |
| 3.14 | Montaje de cupones de corrosión. | 45 |
| 3.15 | Mini reactores listos para su funcionamiento. | 46 |
| 4.1 | Composición química de tubería API 5L | 49 |
| 4.2 | Fotografías de inclusiones en sección longitudinal de tubería Argentina. | 51 |
| 4.3 | Fotografías de inclusiones en sección longitudinal de tubería China..... | 52 |
| 4.4 | Sección longitudinal de tubería API 5L Argentina | 54 |
| 4.5 | Sección longitudinal de tubería API 5L China..... | 55 |
| 4.6 | Tubería API 5L Argentina después del recocido..... | 57 |
| 4.7 | Tubería API 5L China después del recocido atacada..... | 59 |
| 4.8 | Categorización de la tasa de corrosión de aceros al carbono. | 65 |
| 5.1 | Diferencial de peso. Cupones Tubería Argentina. P =100psi, T= 40°C | 69 |
| 5.2 | Diferencial de peso. Cupones Tubería Argentina. P =100psi, T= 60°C | 69 |
| 5.3 | Diferencial de peso. Cupones Tubería Argentina. P =100psi, T= 75°C | 70 |
| 5.4 | Diferencial de peso. Cupones Tubería China. P =100psi, T= 40°C..... | 70 |
| 5.5 | Diferencial de peso. Cupones Tubería China. P =100psi, T= 60°C..... | 71 |
| 5.6 | Diferencial de peso. Cupones Tubería China. P =100psi, T= 75°C..... | 71 |
| 5.7 | Pitting, cupon A1. CR (5,7209mpy). 1200ppp..... | 73 |
| 5.8 | Pitting, cupon A11. CR (4,9806mpy). 1200ppp..... | 73 |
| 5.9 | Pitting, cupon A14. CR. (4,429mpy).1200ppp..... | 74 |
| 5.10 | Pitting, cupon C3. CR (5,1694mpy).1200ppp | 74 |
| 5.11 | Pitting, cupon C15. CR. (6,0636mpy) 1200ppp..... | 75 |
| 5.12 | Pitting, cupon C17. CR (4,9916mpy) 1200ppp..... | 75 |
| 5.13 | Pitting, cupon A4. CR (2,4738mpy) 1200ppp..... | 76 |
| 5.14 | Pitting, cupon A8.CR (2,0111mpy) 1200ppp..... | 76 |
| 5.15 | Pitting, cupon A16. CR (2,1632mpy) 1200ppp..... | 77 |

| | | |
|------|--|----|
| 5.16 | Pitting, cupon C6. CR (1,564mpy) 1200ppp..... | 77 |
| 5.17 | Pitting, cupon C10. CR (1,6794mpy) 1200ppp..... | 78 |
| 5.18 | Pitting, cupon C13. CR (2,0908mpy) 1200ppp..... | 78 |
| 5.19 | Pitting, cupon A5. CR (2,4597mpy) 1200ppp..... | 79 |
| 5.20 | Pitting, cupon A7. CR (1,6901mpy) 1200ppp..... | 79 |
| 5.21 | Pitting, cupon A13. CR (1,6919mpy) 1200ppp..... | 80 |
| 5.22 | Pitting, cupon C4. CR (1,863mpy) 1200ppp..... | 80 |
| 5.23 | Pitting, cupon C8. CR (1,5966mpy) .1200ppp..... | 81 |
| 5.24 | Pitting, cupon C18. CR (1,7066mpy) 1200ppp..... | 81 |
| 5.25 | Pitting, cupon A3. CR (1,788mpy) 1200ppp..... | 82 |
| 5.26 | Pitting, cupon A9. CR (1,3166mpy).1200ppp..... | 82 |
| 5.27 | Pitting, cupon A17. CR (1,5113mpy) 1200ppp..... | 83 |
| 5.28 | Pitting, cupon C1. CR (1,1755mpy) 1200ppp..... | 83 |
| 5.29 | Pitting, cupon C11. CR (2,3089mpy).1200ppp..... | 84 |
| 5.30 | Pitting, cupon C12. CR (1,6991mpy) 1200ppp..... | 84 |
| 5.31 | Pitting, cupon A6. CR (1,2259mpy) 1200ppp..... | 85 |
| 5.32 | Pitting, cupon A10. CR (1,1683mpy).1200ppp..... | 85 |
| 5.33 | Pitting, cupon A15. CR (1,3923mpy) 1200ppp..... | 86 |
| 5.34 | Pitting, cupon C2. CR (1,084mpy).1200ppp..... | 86 |
| 5.35 | Pitting, cupon C7. CR (1,6433mpy) 1200ppp..... | 87 |
| 5.36 | Pitting, cupon C9. CR (2,1256mpy) 1200ppp..... | 87 |
| 5.37 | Pitting, cupon A2. CR (6,0187mpy) 1200ppp..... | 88 |
| 5.38 | Pitting, cupon A12. CR (0,6954mpy) 1200ppp..... | 88 |
| 5.39 | Pitting, cupon A18. CR (1,1336mpy). 1200ppp..... | 89 |
| 5.40 | Pitting, cupon C5. CR (1,5502mpy). 1200ppp..... | 89 |
| 5.41 | Pitting, cupon C14. CR (0,8838mpy). 1200ppp..... | 90 |
| 5.42 | Pitting, cupon C16. CR (1,0292mpy). 1200ppp..... | 90 |
| 5.43 | Secciones transversales de cupon C18 | 91 |
| 5.44 | Secciones transversales de cupon A9, C1 | 92 |
| 5.45 | Secciones transversales de cupon C9. | 92 |
| 5.46 | Seccione transversal de cupon C9. | 93 |
| 5.47 | Profundidad de pitting. Tubería Argentina. P =100psi, T= 40° C | 95 |
| 5.48 | Profundidad de pitting. Tubería Argentina. P =100psi, T= 60° C | 95 |
| 5.49 | Profundidad de pitting. Tubería Argentina. P =100psi, T= 75° C | 96 |

| | | |
|------|--|-----|
| 5.50 | Profundidad de pitting. Tubería China. P =100psi, T= 40°C..... | 96 |
| 5.51 | Profundidad de pitting. Tubería China. P =100psi, T= 60°C..... | 96 |
| 5.52 | Profundidad de pitting. Tubería China. P =100psi, T= 75°C..... | 97 |
| 5.53 | Microfotografías de cupon C9..... | 98 |
| 5.54 | Microfotografías de cupon C1y C11..... | 98 |
| 5.55 | Tasa de corrosión. Mes 1. Tubería China. P =100psi..... | 99 |
| 5.56 | Tasa de corrosión. Mes2. Tubería China. P =100psi..... | 99 |
| 5.57 | Tasa de corrosión. Mes 3.Tubería China. P =100psi..... | 100 |
| 5.58 | Tasa de corrosión. Mes 4.Tubería China. P =100psi..... | 100 |
| 5.59 | Tasa de corrosión. Mes 5.Tubería China. P =100psi..... | 100 |
| 5.60 | Tasa de corrosión. Mes 6.Tubería China. P =100psi..... | 101 |
| 5.61 | Tasa de corrosión. Mes 1.Tubería Argentina. P =100psi..... | 101 |
| 5.62 | Tasa de corrosión. Mes 2.Tubería Argentina. P =100psi..... | 101 |
| 5.63 | Tasa de corrosión. Mes 3.Tubería Argentina. P =100psi..... | 102 |
| 5.64 | Tasa de corrosión. Mes 4.Tubería Argentina. P =100psi..... | 102 |
| 5.65 | Tasa de corrosión. Mes 5.Tubería Argentina. P =100psi..... | 102 |
| 5.66 | Tasa de corrosión. Mes 6.Tubería Argentina. P =100psi..... | 103 |
| 5.67 | Tasa de corrosión acumulada. Tubería Argentina..... | 104 |
| 5.68 | Tasa de corrosión acumulada. Tubería Argentina..... | 104 |
| 5.69 | Tasa de corrosión acumulada. Tubería Argentina..... | 105 |
| 5.70 | Tasa de corrosión acumulada. Tubería China..... | 105 |
| 5.71 | Tasa de corrosión acumulada. Tubería China..... | 105 |
| 5.72 | Tasa de corrosión acumulada. Tubería China..... | 106 |
| 5.73 | Relación pitting - corrosión. Tubería Argentina. T = 40°C..... | 107 |
| 5.74 | Relación pitting - corrosión. Tubería Argentina. T = 60°C..... | 107 |
| 5.75 | Relación pitting - corrosión. Tubería Argentina. T = 75°C..... | 108 |
| 5.76 | Relación pitting - corrosión. Tubería China. T = 40°C..... | 108 |
| 5.77 | Relación pitting - corrosión. Tubería China. T = 60°C..... | 109 |
| 5.78 | Relación pitting - corrosión. Tubería China. T = 75°C..... | 109 |

LISTA DE ABREVIACIONES

| | |
|-------------|---|
| API | American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo). |
| ASTM | American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales). |
| NACE | National Association of Corrosion Engineers (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión). |
| DIN | Deutsche Industrie Norm (Norma Industrial Alemana). |
| PH | Potencial Hidrógeno. |
| HAZ | Heat affected Zone (Zona afectada por calor). |
| CR | Corrosion Rate (Tasa de corrosión). |
| CE | Carbono equivalente. |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Definición | Unidades |
|----------------|---------------------------------|----------------------|
| Pi | Presión interna | Lbs/plg ² |
| Sy | Límite de fluencia | Lbs/plg ² |
| Sut | Resistencia última a la tensión | Lbs/plg ² |
| D | Diámetro exterior | plg |
| t | Espesor | plg |
| d | Diámetro interior | plg |
| A | Área | plg ² |
| F | Fuerza | Kg |
| n | Factor de seguridad | |
| At | Área de tracción | cm ² |
| Sp | Resistencia de prueba | kg/cm ² |
| km | Rigidez del material | kg/cm |
| C | Rigidez de la junta | |
| Fi | Precarga | kg |
| Fm | Carga de apriete | kg |
| Ag | Área de empaquetadura | cm ² |
| Po | Presión mínima de sellado | kg/cm ² |
| P | Presión de separación | kg/cm ² |
| m | Factor de empaque | |
| CR | Tasa de corrosión | mpy |
| W | Pérdida de peso | g |
| T | Tiempo de exposición | días |

LISTA DE ANEXOS

ANEXO

- A Norma ASME, formulas en función de las dimensiones internas.
- B Norma ASME, formulas en función de la presión interna o externa.
- C Norma DIN, bridas.
- D Norma ASTM D-2688, dimensiones de cupon.
- E Norma ASTM E-10.
- F Norma API 5L.
- G Norma NACE RPO775-2005
- H Norma ASTM G46

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

Según estudios realizados, en oleoductos secundarios ocurre, fenómenos de corrosión muy complejos [1], las formas de corrosión que más afectan al acero son: por CO₂ 28%, por H₂S 18%, en soldadura 18%, pitting 12%, erosión 9%, galvánica 6%, ranura 3%, impacto 3%, bajo esfuerzo 3%.

El material del oleoducto debe tener buena resistencia a la temperatura, presión, también a la abrasión y al impacto que en una medida u otra afectan a las tuberías y equipos. El CO₂ y el H₂S son especies químicas que en distintas concentraciones están en equilibrio con las fases del petróleo, agua y gas.

La acción combinada del H₂S y CO₂ puede ocasionar una mayor corrosión en las tuberías de acero. Sin embargo, el pH y la temperatura pueden ser factores que influyen para reducir la corrosión al formar una capa protectora sobre la superficie de las tuberías de los oleoductos [2].

La corrosión ocasiona muchos problemas en las tuberías de oleoductos, siendo uno de ellos la reducción de su espesor original causando pérdidas de presión y en el peor de los casos derrames de crudo [3].

En la Facultad de Mecánica se han realizado algunos trabajos de Tesis sobre Corrosión [4-5-6]. Sin embargo, no hay estudios específicos sobre la influencia del CO₂ bajo diversas condiciones de presión y temperatura. Este estudio contribuirá a mejorar el conocimiento actual de este problema.

1.2 JUSTIFICACIÓN

“La corrosión por CO₂, controlada por presión y temperatura es una de las causas del deterioro de los ductos. Por ello, es importante estudiar el nivel de afectación que ocasiona este problema y orientar esfuerzos en la búsqueda de soluciones que garanticen instalaciones más seguras”. Se llevara acabo acciones de monitoreo continuo a este tipo de infraestructura para lograr determinar los parámetros que permitan reducir el efecto corrosivo y conocer que materiales tienen mejor desempeño bajo similares condiciones de operación.

Esta forma de corrosión causa muchas perdidas económicas [2], razón por la cual esta investigación constituirá un interesante aporte en beneficio de nuestro país. La corrosión por CO₂ será determinante para futuras adquisiciones de tubería, conocer en que condiciones se encuentra afectado el oleoducto y que medidas se puede tomar en contra de esta amenaza.

Mediante la ejecución de éste trabajo se creará un vínculo ESPOCH - PETROPRODUCCION de cooperación y de beneficios, en la que los participantes de este proyecto tendrán una experiencia interesante al trabajar con la empresa petrolera.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 GENERAL

- Estudiar la corrosión por CO₂ y su influencia en tuberías de procedencia Argentina y China en PETROPRODUCCION.

1.3.2 ESPECÍFICOS

- Investigar la incidencia de la temperatura en la corrosión por CO₂.
- Diseñar y construir mini reactores para la evaluación de la corrosión por CO₂ a diferentes temperaturas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Fundamentos básicos sobre corrosión

2.1.1 Introducción.

En sentido amplio, la corrosión puede definirse como “la destrucción de un material por interacción química, electro-química o metalúrgica entre el medio y el material” [7]. La NACE International la define como “el deterioro de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades debido a una reacción con su medio ambiente” [8].

Generalmente es lenta, pero de carácter persistente. En algunos ejemplos, los productos de la corrosión existen como una película delgada adherente que sólo mancha o empaña el metal y puede actuar como un retardador para detener la acción corrosiva. En otros casos, los productos de la corrosión son de carácter voluminoso y poroso, sin ofrecer ninguna protección.

2.1.2 Importancia de la corrosión.

La importancia de la corrosión reside en su alto perjuicio económico. Se ha comprobado mediante estudios realizados en numerosos países, que los perjuicios

económicos causados por la corrosión equivalen del 1.5 al 3.5 % del producto bruto nacional (PBN) [9]. El costo anual de la corrosión y de la protección contra la corrosión en los Estados Unidos de América es estimado en los ocho billones de dólares [9].

La importancia práctica de la corrosión no sólo reside en la pérdida de una cantidad considerable de metales. Es frecuente que con pérdidas relativamente pequeñas de metal se produzcan daños cuantiosos como: Contaminaciones, pérdidas de vidas humanas, suspensiones de producción, etc. Es decir que la cantidad de material afectado no guarda relación con los daños que puede producir la corrosión.

2.1.3 Ingeniería de la corrosión.

Es la aplicación de la ciencia y el arte para prevenir o controlar en forma económica y segura los daños causados por la corrosión [10].

Con la finalidad de realizar adecuadamente su función la Ingeniería de corrosión requiere de la colaboración de otras ciencias: Química, Física, Termodinámica, Metalurgia, etc.

El costo del trabajo aplicado en ingeniería de corrosión casi siempre se recupera varias veces como resultado de un mejor control o de la prevención de la corrosión y de un mantenimiento correctivo reducido.

A través de trabajos sobre ingeniería de corrosión también pueden obtenerse mejoras en la calidad del producto y en las condiciones de operación con respecto a los riesgos de seguridad.

2.1.4 Electroquímica de la corrosión.

Debido a que la corrosión metálica es casi siempre un proceso electroquímico, es de vital importancia comprender la naturaleza básica de las reacciones químicas.

Una reacción electroquímica se define como una reacción química en la cual existe una transferencia de electrones en donde, los electrones son liberados por una reacción anódica (oxidación) y simultáneamente son absorbidos por una reacción catódica (reducción) [11].



Donde “n” es el número de valencia del metal.



Durante el proceso de corrosión, hay un flujo de electricidad desde ciertas áreas de la superficie del metal a otras áreas, a través de una solución (un electrolito) capaz de conducir electricidad.

Los electrolitos conducen la electricidad debido a la presencia de iones los cuales son átomos o grupos de átomos cargados positiva o negativamente en una solución.

El término ánodo describe la superficie del metal desde la cual la corriente deja el metal para entrar a la solución y ésta es el área donde la corrosión o disolución del metal se lleva a cabo.

El cátodo es la superficie del metal donde la corriente deja la solución y regresa al metal, no hay disolución del metal en el cátodo.

El circuito se completa a través del metal mismo o afuera de la solución mediante un conductor que une dos piezas del metal. Los componentes básicos de esta corrosión se muestran en las figuras siguientes.

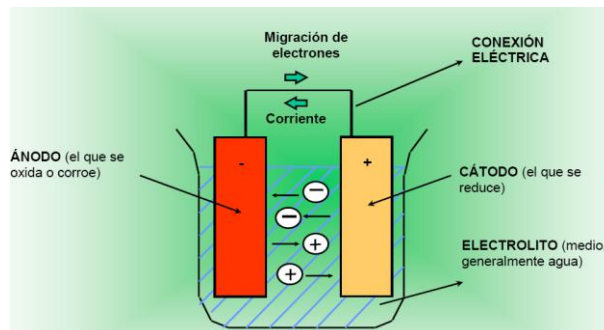


Fig.2.1 Celda electroquímica. ¹

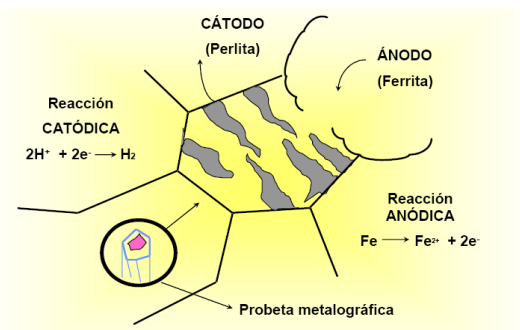


Fig.2.2 Estructura microscópica de un acero. ²

2.1.5 Factores que influyen en la corrosión.

Los principales factores que tienen influencia directa sobre la corrosión son varios.

^{1,2} Curso práctico de corrosión metálica. Fundamentos de corrosión ESPOCH. Riobamba. Enero 2008 Pág. 2, 3.

A continuación señalamos los principales [12]:

2.1.5.1 Medio de ataque.

- Concentración de reactantes.
- Impurezas.
- Contenido de oxígeno.
- pH.
- Temperatura.
- Presión – movimiento – velocidad de flujo.
- Partículas sólidas.

2.1.5.2 Tipo de metal.

- Composición del metal o aleación.
- Proceso de producción.
- Impurezas.
- Tratamiento térmico.
- Estructura física y química.
- Proceso de endurecimiento.

2.1.5.3 Condiciones de trabajo.

- Condiciones de la superficie.
- Protección.

- Propiedades mecánicas.
- Corriente de dispersión.
- Forma de la pieza.
- Tratamiento.
- Uso de inhibidores.
- Soldadura, soldadura con latón, contacto de metales disímiles unidos con abrazaderas.
- Efectos biológicos.

2.1.5.4 Efectos del tiempo.

- Añejamiento.
- Tratamiento.
- Estrés mecánico – fatiga.
- Cambios de temperatura.

2.2 La naturaleza de los metales [13].

Los metales comerciales no son homogéneos, pues contienen inclusiones, precipitados y tal vez diferentes fases. Cuando éste se sumerge en un electrolito, se evidencia diferencias de potencial entre las fases y consecuentemente la formación de celdas de corrosión en la superficie metálica.

2.3 La composición del metal.

Metales diferentes tienen diferente tendencia a corroerse, el acero es el metal predominante usado en las plantas de inyección y en especial en la tubería de reinyección que en este caso corresponde a tubería API 5L que es una tubería al bajo carbono, por lo cual el estudio está dirigido a la influencia del CO₂ en la corrosión de este tipo de tuberías.

2.3.1 Especificaciones mecánicas.

A continuación se da las especificaciones mecánicas de la tubería, tomada de la Norma API 5L.

| API SPECIFICATION 5L | | | | | |
|---|----------------------------|-------|--|-------|---|
| Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1 | | | | | |
| (1) | (2) | | (3) | | (4) |
| Grade | Yield Strength, Minimum | | Ultimate Tensile Strength, Minimum | | 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 |

Fig.2.3 Valores de resistencia mínima de fluencia.³

³ NORMA API 5L. Specification for Line Pipe Forty- Second Edition. Enero 2000, Pág.38.

2.4 Agua [14].

Los efectos corrosivos del agua dependen de la cantidad y tipo de sales y sólidos que se encuentren disueltos en ella.

2.4.1 Composición del agua.

La corrosión del agua aumenta conforme la conductividad aumenta. El agua destilada es poco conductiva y por lo tanto poco corrosiva, en cambio el agua salada es completamente conductiva y por tanto es corrosiva.

2.4.2 pH del agua.

La corrosividad del agua usualmente se incrementa conforme el pH disminuye, a mayores valores de pH se pueden formar películas protectoras en la superficie metálica y prevenir o disminuir el proceso corrosivo.

2.4.3 Temperatura del agua.

A mayor temperatura en el agua, se tendrá mayor corrosividad debido a que se aceleran todas las reacciones involucradas. En un sistema abierto a la atmósfera, la corrosividad puede primeramente aumentar al subir la temperatura y entonces con un nuevo incremento de temperatura la corrosividad puede disminuir debido a que los gases disueltos salen de la solución.

Si el sistema es cerrado, la corrosividad continuará subiendo con la temperatura debido a que los gases no evacúan la solución; esto sucede a lo largo de las líneas que van desde los tanques hasta el pozo reinector.

Cuando el agua contiene bicarbonatos, el incremento de la temperatura puede promover la formación de películas protectoras. Sin embargo, aquello puede orientar a la descomposición de los bicarbonatos y la producción adicional de CO_2 .

2.4.4 Presión del sistema.

La presión también tiene efecto sobre las reacciones químicas, en el caso del agua, lo más importante es el efecto en la solubilidad de los gases disueltos. Al aumentar la presión, mayor cantidad de gas se disuelve y por tanto la corrosividad se incrementa.

2.4.5 Características del agua de formación.

El agua de formación producida tiene tendencia corrosiva, la salinidad varía desde 8.000ppm Cl^- hasta 25.000ppm Cl^- ; la concentración de sal en las aguas de formación, determina en mayor o menor grado el índice de corrosión en instalaciones, tuberías y tanques. De igual manera el pH del agua va de 6,68 a 6.01.

A continuación se muestra en la tabla I, el análisis físico químico del agua de formación tomada del pozo reinector Lago Agrio 16 realizado en el laboratorio del departamento de corrosión.

| INGENIERÍA DE PETRÓLEOS | |  |
|---|-----------------------------------|---|
| LABORATORIO DE CORROSIÓN L.A | | |
| ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE REINYECCION | | |
| LUGAR DE MUESTREO: | CAMPO LAGO AGRIO | |
| PUNTO DE MUESTREO: | TANQUE DE REINYECCION | |
| FECHA DE TOMA DE LA MUESTRA: | 07 DE AGOSTO 2008 | |
| FECHA DEL ANALISIS : | 07 DE AGOSTO 2008 | |
| PARÁMETROS | UNIDADES | ESTACIÓN LAGO AGRIO 16 |
| TEMPERATURA | °C | 25 |
| pH | - | 6,38 |
| HIERRO | ppm | 3,475 |
| TURBIDEZ | NTU | 50,3 |
| ALCALINIDAD TOTAL | ppm CaCO ₃ | 1200 |
| ALCALINIDAD BICARBONATOS | ppm HCO ₃ ⁻ | 1464 |
| DUREZA TOTAL | ppm CaCO ₃ | 4200 |
| DUREZA CALCICA | ppm CaCO ₃ | 2600 |
| DUREZA MAGNESICA | ppm CaCO ₃ | 1600 |
| CALCIO | Ca ⁺⁺ | 1040 |
| MAGNESIO | Mg ⁺⁺ | 384 |
| CONDUCTIVIDAD | µmhos | 20000 |
| CLORUROS | ppm Cl ⁻ | 8800 |
| SULFATOS | ppm SO ₄ ⁼ | 540 |
| SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES | ppm | 97 |
| SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES | ppm | 13400 |

Tabla I. Análisis físico, químico de agua de formación

2.5 Corrosión en tuberías de reinyección de agua.

La corrosión en las tuberías de reinyección de agua de los diferentes pozos petroleros representa uno de los problemas mas importantes que se ha generado durante los últimos años.

Este fenómeno es uno de los mayores problemas que se encuentran con los fluidos producidos y representa alrededor de la mitad de todas las fallas de las tuberías. La corrosión es el resultado destructivo de una reacción electroquímica entre el acero usado en la fabricación de las tuberías y el ambiente operativo al que

se somete. El hierro elemental en el acero se combina con la humedad o ácidos para formar otros compuestos tales como sulfuro, carbonato, óxido de hierro, etc.

Alguna forma y concentración del agua está presente en todos los pozos considerados como corrosivos y la mayoría contiene cantidades considerables de gases e impurezas disueltas. Por ejemplo, los gases ácidos que son el ácido carbónico H_2CO_3 y el ácido sulfhídrico H_2S , comunes en la mayoría de los pozos, son sumamente solubles en agua y se disuelve rápidamente en la misma, lo que tiende a bajar su pH. La corrosividad del agua es una función de la cantidad de estos dos gases que se mantienen en solución [15].

Todas las aguas con valores pH bajos se consideran corrosivos al acero, con los valores más bajos representando mayor acidez o corrosividad. Todos los ambientes pozo abajo son corrosivos hasta cierto punto. Algunos fluidos corrosivos pueden ser considerados no corrosivos si la tasa de penetración de la corrosión, registrada como milésimas de pulgadas perdidas por año (mpy) es suficientemente baja para no ocasionar problemas. Sin embargo, la mayoría de los pozos productores se ven afectados por problemas de corrosión y no existe ninguna tubería fabricada en la actualidad que pueda resistir con éxito los efectos de esta corrosión por si sola.

La corrosividad de los fluidos producidos es una función de las cantidades de estos dos gases ácidos que permanezcan en solución, el pH del fluido, la presión y temperatura en el pozo [16].

2.5.1 Corrosión por CO₂.

El CO₂ se combina con agua para formar ácido carbónico que baja el pH del agua. El ácido carbónico es muy agresivo al acero y resulta en grandes zonas de pérdida rápida de metal que pueden desgastar completamente las tuberías. La severidad de la corrosión aumenta con el aumento parcial de presión y temperatura del CO₂ [17].

A temperaturas moderadas el CO₂ no es corrosivo al acero si está seco. Sin embargo, en presencia de humedad o de humedades relativas de 60 y 70 % resulta bastante corrosivo. El CO₂ seco es un gas oxidante pero no tanto como el aire (oxígeno), en contacto con acero al carbono forma principalmente magnetita (Fe₃O₄) y ocasionalmente hematita / carburo de hierro (Fe₂O₃. Fe₄C).

La velocidad de crecimiento del óxido sobre la pared metálica se cree que depende de la difusión de oxígeno en la misma.

El CO₂ es altamente soluble en agua y reacciona formando un ácido débilmente ionizado, el ácido carbónico (H₂CO₃) que se combina con el hierro para formar siderita (FeCO₃) que es, tanto un producto de corrosión como una incrustación.

El aumento de la presión parcial del CO₂ reduce el pH del medio y facilita el proceso catódico de corrosión con el aumento de la depolarización de hidrógeno.

Se acepta que existe corrosión carbónica uniforme cuando la presión parcial del CO₂ es superior a 30 psi [17], es decir que es potencialmente corrosivo en un gasoducto que transporta gas natural a 1500 psi con 2 % molar de CO₂ (1500 x 0.02)

Las velocidades de corrosión del CO₂ pueden ser teóricamente desde 1000 a 10000 mpy, si es que no es parada por productos de la corrosión o inhibidores. La corrosión uniforme toma la forma de montañas y valles con muy poca área que no es atacada [18].

2.5.1.1 Características de la corrosión por CO₂.

2.5.1.1.1 Formas de corrosión.

- Uniforme - película de FeCO₃.
- Agujeros – Figuras redondas u ovaladas.

Filos precisos.

Fondos redondos.

Fondos y lados suaves.

Un ejemplo de corrosión uniforme por CO₂ de una tubería es mostrado en la siguiente Fig. 2.4. De igual manera se observa corrosión por CO₂ que toma la forma de numerosos agujeros Fig.2.5.

2.5.1.1.2 Productos de la corrosión.

Carbonato ferroso (Fe CO₃), siderita.

Oxido doble de hierro (Fe_3O_4), magnetita.

Color – verde, café, blanco.

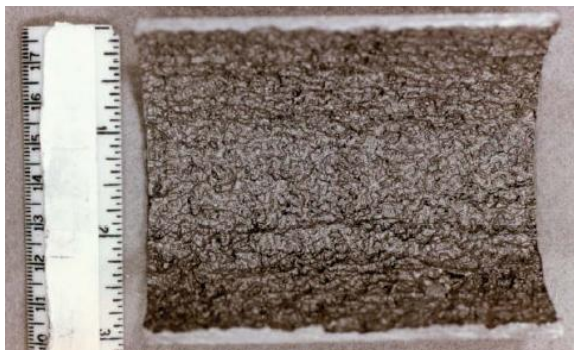


Fig.2.4. Corrosión uniforme en tuberías ⁴

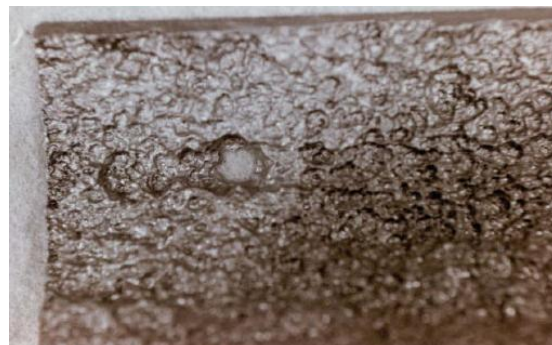
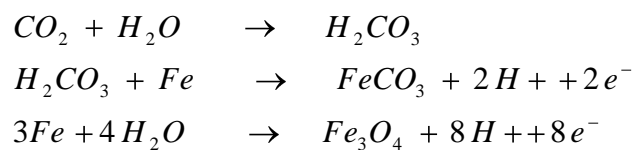


Fig.2.5. Corrosión uniforme con numerosos agujeros en tuberías ⁵

2.5.1.1.3 Reacciones de corrosión.



2.5.1.1.4 Formas únicas de corrosión.

- Ataque en forma de huellas de gusano.
- Corrosión en forma de anillo de gusano.

Corrosión afectada por el calor.

- Ataque mesa.
- Gotas de lluvia.

^{4,5} NALCO “Corrosión en la Industria Petrolera”. U.S.A. Texas, 2007. Pág.2, 3.

Una tubería con ataque en forma de huella de gusano puede ser vista en la Fig.2.6 con una vista de acercamiento en la Fig.2.7.

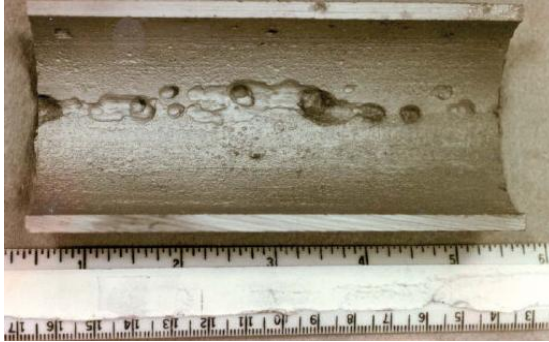


Fig.2.6 Tubería con ataque en forma de huella de gusano⁶



Fig.2.7 Acercamiento de tubería con ataque en forma de huella de gusano⁷

Otra forma de corrosión observada en el campo petrolero es una denominada corrosión de anillo de gusano Fig.2.8.

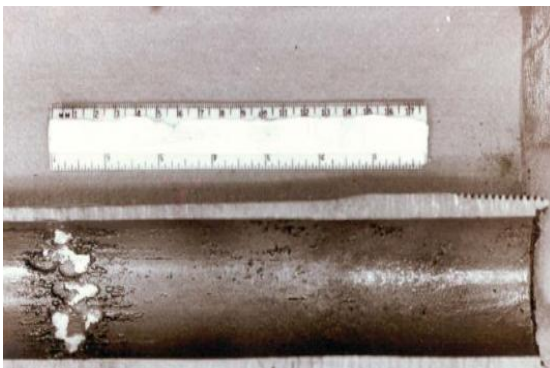


Fig.2.8 Corrosión de anillo de gusano.⁸

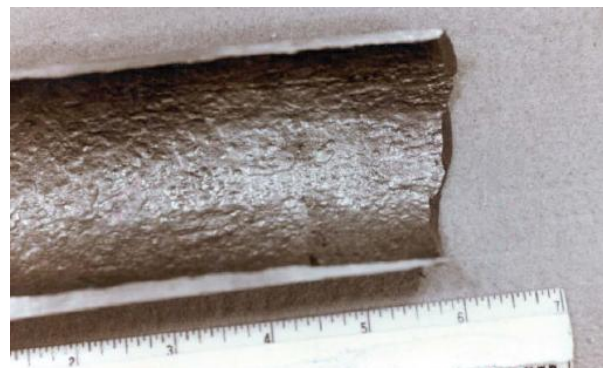


Fig.2.9 Sospecha de corrosión de anillo de gusano.⁹

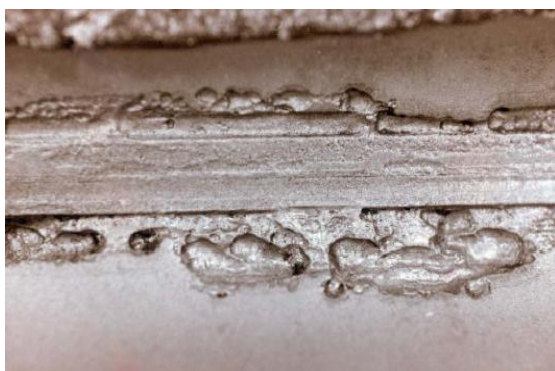
La corrosión de anillo de gusano es un efecto metalúrgico causado por la fabricación de ciertas partes, donde se crea una zona de 4 a 6 pulgadas, donde las partículas de carbón han sido esferizadas. Estas partículas aceleran la corrosión en

^{6,7,8,9} NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág. 8, 9, 10,11.

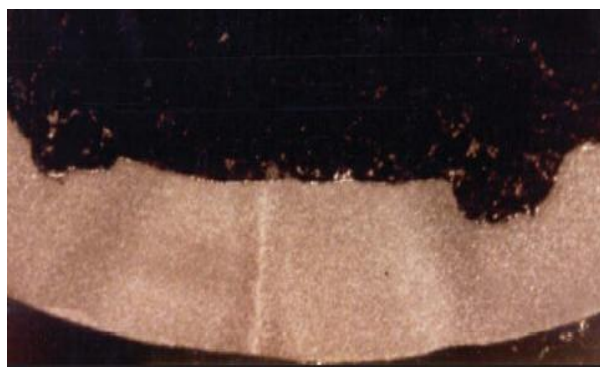
medios suavemente corrosivos o aún no corrosivos. Esto es un efecto galvánico.

Fig.2.9.

Otra forma de corrosión acelerada galvánicamente es la llamada corrosión afectada por el calor Fig.2.10. La corrosión por zona afectada por el calor o ataque HAZ es tipificada como corrosión profunda a lo largo del cordón de suelda.



2.10. HAZ como se tipifica a la corrosión profunda a lo largo del cordón de suelda.¹⁰



2.11. Fotografía microscópica de ataque HAZ.¹¹

El cordón de suelda está relativamente a salvo, sin embargo la zona adjunta está profundamente corroída. Esto puede ser visto en una fotografía microscópica, esta zona es más oscura que la suelda .Fig.2.11.

El mecanismo de corrosión HAZ es similar a la corrosión de anillo de gusano. Durante la soldadura, una zona es creada, donde las partículas de carbón se acumulan y se precipitan formando nódulos. Estos nódulos en ambientes ligeramente corrosivos, forman una celda galvánica. La suelda por sí misma puede ser corroída preferencialmente a veces.

^{10,11} NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág. 12,13.

Otra forma de corrosión por CO_2 es denominada ataque mesa. Este ocurre usualmente en áreas del metal que tienen un buen recubrimiento protector y en otras áreas que no tienen recubrimiento. Adicionalmente, el ataque mesa ocurre en ambientes donde hay flujo. Fig.2.12. Las superficies lisas y las estrías profundas entre las superficies lisas se tipifican Fig.2.13.

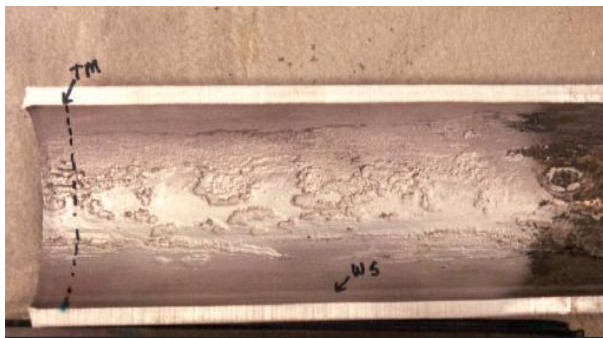


Fig.2.12 Ataque mesa en tuberías¹²

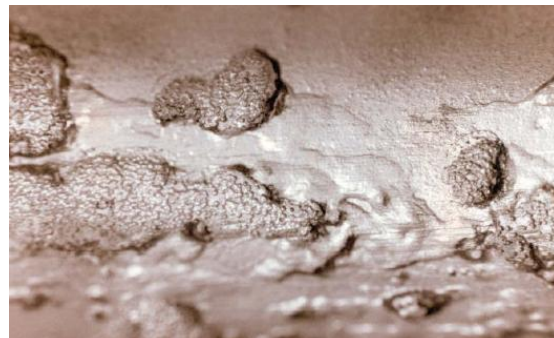


Fig.2.13 Ataque mesa- nódulos profundos¹³

Otra forma de corrosión por CO_2 ocurre en los pozos donde condensa el gas, que no producen una cantidad grande de agua. En estos pozos, una zona donde el agua gotea, o el agua de condensación goteará es etiquetada como ataque de gotas de lluvia Fig.2.14.

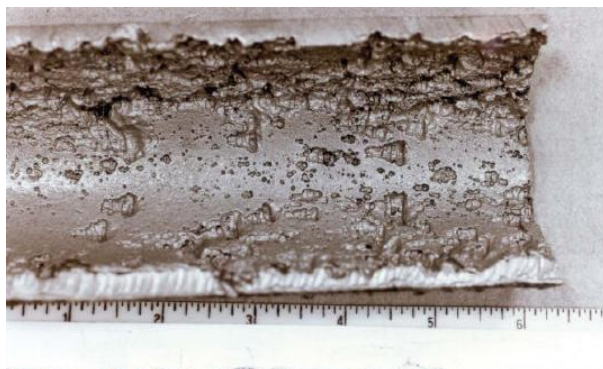


Fig. 2.14 Ataque de gotas de lluvia¹⁴

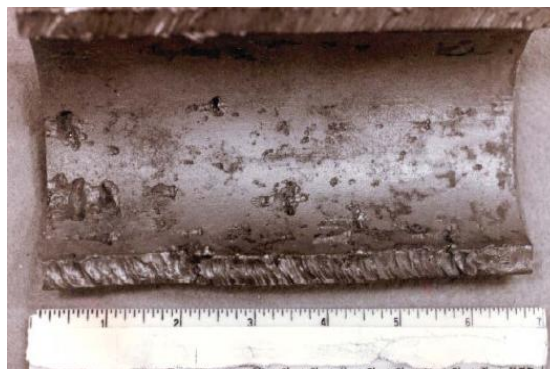
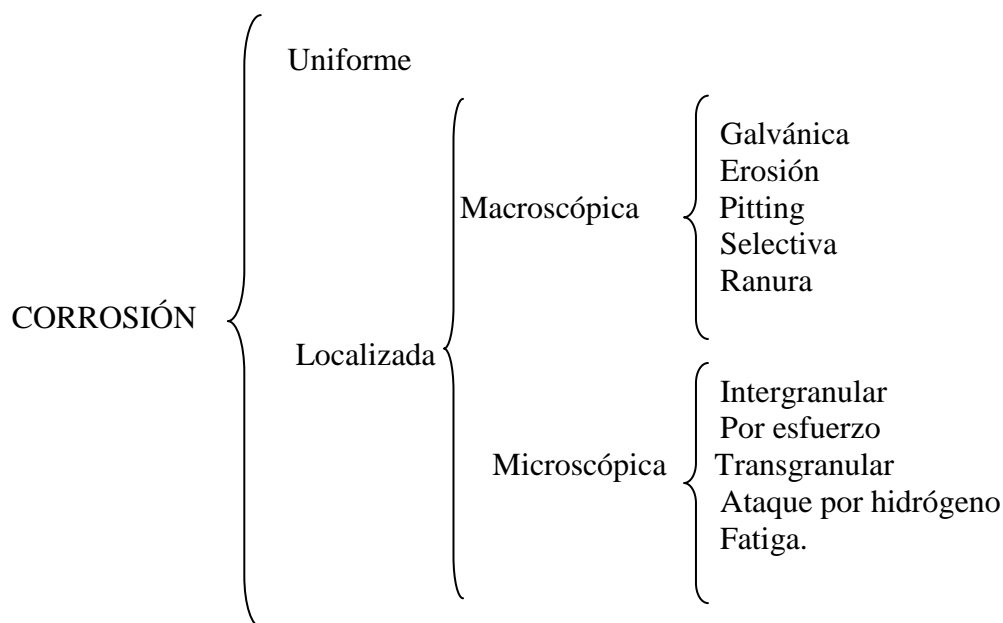


Fig.2.15 Agujeros profundos con apéndices¹⁵

^{12,13,14,15} NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág. 16,17.

En esta área, los agujeros muy profundos ocurren con apéndices. Estos agujeros profundos en tuberías son mostrados en la Fig.2.15.

2.6 Formas generales de corrosión.



2.6.1 Corrosión uniforme o generalizada.- Es la pérdida de metal proporcional a toda el área expuesta que es fácil de detectar, el monitoreo se lo puede hacer mediante inspecciones periódicas.

Este tipo de corrosión se observa en las paredes de los tanques de floculación en especial del de agua de formación.

2.6.1.1 Velocidades de corrosión.

Dependiendo del material y ambiente específicos, la velocidad de corrosión puede ser:

- Lineal.
- Decece con el tiempo.
- Se incrementa con el tiempo.

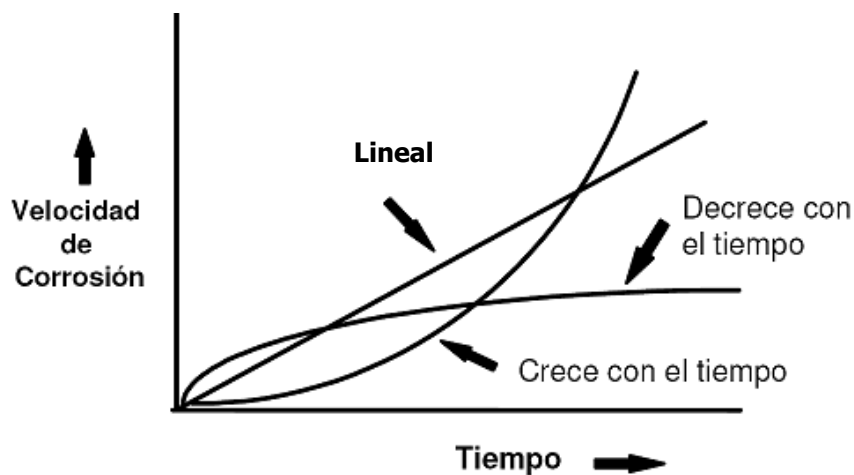


Fig.2.16 Velocidad de Corrosión vs. Tiempo¹⁶

Cuando la velocidad de corrosión es lineal o decece con el tiempo, es posible hacer proyecciones del daño por corrosión. Cuando la velocidad de corrosión se incrementa con el tiempo (de manera exponencial) su predicción a largo tiempo es mucho más difícil.

2.6.2 Corrosión localizada.- Este tipo de corrosión es la que más nos interesa pues ésta involucra casi todos los procesos corrosivos y pueden ser: macroscópica o microscópica [19].

2.6.2.1 Macroscópica.- Es la que se puede apreciar a simple vista y se subdividen en corrosión galvánica, erosión, pitting, exfoliación ataque selectivo y ranura.

¹⁶ Modulo 5. NACE "Curso de Corrosión Básica". Enero 2004. Cap.5. Pág.6.

2.6.2.1.1 Galvánica.- Se produce cuando se utiliza dos metales diferentes en la construcción o montaje, entre estos dos metales existe una diferencia de potencial eléctrico que al final por la producción de una corriente, el metal menos noble se irá desintegrando. Para evitar éste tipo de corrosión, se deberá utilizar en lo posible materiales que estén próximos en la serie galvánica.

2.6.2.1.2 Erosión.- Es la que se produce por condiciones de alta velocidad de fluidos en el proceso, especialmente en codos, impulsores de bombas, agitadores, etc., ésta tiene la apariencia de huecos u hondas con direccionalidad, para disminuir éste tipo de corrosión se deberá utilizar materiales de alta aleación o mejor resistencia, mejorar el diseño de ingeniería o aplicar revestimientos.

La Fig.2.17, muestra un ejemplo de una tee de acero al carbón con signos de corrosión por erosión. La forma de los pits indica la dirección del flujo.



Fig.2.17 Corrosión por erosión. Tee de acero al carbón¹⁷

2.6.2.1.3 Ranura.- Se producen en juntas, remaches, por la acumulación de la humedad, suciedad, productos de la corrosión, rasguños en la pintura protectora, etc.

¹⁷ NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág.70.

Usualmente ocurre en metales con buen recubrimiento protector. Sin embargo en las ranuras, hay lugares donde el recubrimiento protector no llega hasta el fondo y puede ocurrir corrosión localizada severa. Fig.2.18, Fig.2.19.

2.6.2.1.4 Pitting.- Es una forma de corrosión localizada y ocurre cuando un metal es protegido por una película que es parcialmente resistente, o también por el contacto directo con aguas corrosivas, éste tipo de corrosión es muy peligrosa por ser la más destructiva, pues los pittings son difíciles de detectar y cuantificar, producen

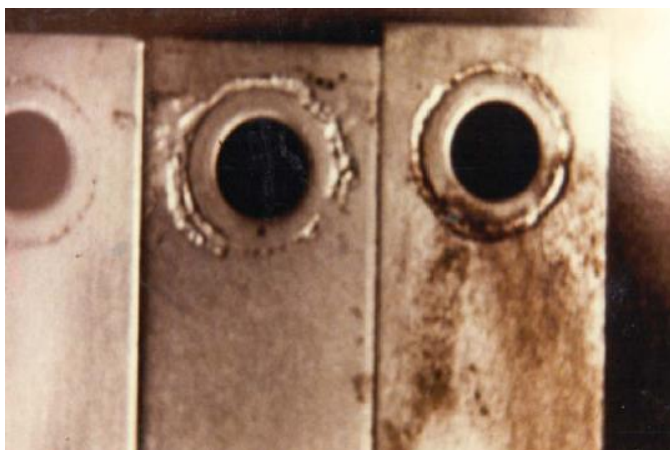


Fig.2.18 Corrosión por ranura¹⁸



Fig.2.19 Corrosión por ranura.¹⁹

^{18,19} NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág.26,27.

fallas repentinas además que el proceso de desarrollo es auto catalítico, pues dentro de los pittings se producen condiciones que estimulan la actividad de formación de nuevos pittings.

Las fallas por Pitting se presentan en medios que contienen cloro o cloruros y la mayoría de estas aguas están presentes en los fluidos de producción de los pozos de agua de formación.

Para prevenir éste tipo de corrosión se recomienda mantener el PH alto, tratar las aguas con hidróxidos, cromatos o silicatos, incrementar la velocidad de flujo y el uso de recubrimientos.

A continuación se puede observar un ejemplo de este tipo de corrosión en la Fig. 2.20.



Fig.2.20 Corrosión por pitting causada por CO₂.²⁰

2.6.2.1.5 Exfoliación.- Es un tipo de corrosión Sub-Superficial que se ha propagado bajo la superficie del metal, produciendo destrucción de capas completas de material, dando el aspecto de escamas o ampollas, ésta se produce en procesos con alta temperatura y presencia de oxígeno.

2.6.2.1.6 Ataque selectivo.- Es la eliminación de un elemento de la aleación, ejemplo: la desincificación en una aleación de cobre y zinc, éste tipo de corrosión es peligrosa, pues el metal que queda ha perdido totalmente las propiedades mecánicas de la aleación para éste tipo de corrosión es el uso de aleaciones estables y no susceptibles a la descomposición.

2.6.2.2 Corrosión microscópica.- En éste caso la cantidad de metal perdido o disuelto es mínimo y el daño que causa puede ser alto, no es visible al ojo humano y requiere de procedimientos especiales para detectarlo, como rayos X, ultrasonido, líquidos penetrantes, etc., los más comunes son:

2.6.2.2.1 Ataque intergranular.- En éste caso la corrosión ocurre en el límite del grano, producido en el empaquetamiento molecular durante la fundición de la aleación, debido a que ciertos granos de la aleación no encajaron correctamente y éstos son los puntos más susceptibles de ataque. Fig.2.21.



Fig.2.21 Corrosión intergranular microestructura de tubería²¹

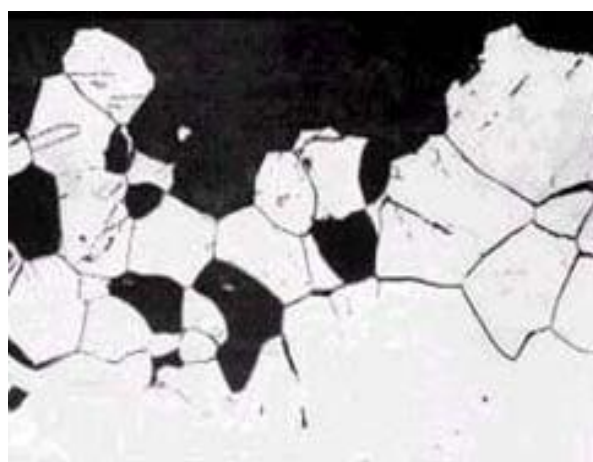


Fig.2.22 Corrosión intergranular acero inoxidable²²

²¹ NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág.6.

²² www.scielo.org.

El ataque inicialmente ocurre en la superficie del metal y continúa hacia dentro como una celda de corrosión local. El metal se vuelve susceptible al ataque intergranular debido a un tratamiento térmico que puede ocasionarse en los trabajos de soldadura, éste fenómeno puede corregirse mediante otro tratamiento térmico adecuado.

2.6.2.2.2 Corrosión por hidrógeno.- En un proceso corrosivo se produce la formación de átomos de hidrógeno, el mismo que se difunde dentro de los microporos o regiones donde existen imperfecciones en la aleación produciendo deformaciones, ya que se obtienen burbujas de gas de hidrógeno. Es conocido como agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC), también conocido como agrietamiento paso a paso. En aceros de baja dureza, HIC puede ocurrir en ambientes húmedos y amargos. La Fig.2.23, muestra una sección transversal de un envase a presión con el agrietamiento iniciado en el punto específico. Un tipo relacionado de falla es el agrietamiento inducido por hidrógeno y orientado por tensiones (SOHIC). SOHIC ocurre en tanques alrededor de salidas soldadas en ambiente corrosivo cuando las sueldas están fuertemente tensionadas.



Fig.2.23 Corrosión por hidrógeno²³

²³ NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007.Pág.41.

2.6.2.2.3 Corrosión por esfuerzo.- Es una fractura causada por la presencia simultánea de tracción en un medio corrosivo en éste se producen finas rajaduras que se van incrementando en el interior del metal, esto se deberá a esfuerzos residuales por soldadura, malos tratamientos térmicos y esfuerzos de tensión.



Fig2.24.Corrosión por esfuerzo en tubería de perforación.²⁴

2.6.2.2.4 Corrosión por fatiga.- Es el resultado de esfuerzos y vibraciones continuas y cíclicas producidas en un proceso industrial, si esto ocurre en un medio corrosivo, se disminuye a la mitad el esfuerzo que normalmente requeriría para fallar el metal en aire seco. El inicio de la falla se produce en un pit, hendidura o disminución de espesor, éste tipo de corrosión se puede prevenir incrementando la resistencia a la tensión mediante el cambio de metalurgia y buscando nuevas alternativas de diseño.

En el campo petrolero, los lugares donde ocurre la corrosión por fatiga son tuberías de perforación y varillas de succión. Los dos lugares están bajo tensiones cíclicas severas Fig.2.25.

²⁴ NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007.Pág. 27.

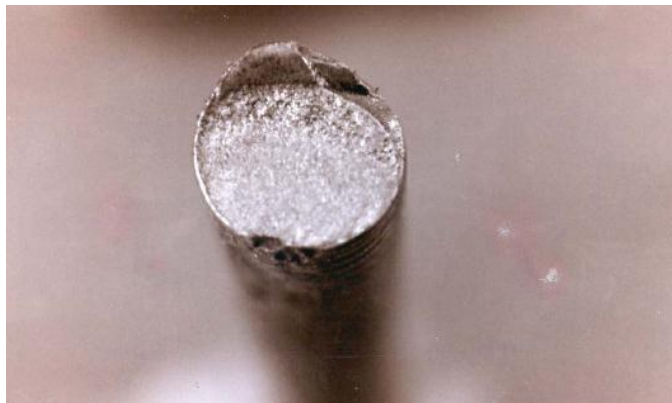


Fig.2.25 Corrosión por fatiga en varillas de succión²⁵

2.6.2.2.5 Corrosión microbiológica.- Es el resultado de la actividad de microorganismos, en el proceso metabólico los organismos consumen y generan otros, que influyen en el proceso corrosivo, además las condiciones de temperatura en el proceso ayudan a la proliferación de bacterias, las soluciones para ésta situación es el uso de bactericidas o aireación del agua.

En algunos casos, las bacterias producen ácidos, que causan la corrosión. En otros casos, con las bacterias se produce H_2S que puede causar corrosión por H_2S . Con el CO_2 , puede ocurrir un ataque de CO_2 en el punto de ruptura de la película por las bacterias. El ataque microbiológico se caracteriza usualmente por agujeros redondos, con filos, lados y fondo bien definidos. Fig.2.26 y Fig.2.27.

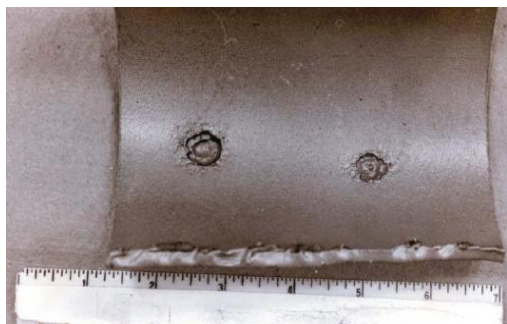


Fig.2.26 Características del ataque por bacterias²⁶



Fig2.27. Efecto terraza, ataque por bacterias²⁷

^{25,26,27} NALCO "Corrosión en la Industria Petrolera". U.S.A. Texas 2007. Pág.28, 48, 49.

CAPÍTULO III

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE MINI REACTORES.

3.1 Diseño de mini reactor.

Para el diseño del mini reactor se toma en consideración los datos de condiciones de trabajo que son de importancia para el diseño de cada una de las partes, las cuales se enumeran; la presión de prueba, que en este caso es de 100 psi., y el dato en común de los tres mini reactores, el fluido de trabajo es agua de formación.

3.1.1 Diseño estático del cuerpo.

Como se indicó anteriormente el recipiente esta sometido a una presión de prueba de 100 psi que corresponde a la presión parcial de CO₂.

De igual manera en Fig.2.3, se lista las propiedades mecánicas para tubería API 5L grado B la misma que puede trabajar hasta una presión aproximada de 1580 psi por lo cual está garantizando un factor de seguridad alto para nuestro propósito.

En este caso se realiza el chequeo del factor de seguridad para lo cual se tiene como dato de fábrica que el límite de fluencia es de 35.000 psi y la resistencia última a la tensión es de 60.000 psi.

3.1.1.1 Diseño estático por norma.

Distribución de presión en el cuerpo del mini reactor.

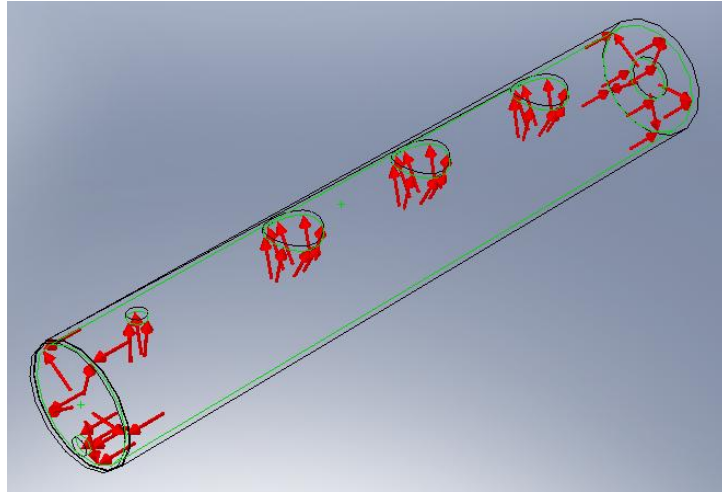


Fig.3.1 Distribución de presiones en la tubería.

VARIABLES DE DISEÑO:

Presión interna (p_i) = 100 psi.

Límite de fluencia (S_y) = 35000 psi.

Resistencia última a la tensión (S_{ut}) = 60000 psi.

Diámetro exterior (D) = $6 \frac{5}{8}'' = 6,625$ in.

Espesor (t) = $\frac{1}{4}'' = 0,25$.

Diámetro interior (d) = $6,625 - 0,5 = 6,125$ in.

Condición para recipientes de pared delgada:

$$\frac{t}{D} \leq \frac{1}{20} \quad \text{Ec.3.1}$$

$$\frac{0,25}{6,625} \leq \frac{1}{20}$$

$$0,0377 \leq 0,05$$

A continuación se realiza el diseño del cuerpo del mini reactor considerando la norma ASME con la ayuda del handbook para el diseño y cálculo de recipientes a presión. Anexo A.

DATOS DE DISEÑO:

P = Presión de diseño, 100 lb/pulg².

S = Valor del esfuerzo del material, 15000 lb/pulg².

E = 1, eficiencia de la junta.

R = 3,0625 pulgadas, radio interior.

D = 6,125 pulgadas, diámetro interior.

t = Espesor de pared requerido, pulgadas.

C.A. = 0,125 pulgadas, margen por corrosión.

tr = 0,194 pulg, espesor requerido por presión del casco sin costura

ts = 0,25 pulg., espesor real del casco.

★ Espesor requerido t, de un casco.

$$t = \frac{P.R}{SE - 0,6P} \quad \text{Ec.3.2}$$

$$t = \frac{100 \times 3,1875}{15000 \times 1 - 0,6 \times 100} = 0,0213 \text{ pulg.}$$

$$+ C.A. \quad 0,125 \text{ pulg.}$$

.....

$$0,146 \text{ pulg.}$$

Usar: placa de ¼ pulg.

- ★ Presión máxima de trabajo permitida, para t de $\frac{1}{4}$ pulg., cuando el recipiente está nuevo.

$$P = \frac{S.E.t}{R + 0,6t} \quad \text{Ec.3.3}$$

$$P = \frac{15000 \times 1 \times 0,25}{3,0625 + 0,6 \times 0,25} = 1167,31 \text{ lb/ pulg}^2.$$

- ★ Espesor requerido para la cabeza circular plana. Anexo B.

Se realiza una disposición tipo D como se muestra a continuación.

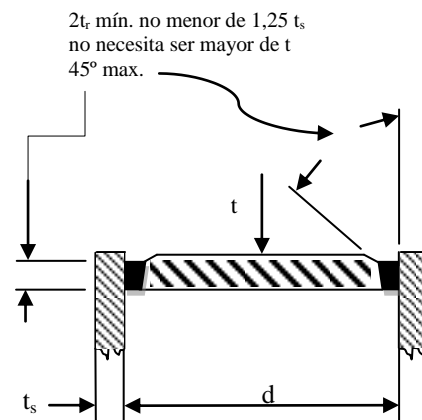


Fig.3.2 Cabeza circular plana disposición D.

$$C = 0,33 \frac{t_r}{t_s} \quad \text{Ec.3.4}$$

$$C = 0,33 \frac{0,25}{0,194} = 0,42525$$

$$t = d \sqrt{CP/S} \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$t = 6,125 \sqrt{0,42525 \times 100/15000} = 0,3261 \text{ pulg.}$$

Usar placa de $\frac{3}{8}$ pulg

El espesor del casco se mantendrá a lo largo de una distancia $2\sqrt{dt_s}$ Ec. 3.6 medida desde la cara interior de la cabeza.

$$2\sqrt{6,125 \times 0,25} = 2,4748 \text{ pulg.}$$

3.1.2 Diseño del porta cupones.

El porta cupones esta constituido por una brida ciega, la misma que está especificada por la DIN, norma para bridas planas para soldar como se observa en el anexo C.

3.1.2.1 Diseño a fatiga del portacupones.

A continuación, se visualiza la acción de la presión en el porta cupones.

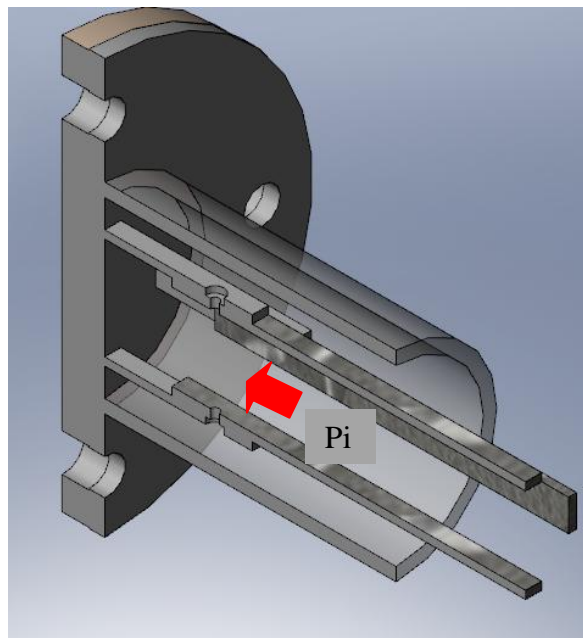


Fig.3.3.Presión interna en el porta cupones.

★ Determinación de fuerza

$$A = \left(\frac{\pi}{4} \cdot 6^2\right) = 29 \text{ cm}^2.$$

$$p = 100 \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2} * \frac{1 \text{ in}^2}{2,54 \text{ cm}^2} * \frac{1 \text{ Kg}}{2,2 \text{ lbs}} = 7 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

$$F = p \cdot A = 7 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} * 29 \text{ cm}^2 \approx 200 \text{ Kg}.$$

★ Fluctuación de la fuerza de presión.

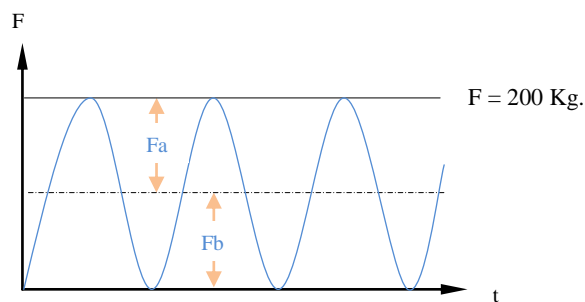


Fig.3.4 Fluctuación de fuerza de presión.

★ Esfuerzos.

$$\sigma_{ba} = \frac{c \cdot n (F_{\max} - F_{\min})}{2 \cdot A_t \cdot N_b} = \frac{n \cdot c \cdot F_{\max}}{2 \cdot A_t \cdot N_b} \quad \text{Ec.3.7}$$

$$\sigma_{bm} = \frac{F_i}{A_t} + \frac{c \cdot n (F_{\max} + F_{\min})}{2 \cdot A_t \cdot N_b} = \frac{F_i}{A_t} + \frac{c \cdot n \cdot F_{\max}}{2 \cdot A_t \cdot N_b} \quad \text{Ec.3.8}$$

Se asume la constante de rigidez de la junta, $c = 1$ (ya que es una junta empaquetada), y un factor de seguridad $n = 1,8$

$$\sigma_{ba} = \frac{1,8 \cdot 1 \cdot 200}{2 \cdot A_t \cdot N_b} = \frac{180}{A_t \cdot N_b} \quad \text{Ec.3.9}$$

$$\sigma_{bm} = 0,65 \cdot Sp + \frac{180}{A_t \cdot N_b} = 0,65 \cdot 3867 + \frac{180}{A_t \cdot N_b} \quad \text{Ec.3.10}$$

$$\sigma_{bm} = 2514 + \frac{180}{A_t \cdot N_b}$$

★ Preselección de pernos.

Pernos SAE 2 (1020)

$$S_p = 55000 \text{ psi} = 3867 \text{ kg/cm}^2.$$

$$S_{ut} = 74000 \text{ psi} = 5200 \text{ kg/cm}^2.$$

$$S_y = 57000 \text{ psi} = 4000 \text{ kg/cm}^2.$$

★ Limite de fatiga.

$$S_e = k_c \frac{1}{k_f} S_e' \quad \text{Ec.3.11}$$

$$S_e = 0,897 \frac{1}{2,2} (0,45 \cdot 5200)$$

$$S_e = 954 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

★ Goodman.

$$\frac{\sigma_{ba}}{S_e} + \frac{\sigma_{bm}}{S_{ut}} = 1 \quad \text{Ec.3.12}$$

$$\frac{180}{At \cdot N_b} + \frac{2514 + \frac{180}{At \cdot N_b}}{5200} = 1$$

$$At \cdot N_b = 0,43$$

| d | At | N | x |
|----------|-----------|----------|----------|
| 8 | 0,095 | 5 | 8d |
| 10 | 0,129 | 4 | 9d |
| 12 | 0,166 | 3 | 12d |

Tab.II. Preselección y distribución de pernos.

Se selecciona 4 pernos M12

$$At = 0,129 \text{ cm}^2.$$

★ Cálculo de rigidez de la junta C.

Rigidez del perno

$$A_b = \frac{\pi d_c^2}{4} = \frac{\pi \cdot 1,2^2}{4} = 1,13 \text{ cm}^2$$

$$k_b = \frac{A_b E_b}{L_b} = \frac{1,13 \cdot 2,1 \cdot 10^6}{2,4} = 990 \times 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{cm}} \quad \text{Ec.3.13}$$

★ Rigidez de los materiales, teoría de ITO: Ec.3.17

$$k_{m1} = k_{m3} = \frac{\pi \cdot d_b \cdot E_m \cdot \text{tag } \alpha}{2 \ln \left[\frac{C + 0,5d_b \cdot 2,5db}{C + 2,5d_b \cdot 0,5db} \right]} = \frac{\pi \cdot 1 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot \text{tag } 30^\circ}{2 \ln \left[\frac{0,577 + 0,5 \cdot 2,5}{0,5 + 2,5 \cdot 0,5} \right]} = 3,4 \times 10^6 \frac{\text{kg}}{\text{cm}}$$

Para el empaque de asbesto, se tiene que:

$$E_{\text{asbesto}} = 4921 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \text{ (Módulo de elasticidad)}$$

$$k_{m2} = \frac{\pi \cdot d_b \cdot E_m \cdot \text{tag } \alpha}{2 \ln \left[\frac{C + 0,5d_b \cdot 2,5db}{C + 2,5d_b \cdot 0,5db} \right]} = \frac{\pi \cdot 1 \cdot 4921 \cdot \text{tag } 30^\circ}{2 \ln \left[\frac{0,577 + 0,5 \cdot 2,5}{0,5 + 2,5 \cdot 0,5} \right]} = 8 \times 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{cm}}$$

$$\frac{1}{k_{mt}} = \frac{1}{k_{m1}} + \frac{1}{k_{m2}} + \frac{1}{k_{m3}} = \frac{2}{3,4 \times 10^6} + \frac{1}{8 \times 10^3} \quad \text{Ec.3.14}$$

$$k_{mt} = 7,96 \times 10^3 \text{ kg/cm}^2$$

Entonces:

$$C = \frac{k_b}{k_b + k_{mt}} = \frac{990}{990 + 7,96} = 0,992 \cong 1$$

★ Esfuerzos.

$$\sigma_{ba} = \frac{n \cdot 0,992 \cdot 200}{2 \cdot 0,129 \cdot 4} = 192,2 n$$

$$\sigma_{bm} = (0,65 \times 3867) + 192,2n = 2513,55 + 192,2n$$

★ Goodman.

$$\frac{\sigma_{ba}}{Se} + \frac{\sigma_{bm}}{Sut} = 1$$

$$\frac{192n}{954} + \frac{2514}{5200} + \frac{192n}{5200} = 1$$

$$0,2n + 0,483 + 0,0369n = 1$$

$$n = 2,18 \text{ OK !!}$$

★ Empaquetadura.

Condición:

$$F_i \geq A_g \cdot p_o \quad F_m \geq A_g \cdot m. \quad \text{Ec.3.15}$$

Donde:

F_i = Precarga.

F_m = Carga de apriete.

A_g = Área de empaquetadura.

P_o = Presión mínima de sellado.

P = Presión de separación.

m = Factor de empaque.

$$A_g = \frac{4,1 \cdot 36,13}{N} = \frac{4,1 \cdot 36,13}{4} = 37 \text{ cm}^2 \quad F_m \geq A_g \cdot m.$$

$$F_i = 2514 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \quad 2514 \geq 37 p_o$$

$$p_o = 68 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

$$F_m = (1 - C) p - F_i \quad \text{Ec.3.16}$$

$$F_m = (1 - 0,992) 200 - 2514$$

Entonces

$$2512 \geq 37 \cdot m \cdot 7$$

$$m = 9 \quad \text{OK!!}$$

El factor del empaque, representa una garantía en la junta para no tener peligro de falla de la misma.

3.2 Construcción del mini reactor.

La construcción de los mini reactores y de cada una de sus partes se explica a continuación.

3.2.1 Cursograma de construcción.

En el proceso de construcción, montaje e instalación de los mini reactores se presentan las siguientes operaciones:

**OPERACIONES TECNOLÓGICAS EJECUTADAS EN LA
CONSTRUCCIÓN DE MINI REACTORES**

| PARTE | ELEMENTO | Nº | OPERACIÓN TECNOLÓGICA | TIEMPO (horas) |
|----------------------------|------------------------|---------|-----------------------------|----------------|
| TUBOS DE ENSAYO | Tubo de 6 5/8" | 1 | Corte de tubería | 0,5 |
| | | 2 | Corte de orificio de bridas | 2 |
| | | 3 | Limpieza | 0,5 |
| | | 4 | Filete en extremos | 1 |
| | Tapas | 5 | Trazado | 1 |
| | | 6 | Cortado | 1 |
| | | 7 | Filete | 0,5 |
| | Soldadura | 8 | Punteado de tapas | 1 |
| | | 9 | Cordones de soldadura | 3 |
| BRIDA PORTA CUPONES | Base y ciego | 10 | Trazado | 1 |
| | | 11 | Corte (plasma) | 2 |
| | | 12 | Taladrado | 1 |
| | | 13 | Refrentado | 8 |
| | | 14 | Limpieza | 2 |
| | Soporte brida | 15 | Corte (sierra) | 1 |
| | | 16 | Visel | 1 |
| | | 17 | Saldado base y ciego | 1 |
| | Titulares para cupones | 18 | Corte (sierra) | 1 |
| | | 19 | Taladrado | 2 |
| 20 | | Soldado | 0,5 | |
| SISTEMA DE CO ₂ | Tridoles | 21 | Corte | 1 |
| | | 22 | Refrentado | 2 |
| | | 23 | Soldado | 1 |
| | Tubo 1/4" | 24 | Corte | 1 |
| | | 25 | Perforaciones | 1 |
| | | 26 | Tapones | 1 |
| | | 27 | Soldadura | 1 |
| TOTAL | | | | 39 |

Tab.III. Operaciones tecnológicas de construcción.

En el desarrollo de este diagrama de tiempos no se han mencionado los tiempos muertos que por lo general son los que suelen ocasionar más demora en la construcción de equipos.

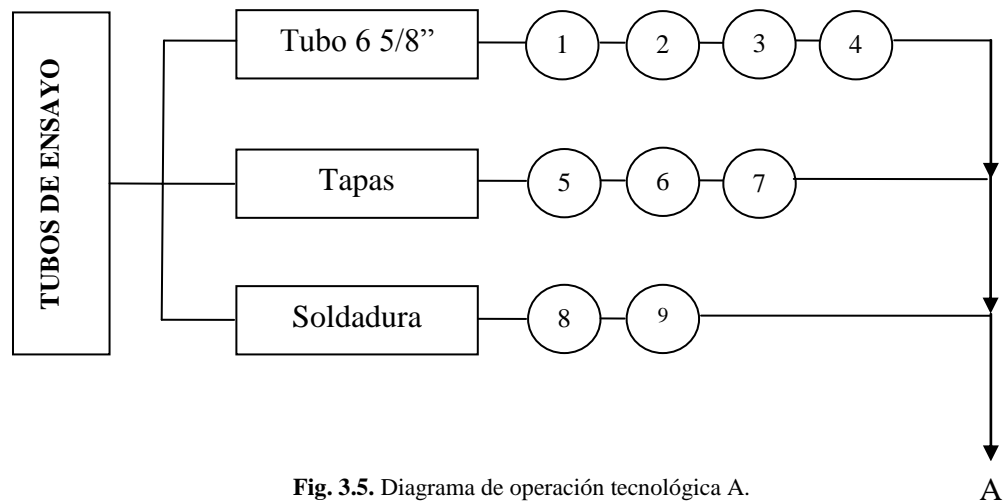


Fig. 3.5. Diagrama de operación tecnológica A.

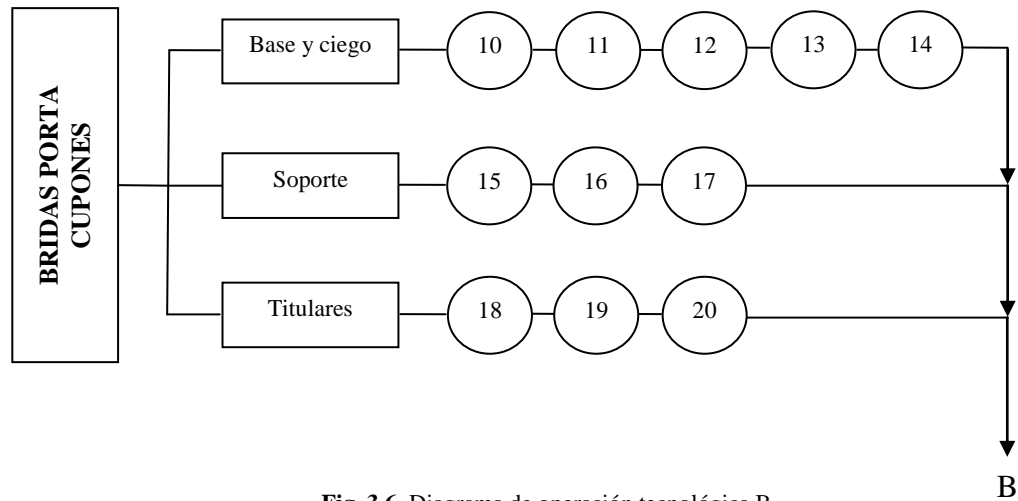


Fig. 3.6. Diagrama de operación tecnológica B.

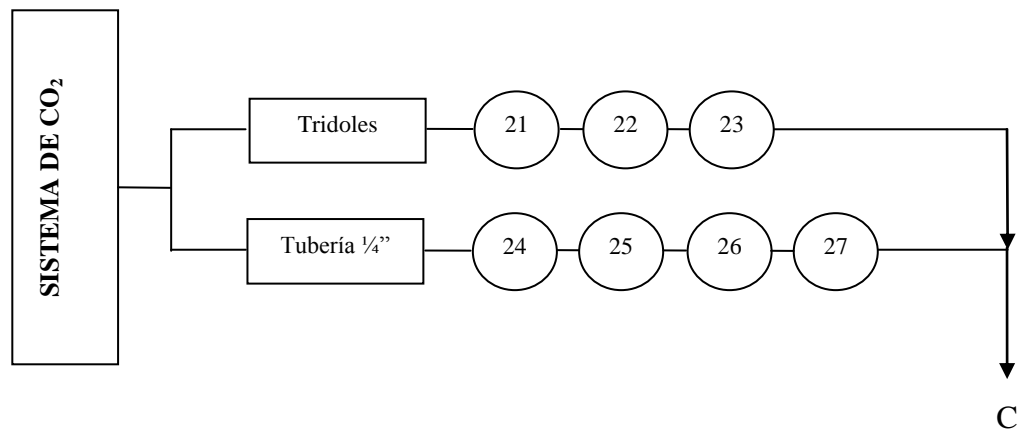


Fig. 3.7. Diagrama de operación tecnológica C.

3.2.2 Montaje

Los tiempos utilizados durante el montaje de los tres mini reactores son los que se indican a continuación:

| MONTAJE MINI REACTORES | |
|--|----------------|
| OPERACIÓN | TIEMPO (horas) |
| Traslado de elementos al sitio de trabajo | 2 |
| Montaje del valvulas a tubería de inyección de CO2 | 1 |
| Montaje de resistencias | 1 |
| Acople de valvulas de agujas | 1.5 |
| Montaje de manómetros | 0,5 |
| Montajde de lana de vidrio | 1 |
| Montaje de bridas porta cupones | 1 |
| TOTAL | 6,5 |

Tab.IV. Operaciones tecnológicas de montaje.

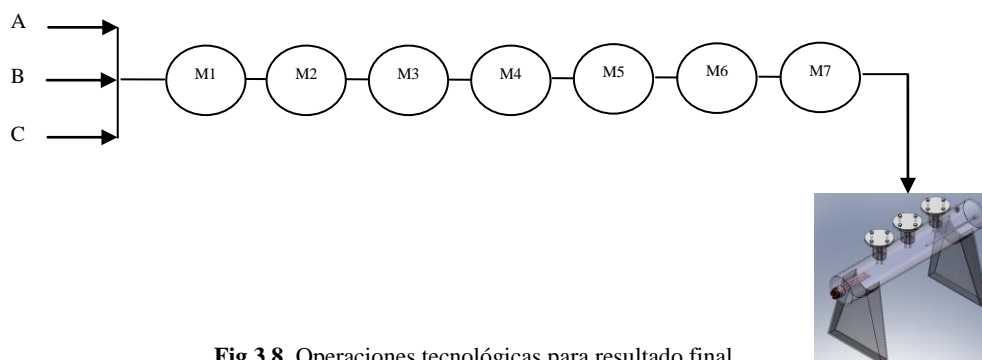


Fig.3.8. Operaciones tecnológicas para resultado final.

A continuación se muestra fotografías de los mini reactores terminados.



Fig.3.9 Bancos de ensayo sin anticorrosivo



Fig.3.10 Banco de ensayo pintado con anticorrosivo negro A200

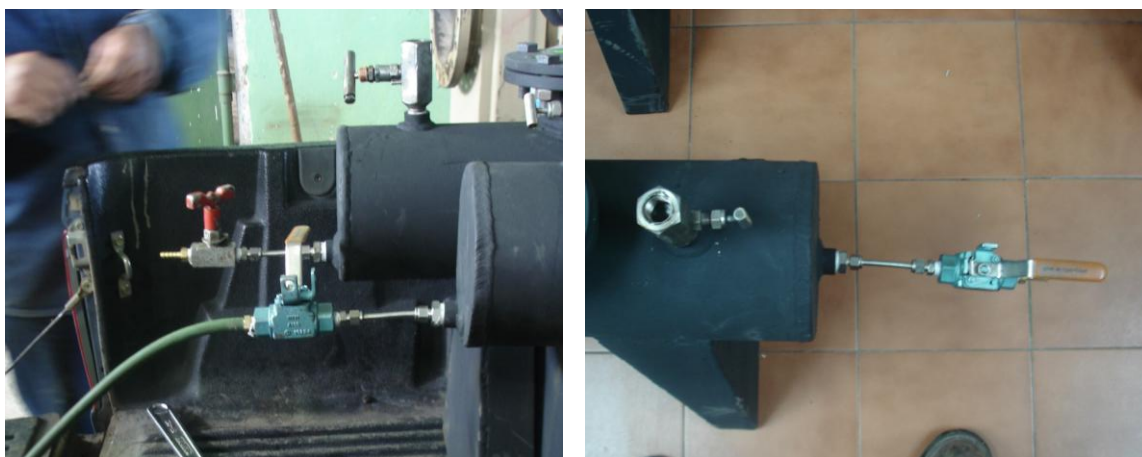


Fig.3.11 Sistema de inyección de CO₂

3.3 Diseño de cupones de corrosión.

En el caso de esta investigación se usan cupones tipo platina, tomando como patrón para dimensionar los mismos, la norma ASTM D2688 artículo 22.2 [20], Anexo D, que expresa un tamaño de cupon de 13 mm de ancho ,102 mm de largo con un espesor de 3 mm como se muestra en la Fig.3.12.

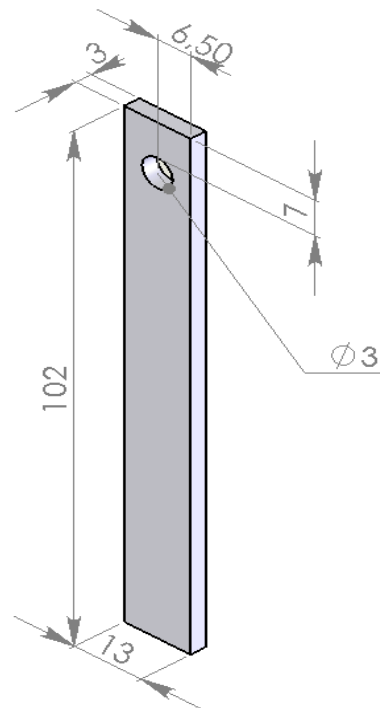


Fig.3.12 Cupon de corrosión

3.3.1 Condición superficial de los cupones.

Los métodos de acabado superficial pueden variar para un amplio rango de aplicaciones. La limpieza hecha con arena, vidrio u otro material abrasivo, provee una excelente superficie para la evaluación.

Para el ensayo se prepara cada uno de los cupones con dos tipos de acabados, los mismos que son presentados uno para la parte de identificación del cupon, mostrando un acabado rectificado, y la superficie de análisis que tiene un acabado dado por superficies rugosas, iniciando por una rugosidad de 200, luego 400, 600, 1000 y 1500 hasta obtener una superficie como se observa en la Fig.3.13.

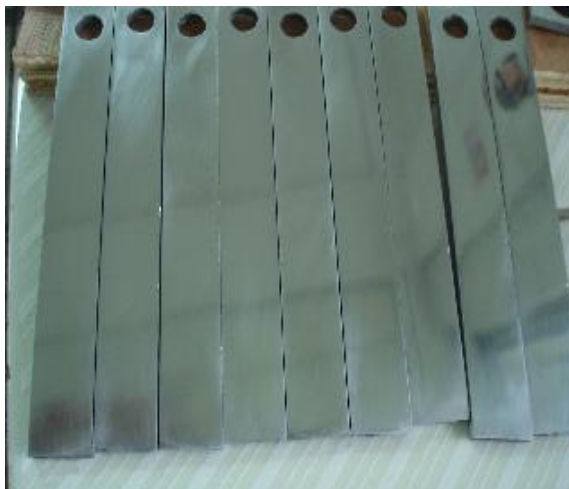


Fig.3.13. Cupones de corrosión

3.3.2 Montaje del cupon.

Los cupones deberán estar montados de tal manera que estén fijados en forma segura y eléctricamente aislados de todo contacto con otros metales. Los materiales de montaje y los materiales de aislamiento deben ser seleccionados para ser resistentes totalmente al ambiente. Una falla en cualquiera de estos componentes, llevaría a la pérdida de datos o la pérdida del aislamiento eléctrico. Se puede observar en la Fig.3.14, el montaje realizado de los cupones de prueba.



Aislamiento plástico

Aislamiento plástico para cupones chinos



Aislamiento plástico para cupones argentinos



Fig.3.14. Montaje de cupones de corrosión.

En la siguiente fotografía Fig.3.15, se ve el montaje ya de los cupones en los mini reactores, que se encuentran suministrando el agua de formación.



Fig.3.15. Mini reactores listos para su funcionamiento

CAPÍTULO IV

MONITOREO DE LA CORROSIÓN

4.1 Cupones de corrosión.

Los cupones son piezas simples de metal elaborados a partir del material del sistema que va a ser evaluado, y que presenta por tanto las mismas características de corrosividad. Estos permiten evaluar la corrosión uniforme y corrosión por erosión del sistema.

Preliminarmente se realiza un registro de las propiedades de los cupones, para que luego del ensayo sean analizados y permitan evaluar la tasa de corrosión debido a la pérdida de peso.

Las dimensiones de los cupones para el ensayo están determinadas por la norma ASTM D 2688.

4.1.1 Requerimientos generales para pruebas de cupones.

Hay un número de requerimientos para una buena práctica que aplican a las pruebas con cupones:

- Los historiales químicos y del proceso del material en el cupón deben ser conocidos.
- El cupón debe estar positivamente identificado, usualmente por números codificados grabados en el espécimen.

➤ Los datos acerca de la prueba a un cupón específico debe estar registrado en un libro de registros permanente. Los ítems que deben ser registrados son la información detallada en el cupón (composición química y propiedades mecánicas, e historia del proceso), dimensiones del cupón, peso inicial del mismo, condición inicial de la superficie y tiempo de exposición.

4.1.2 Ventajas.

Las ventajas de los cupones de pérdida de espesor son:

- La técnica es aplicable a todos los ambientes (gases, líquidos y flujos con partículas sólidas).
- Puede realizarse inspección visual.
- Los depósitos de incrustación pueden ser observados y analizados.
- La pérdida de peso puede ser fácilmente determinada y la tasa de corrosión puede ser fácilmente calculada.
- La corrosión localizada puede ser identificada y medida.
- La eficiencia de los inhibidores puede ser fácilmente determinada.

4.1.3 Composición química de los cupones.

Para el análisis, se toma una muestra de la parte longitudinal de las tuberías en cuestión, tanto de la Argentina como de la China. De acuerdo a lo estipulado por la Norma API 5L en la tabla 2A – PSL1 para este tipo de tubería la norma exige los siguientes valores [21]:

| SPECIFICATION FOR LINE PIPE | | | | | | |
|--|------------------------------|---------------------------------|------------|---------|-----------------|-------|
| Table 2A—PSL 1 Chemical Requirements for Heat and Product Analyses by Percentage of Weight | | | | | | |
| (1) | (2) | (3) | (4) | | (5) | (6) |
| Grade & Class | Carbon, Maximum ^a | Manganese, Maximum ^a | Phosphorus | | Sulfur, Maximum | Other |
| | | | Minimum | Maximum | | |
| Seamless | | | | | | |
| A25, C1 I | 0.21 | 0.60 | | 0.030 | 0.030 | |
| A25, C1 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, C1 I | 0.21 | 0.60 | | 0.030 | 0.030 | |
| A25, C1 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 | |
| X65 ^e | 0.26 | 1.45 | | 0.030 | 0.030 | |
| X70 ^e | 0.26 | 1.65 | | 0.030 | 0.030 | |

Fig.4.1 Composición química de tubería API 5L. ²⁸

La composición química obtenida por medio del Espectrómetro de Emisión Óptica tanto de la tubería China y Argentina, dotadas para la elaboración de los cupones de corrosión se muestra a continuación.

²⁸ NORMA API 5L. Specification for Line Pipe Forty- Second Edition. Enero 2000, Pág.37.

| Elementos | Argentina | China |
|------------------|------------------|--------------|
| C | 0,1460 | 0,1490 |
| Si | 0,2480 | 0,1080 |
| Mn | 0,6640 | 0,3710 |
| P | 0,0160 | 0,0086 |
| S | 0,0110 | 0,0107 |
| Ni | 0,0470 | 0,0050 |
| Cr | 0,0600 | 0,0210 |
| Mo | 0,0180 | 0,0020 |
| Cu | 0,0670 | 0,0060 |
| Sn | 0,0099 | 0,0000 |
| Al | 0,0400 | 0,0580 |
| Nb | 0,0000 | 0,0000 |
| As | 0,0025 | 0,0000 |
| Ti | 0,0027 | 0,0017 |
| V | 0,0000 | 0,0000 |
| B | 0,0003 | 0,0003 |
| Pb | 0,0011 | 0,0019 |
| Sb | 0,0000 | 0,0000 |
| N | 0,0000 | 0,0000 |
| Fe | 98,0000 | 99,0000 |

Tab.V. Composición química de tuberías

4.1.4 Análisis metalográfico de los cupones.

La influencia de la microestructura en el comportamiento de los materiales es bien conocida y su evaluación se realiza generalmente a través de la determinación de la morfología de inclusiones, tamaño de grano, fases presentes y sus porcentajes.

4.1.4.1 Análisis de inclusiones.

En los aceros la presencia de inclusiones no metálicas produce efectos perjudiciales sobre las características mecánicas y originan frecuentemente una distribución no homogénea de los constituyentes estructurales.

La determinación de un índice de micro inclusiones adquiere un especial significado por la influencia de éstas en las propiedades mecánicas como pueden ser

en la plasticidad, corrosión, fatiga, etc. y por tanto en la calidad metalúrgica del producto acabado.

Las determinaciones se realizaron de acuerdo con la norma ASTM E 45 - 97.

Tubería Argentina

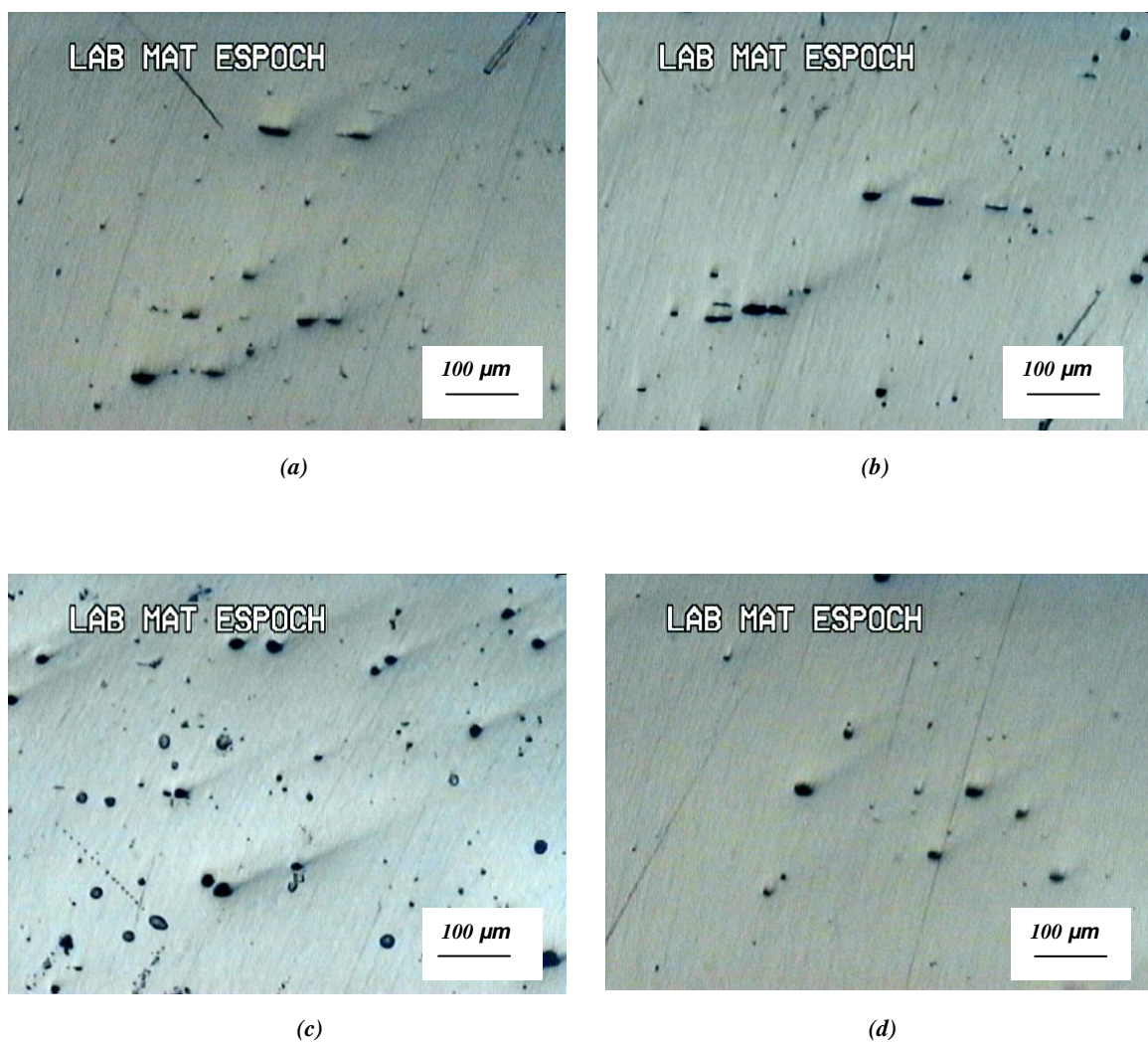


Fig.4.2 Fotografías de inclusiones en sección longitudinal de tubería Argentina. Escala real 5X.

Una vez realizado el barrido en toda la muestra se observa las imágenes de inclusiones más relevantes para su evaluación.

| TIPOS Y TAMAÑOS DE INCLUSIONES (μm) | | | | |
|--|---------------------|---------|-----------|--------------------|
| FIGURA 4.2 | A | B | C | D |
| | SULFUROS | ALÚMINA | SILICATOS | ÓXIDOS |
| (a) | 15,73 μm | | | 10,5 μm |
| (b) | 31,57 μm | | | 11 μm |
| (c) | 14 μm | | | 21 μm |
| (d) | 9 μm | | | 21 μm |

Se observa que en la Fig4.2, tanto en (a), (b), (c) y (d) existe una combinación de inclusiones de óxidos D4 (21 μm) y sulfuros A1/2 (31,57 μm).

Tubería China.

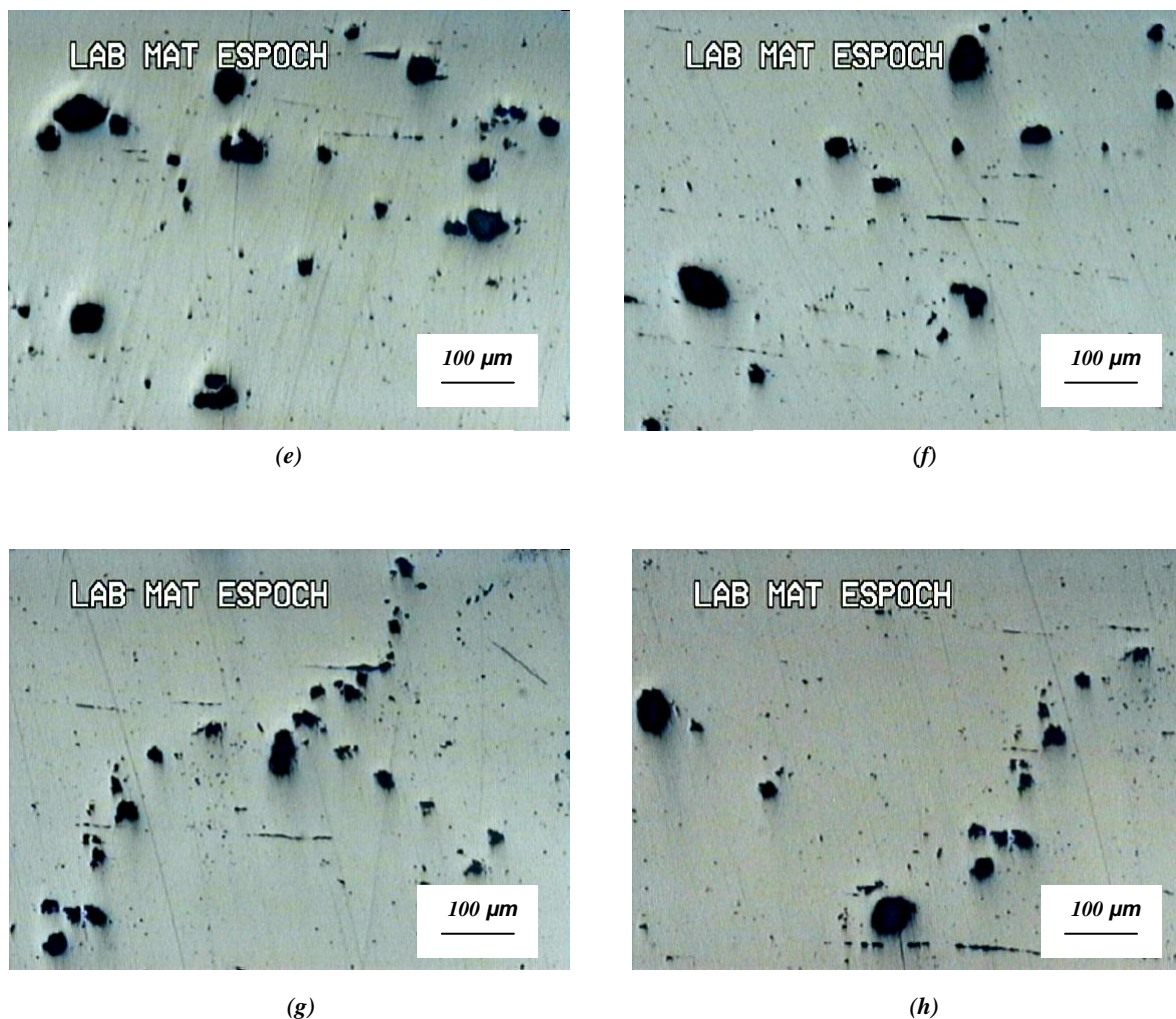


Fig.4.3 Fotografías de inclusiones en sección longitudinal de tubería China. Escala real 5X.

| TIPOS Y TAMAÑOS DE INCLUSIONES (μm) | | | | |
|--|---------------|---------------------|----------------|---------------------|
| FIGURA 4.3 | A SULFUROS | B ALÚMINA | C SILICATOS | D ÓXIDOS |
| (a) | | 21,05 μm | | 84,21 μm |
| (b) | | 15,73 μm | | 84,21 μm |
| (c) | | 10,52 μm | | 63,15 μm |
| (d) | | 10 μm | | 73,68 μm |

En la Fig.4.3, (e), (f), (g) y (h) se encuentran inclusiones de tamaño grande tipo óxidos globulares D3 (84,21 μm) con una proporción pequeña de inclusión de alúmina tipo B1 (21 μm).

Se aprecia que hay inclusiones tipo óxidos tanto en tuberías argentinas y chinas, por lo cual se realiza una clasificación por la denominación que toman por su tamaño y número, a continuación se lista la clasificación de estas.

| DENOMINACIÓN DE INCLUSIONES POR TAMAÑO | | | |
|--|-------------------|-------------------|------------------|
| TIPO DE INCLUSIÓN | DENOMINACIÓN | Rango | |
| D ÓXIDOS | Delgadas | 2 μm | 8 μm |
| | Guesas | 8 μm | 13 μm |
| | Muy gruesas | 13 μm | 25 μm |
| | Extra gruesas | 38 μm | 50 μm |
| | Muy extra gruesas | >50 μm | |

Tabla.VI. Inclusiones

La norma E - 4597 registra los valores listados en la tabla VI, que permite conocer la dimensión de las inclusiones de óxidos, lo cual indica que la tubería Argentina tiene inclusiones tipo óxidos muy gruesas (21 μm), y la tubería China supera los rangos establecidos, teniendo inclusiones muy extra grandes (84,21 μm).

4.1.4.2 Tamaño de grano.

Tubería Argentina.

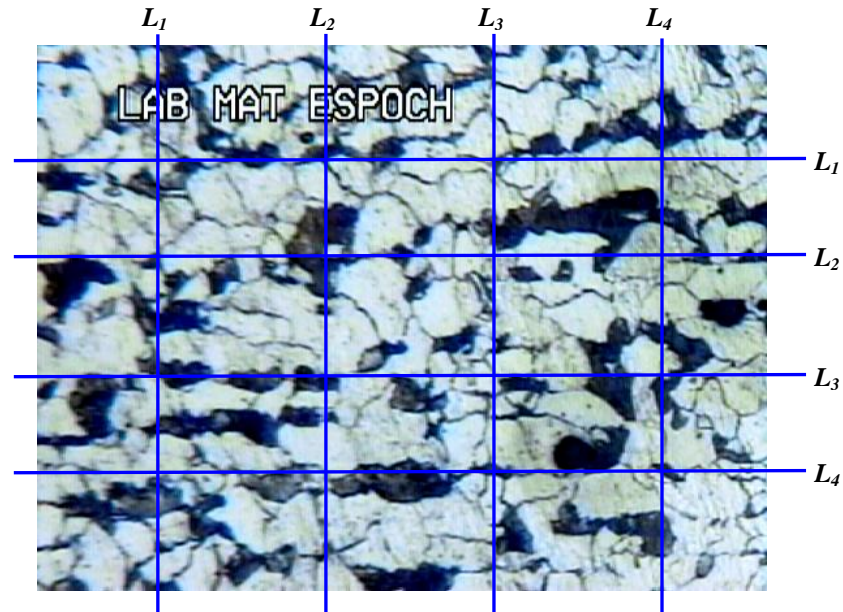


Fig.4.4 Sección longitudinal de tubería API 5L Argentina atacada químicamente con nital al 2%, Escala real 20X.

50 μm

- **Porcentaje de perlita y ferrita.**

Ferrita = 80 %.

Perlita = 20 %.

- **Tamaño de grano horizontal por el método de intersección.**

$$\bar{L} = \frac{L_1 + L_2 + L_3 + L_4}{4} = \frac{13 + 15 + 10,5 + 11}{4} = 12,375 \quad \text{Ec.4.1}$$

$$E = \frac{205 \mu\text{m}}{\bar{L}} = \frac{205 \mu\text{m}}{12,375} = 16,56 \mu\text{m} \quad \text{Ec.4.2}$$

$$G = 10 - 6.6439 \log\left(\frac{16,56}{10}\right) \quad \text{Ec.4.3}$$

$$G = 8,54$$

- **Tamaño de grano vertical por el método de intersección.**

$$\bar{L} = \frac{L_1 + L_2 + L_3 + L_4}{4} = \frac{11 + 10,5 + 14 + 10}{4} = 11,375$$

$$E = \frac{155 \mu m}{\bar{L}} = \frac{155 \mu m}{11,375} = 13,62 \mu m$$

$$G = 10 - 6.6439 \log\left(\frac{13,62}{10}\right)$$

$$G = 9$$

Tubería China.

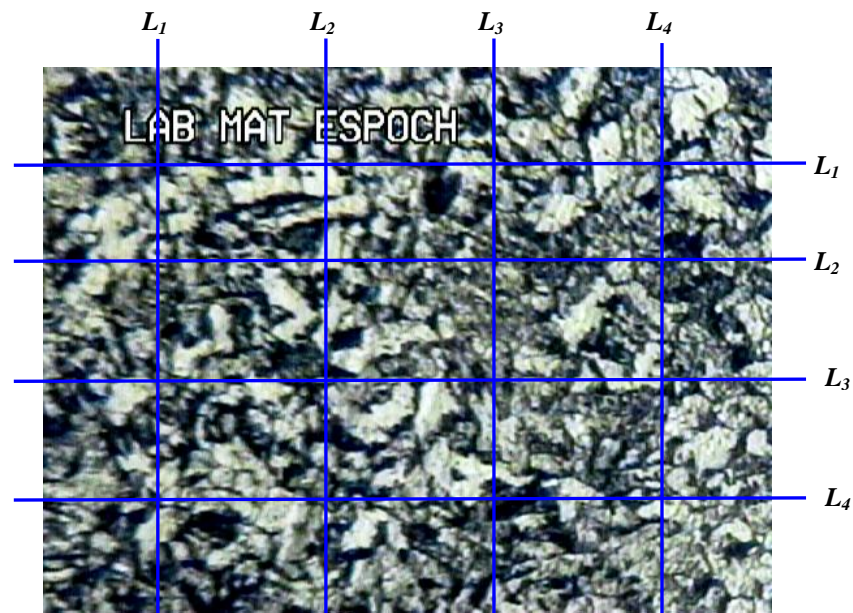


Fig.4.5 Sección longitudinal de tubería API 5L China atacada químicamente con nital al 2%, Escala real 20X.

50 μm

- **Porcentaje de perlita y ferrita.**

Ferrita = 68 %.

Perlita = 32 %.

- **Tamaño de grano horizontal por el método de intersección.**

$$\bar{L} = \frac{L_1 + L_2 + L_3 + L_4}{4} = \frac{15 + 14 + 14 + 14}{4} = 14,25$$

$$E = \frac{205 \mu m}{\bar{L}} = \frac{205 \mu m}{14,25} = 14,38 \mu m$$

$$G = 10 - 6.6439 \log\left(\frac{14,38}{10}\right)$$

$$G = 8,95$$

- **Tamaño de grano vertical por el método de intersección.**

$$\bar{L} = \frac{L_1 + L_2 + L_3 + L_4}{4} = \frac{14 + 13 + 11 + 15}{4} = 13,25$$

$$E = \frac{155 \mu m}{\bar{L}} = \frac{155 \mu m}{13,25} = 11,69 \mu m$$

$$G = 10 - 6.6439 \log\left(\frac{11,69}{10}\right)$$

$$G = 9,55$$

La microestructura de la tubería Argentina presenta un tamaño de grano ASTM 9 visible claramente. La tubería China presenta aproximadamente un tamaño de grano ASTM 10 pero no uniforme.

4.1.4.3 Determinación de dureza Brinell. Anexo E.

Tubería Argentina.

$$D = 2,5 \text{ mm.}$$

$$P = 30 D^2 = 30 \times 2,5^2 = 187,5 \text{ Kgf. (1839N) Según ASTM E 10 TAB. 3.}$$

$$d_1 = 1,293 \text{ mm.}$$

$$d_2 = 1,297 \text{ mm.}$$

$$d_3 = 1,204 \text{ mm.}$$

$$d \text{ promedio} = 1,2646 \text{ mm.}$$

$$HB = \frac{P}{\pi * \frac{D}{2} * (D - \sqrt{D^2 - d^2})} = \frac{187,5}{\pi * \frac{2,5}{2} * (2,5 - \sqrt{2,5^2 - 1,2646^2})} = 139 \text{ HB} \quad Ec.4.4$$

Tubería China.

$$D = 2,5 \text{ mm.}$$

$$P = 30 D^2 = 30 \times 2,5^2 = 187,5 \text{ Kgf. (1839N) Según ASTM E 10 TAB. 3.}$$

$$d_1 = 1,220 \text{ mm.}$$

$$d_2 = 1,248 \text{ mm.}$$

$$d_3 = 1,260 \text{ mm.}$$

$$d \text{ promedio} = 1,2426 \text{ mm.}$$

$$HB = \frac{P}{\pi * \frac{D}{2} * (D - \sqrt{D^2 - d^2})} = \frac{187,5}{\pi * \frac{2,5}{2} * (2,5 - \sqrt{2,5^2 - 1,2426^2})} = 144,38 \text{ HB}$$

La dureza de la tubería China (145HB) es mayor que la Argentina (139HB), en una pequeña proporción.

4.1.4.4 Microestructuras después del recocido.

Tubería Argentina recocida.



Fig.4.6 Tubería API 5L Argentina después del recocido atacada químicamente con nital al 2 %, Escala real 5X.

100 μm

- **Cálculo del porcentaje de perlita y ferrita.**

$$\text{Área total} = 466,74.$$

$$\text{Área oscura pertenece a perlita} = 78,31.$$

$$A_{\alpha} = A_T - A_P$$

$$A_{\alpha} = 466,74 - 78,31 = 388,43.$$

Entonces.

$$\alpha = \frac{388,43 \times 100\%}{466,74} = 83,22\%$$

$$p = 100 - 88,22 = 16,77\%.$$

Por consiguiente se tiene los siguientes porcentajes:

$$\text{Ferrita} = 83,22\%.$$

$$\text{Perlita} = 16,77\%.$$

- **Mediante la regla de la palanca se calcula el porcentaje de carbono equivalente**

$$\alpha = \frac{0.77 - \%C}{0.77 - 0.008}$$

$$0.832 = \frac{0.77 - \%C}{0.77 - 0.008}$$

$$0.832 (0.77 - 0.008) = 0.77 - \%C$$

$$\%C = 0,136$$

Tubería China recocida.



Fig.4.7 Tubería API 5L China después del recocido atacada químicamente con nital al 2 %, Escala real 5X.

100 μ m

- **Cálculo del porcentaje de perlita y ferrita.**

$$\text{Área total} = 401,9.$$

$$\text{Área oscura pertenece a perlita} = 66,39.$$

$$A_{\alpha} = A_T - A_p$$

$$A_{\alpha} = 401,9 - 66,39 = 335,51.$$

Entonces.

$$\alpha = \frac{335,51 \times 100\%}{401,9} = 83,48 \%$$

$$p = 100 - 83,48 = 16,51 \%.$$

Por consiguiente se tiene los siguientes porcentajes:

$$\text{Ferrita} = 83,48 \%.$$

$$\text{Perlita} = 16,51 \%.$$

- Mediante la regla de la palanca se calcula el porcentaje de carbono equivalente

$$\alpha = \frac{0.77 - \%C}{0.77 - 0.008}$$

$$0,834 = \frac{0.77 - \%C}{0.77 - 0.008}$$

$$0,834 (0.77 - 0.008) = 0.77 - \%C$$

$$\%C = 0,134$$

4.1.4.5 Determinación de dureza Brinell posterior al recocido.

Tubería Argentina.

$$D = 2,5 \text{ mm.}$$

$$P = 30 D^2 = 30 \times 2,5^2 = 187,5 \text{ Kgf. (1839N) Según ASTM E 10 TAB. 3.}$$

$$d_1 = 1,325 \text{ mm.}$$

$$d_2 = 1,310 \text{ mm.}$$

$$d_3 = 1,369 \text{ mm.}$$

$$d \text{ promedio} = 1,3346 \text{ mm.}$$

$$HB = \frac{P}{\pi * \frac{D}{2} * (D - \sqrt{D^2 - d^2})} = \frac{187,5}{\pi * \frac{2,5}{2} * (2,5 - \sqrt{2,5^2 - 1,3346^2})} = 123,68 \text{ HB}$$

Tubería China.

$$D = 2,5 \text{ mm.}$$

$$P = 30 D^2 = 30 \times 2,5^2 = 187,5 \text{ Kgf. (1839N) Según ASTM E 10 TAB. 3.}$$

$$d_1 = 1,255 \text{ mm.}$$

$$d_2 = 1,270 \text{ mm.}$$

$$d_3 = 1,418 \text{ mm.}$$

$$d \text{ promedio} = 1,314 \text{ mm.}$$

$$HB = \frac{P}{\pi * \frac{D}{2} * (D - \sqrt{D^2 - d^2})} = \frac{187,5}{\pi * \frac{2,5}{2} * (2,5 - \sqrt{2,5^2 - 1,314^2})} = 125,64 \text{ HB}$$

4.1.4.6 Cálculo de carbono equivalente.

El cálculo de carbono equivalente (*CE*) se lo realiza considerando la norma API 5L para este tipo de tubería [22]. Anexo F.

Tubería Argentina

$$CE = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad Ec.4.5$$

$$CE = 0,146 + \frac{0,248}{30} + \frac{0,664}{20} + \frac{0,067}{20} + \frac{0,047}{60} + \frac{0,06}{20} + \frac{0,018}{15} + \frac{0}{10} + 5 \cdot 0$$

$$CE = 0,1958\%$$

Tubería China

$$CE = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$$

$$CE = 0,149 + \frac{0,108}{30} + \frac{0,371}{20} + \frac{0,006}{20} + \frac{0,005}{60} + \frac{0,021}{20} + \frac{0,002}{15} + \frac{0}{10} + 5 \cdot 0$$

$$CE = 0,1727\%$$

4.1.5 Tiempo de pruebas

En términos generales, las pruebas de corrosión deben durar como mínimo un mes. En muchos casos, sería recomendable y deseable evaluar el efecto del tiempo de exposición que puede ser hecho por medio de pruebas de intervalos controlados.

En la investigación llevada a cabo, se procede a la evaluación de los cupones en períodos programados, realizando seis extracciones mensuales, durante seis meses para su respectiva evaluación.

4.1.6 Limpieza de cupones.

Una vez realizada la extracción se procede a realizar la limpieza, para lo cual se prepara las siguientes soluciones de acuerdo a la norma NACE RPO775 – 2005. Sección 2.3.4. Para cupones de acero [23].

Se tienen las siguientes soluciones, una para el ataque ácido (A) y otra para la neutralización del ataque (B). La temperatura de limpieza será de 20 °C.

| SOLUCIÓN A | | SOLUCIÓN B | |
|--------------------------|----------|----------------------|----------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | COMPONENTE | CANTIDAD |
| Ácido Clorhídrico al 10% | 90ml | Bicarbonato saturado | 5gr |
| Agua destilada | 10ml | Agua destilada | 100ml |

Tabla.VII. Soluciones para decapado.

4.1.6.1 Procedimiento de limpieza

Se realiza un lavado del cupon con agua jabón, luego se sumerge al mismo en la solución A por el lapso de 10 segundos, para luego neutralizar el ataque con la solución B y posteriormente lavarlo con agua destilada.

4.1.7 Evaluación de los cupones después de la exposición.

Al final de las pruebas, las observaciones en el cupón antes de ser limpiado deben ser registradas (es recomendado que se haga fotográficamente). Las muestras son limpiadas por varios medios (detallados en las especificaciones apropiadas) para remover todos los depósitos y productos de la corrosión del metal. Después de la limpieza, el cupón es pesado nuevamente y la tasa de corrosión es calculada por la pérdida de peso:

4.1.7.1 Tasa de corrosión de cupones.

El cálculo se lo realiza de acuerdo a la norma NACE RPO775 – 2005. Sección 2.4.1.2. [24].Anexo G.

$$CR \left[\frac{mpy}{\text{año}} \right] = \frac{W \times 365 \times 1,000}{ATD \times (2.54)^3} = \frac{2.227 \times 10^4}{ATD} \frac{W}{\text{cm}^2} \quad Ec.4.6$$

Donde:

$$CR = \text{Tasa de corrosión [mpy]}$$

$$W = \text{Pérdida de peso [g]}$$

$$D = \text{Densidad del metal [g/cm}^3\text{]}$$

$$A = \text{Area inicial [in}^2\text{]}$$

$$T = \text{Tiempo de exposición [días]}$$

4.1.7.2 Evaluación de tasa de pitting.

La evaluación de tasa de pitting (PR) se realiza considerando la norma NACE RPO775 – 2005. Sección 2.5.1. [25].

$$PR \text{ [mm/y]} = \frac{\text{profundidad del pit (mm)} \times 365}{\text{tiempo de exposición (días)}} \quad \text{Ec.4.7}$$

4.1.7.3 Interpretación de resultados.

La interpretación de resultados se lo puede realizar considerando la Fig.4.8, de la norma NACE RPO775 – 2005. [26], a través de la cual se puede tener un visión de como va a estar afectada la tubería.

| | Average Corrosion Rate | | Maximum Pitting Rate (See Paragraph 2.5) | |
|-----------------|------------------------|--------------------|--|---------|
| | mm/y ^(A) | mpy ^(B) | mm/y | mpy |
| Low | <0.025 | <1.0 | <0.13 | <5.0 |
| Moderate | 0.025-0.12 | 1.0-4.9 | 0.13-0.20 | 5.0-7.9 |
| High | 0.13-0.25 | 5.0-10 | 0.21-0.38 | 8.0-15 |
| Severe | >0.25 | >10 | >0.38 | >15 |

^(A) mm/y = millimeters per year
^(B) mpy = mils per year




Fig.4.8 Categorización de la tasa de corrosión de aceros al carbono. ²⁹

²⁹ NACE RP0775. Houston. 2005. Pág.15.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 Aspecto metalográfico.

◆ Composición química.

De acuerdo a los resultados arrojados por el espectrómetro de emisión óptica, la composición química de la tubería Argentina y China se encuentran dentro de los rangos establecidos por la norma API 5L, presentando un porcentaje de carbono casi similar de las dos tuberías, Argentina(0,146 %) y China (0,149) cuyos valores corresponden a los aceros al bajo carbono.

De igual manera, los valores de los elementos de la tubería Argentina de, Si (0,248), Mn (0,664), Ni (0,047), Cr (0,06) están presentes en la misma, en mayor porcentaje que en la tubería China, Si (0,108), Mn (0,371), Ni (0,005), Cr (0,021) componentes que contribuyen a dar mejores características de resistencia a la corrosión en las tuberías.

◆ Inclusiones.

La tubería Argentina presenta inclusiones tipo sulfuros y óxidos con un tamaño de 31 μm por lo cual se podría decir que representa una tubería con un porcentaje de inclusiones aceptable, lo que no sucede con la China que tiene inclusiones tipo

alúmina y óxidos con una dimensión de $84 \mu m$ tamaño que cubre un área grande de la microestructura, lo que causaría una alta concentración de esfuerzos en la matriz metálica de la tubería y podría actuar como cátodos que aceleran la corrosión.

◆ **Microestructura.**

La microestructura Argentina se conforma de perlita en una matriz ferrítica que crece en el límite de grano austenítico, cuyo tamaño de grano es ASTM 9 definido y fácilmente apreciable a la vista, el mismo que determina una dureza de 139 HB antes del recocido.

La microestructura China se muestra con fases de perlita en una matriz ferrítica no bien definidas, resultado de un enfriamiento brusco, o de un tratamiento térmico mal realizado en la fabricación, por lo cual se puede observar que la morfología de los granos no es definida lo que sería una señal de indicios de tensiones residuales que es una más de las causas de la corrosión en esta tubería. Presenta un tamaño de grano ASTM 10 no definido a primera vista, de igual manera la dureza de ésta es de 145 HB mayor a la Argentina.

Luego del recocido se observa en la microestructura Argentina aproximadamente un 83,22% de ferrita y 16,77% de perlita la misma que se proyecta horizontalmente a través de las señales de laminado en la fabricación de la tubería. De igual manera la microestructura China presenta un 83,48% de ferrita y 16,51% de perlita ya dispersa en la ferrita y se puede observar que mediante este tratamiento

se alivió las tensiones concentradas en la microestructura obteniendo mejores características del material.

5.2 Determinación de la tasa de corrosión de cupones.

La tasa de corrosión se determina por la Ec.4.6, además se considera una densidad del material calculada experimentalmente de $7,695 \text{ g/cm}^3$, el área de exposición de $5,265 \text{ in}^2$ y el tiempo será en intervalos de treinta días acumulativos.

Cabe indicar que los cupones fueron identificados por impacto con abreviaturas designadas tanto para los cupones argentinos A1, A2, A3, A4, etc., que quiere decir cupon Argentina 1, Argentina 2, Argentina 3, etc. De igual forma los chinos C1, C2, C3, etc., es decir China 1, China 2, China 3, etc.

A continuación se realiza el cálculo de la tasa de corrosión para cada uno de los meses de exposición de los cupones.

| TASA DE CORROSIÓN PRIMER MES | | | | | |
|------------------------------|-------------------|-----------------|------------------|---------------------------|-------------------|
| Cupones | Peso Inicial (gr) | Peso Mes 1 (gr) | Diferencia W(gr) | Tasa de corrosión CR(mpy) | Tipo de corrosión |
| A1 | 26,2829 | 25,9707 | 0,3122 | 5,720995597 | Alta |
| A11 | 26,4748 | 26,203 | 0,2718 | 4,980674578 | Moderada |
| A14 | 26,7169 | 26,4752 | 0,2417 | 4,429098769 | Moderada |
| C3 | 27,6733 | 27,3912 | 0,2821 | 5,169419788 | Alta |
| C15 | 29,0357 | 28,7048 | 0,3309 | 6,06366894 | Alta |
| C17 | 28,5359 | 28,2635 | 0,2724 | 4,991669444 | Moderada |

TASA DE CORROSIÓN SEGUNDO MES

| Cupones | Peso Inicial (gr) | Peso Mes 2 (gr) | Diferencia W (gr) | Tasa de corrosión CR(mpy) | Tipo de corrosión |
|---------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| A4 | 26,2178 | 25,9478 | 0,27 | 2,473844989 | Moderada |
| A8 | 26,2489 | 26,0294 | 0,2195 | 2,011144352 | Moderada |
| A16 | 26,2492 | 26,0131 | 0,2361 | 2,163240007 | Moderada |
| C6 | 28,5273 | 28,3566 | 0,1707 | 1,564019776 | Moderada |
| C10 | 28,3067 | 28,1234 | 0,1833 | 1,679465876 | Moderada |
| C13 | 27,1779 | 26,9497 | 0,2282 | 2,090857135 | Moderada |

TASA DE CORROSIÓN TERCER MES

| Cupones | Peso Inicial (gr) | Peso Mes 3 (gr) | Diferencia W (gr) | Tasa de corrosión CR(mpy) | Tipo de corrosión |
|---------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| A5 | 25,4713 | 25,0686 | 0,4027 | 2,459795993 | Moderada |
| A7 | 25,6779 | 25,4012 | 0,2767 | 1,690155329 | Moderada |
| A13 | 26,0051 | 25,7281 | 0,277 | 1,691987807 | Moderada |
| C4 | 28,5941 | 28,2891 | 0,305 | 1,863019066 | Moderada |
| C8 | 26,7501 | 26,4887 | 0,2614 | 1,596698963 | Moderada |
| C18 | 26,7706 | 26,4912 | 0,2794 | 1,706647629 | Moderada |

TASA DE CORROSIÓN CUARTO MES

| Cupones | Peso Inicial (gr) | Peso Mes 4 (gr) | Diferencia W (gr) | Tasa de corrosión CR(mpy) | Tipo de corrosión |
|---------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| A3 | 26,5931 | 26,2028 | 0,3903 | 1,788040184 | Moderada |
| A9 | 26,6395 | 26,3521 | 0,2874 | 1,316635277 | Moderada |
| A17 | 26,0466 | 25,7167 | 0,3299 | 1,51133604 | Moderada |
| C1 | 28,4872 | 28,2306 | 0,2566 | 1,175534489 | Moderada |
| C11 | 27,7861 | 27,2821 | 0,504 | 2,30892199 | Moderada |
| C12 | 27,0514 | 26,6805 | 0,3709 | 1,699165012 | Moderada |

TASA DE CORROSIÓN QUINTO MES

| Cupones | Peso Inicial (gr) | Peso Mes 5 (gr) | Diferencia W (gr) | Tasa de corrosión CR(mpy) | Tipo de corrosión |
|---------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| A6 | 26,1945 | 25,86 | 0,3345 | 1,225927628 | Moderada |
| A10 | 26,0356 | 25,7168 | 0,3188 | 1,168387826 | Moderada |
| A15 | 26,9604 | 26,5805 | 0,3799 | 1,392316609 | Moderada |
| C2 | 28,4371 | 28,1413 | 0,2958 | 1,084093848 | Moderada |
| C7 | 27,2758 | 26,8274 | 0,4484 | 1,643366064 | Moderada |
| C9 | 28,3967 | 27,8167 | 0,58 | 2,125674213 | Moderada |

| TASA DE CORROSIÓN SEXTO MES | | | | | |
|-----------------------------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| Cupones | Peso Inicial (gr) | Peso Mes 5 (gr) | Diferencia W (gr) | Tasa de corrosión CR(mpy) | Tipo de corrosión |
| A2 | 26,1472 | 24,1765 | 1,9707 | 6,018773234 | Moderada |
| A12 | 25,841 | 25,6133 | 0,2277 | 0,695425314 | Moderada |
| A18 | 25,6873 | 25,3161 | 0,3712 | 1,133692913 | Moderada |
| C5 | 28,7132 | 28,2056 | 0,5076 | 1,550276193 | Moderada |
| C14 | 29,4419 | 29,1525 | 0,2894 | 0,883865111 | Moderada |
| C16 | 28,3400 | 28,003 | 0,337 | 1,029241681 | Moderada |

Se obtiene una representación gráfica de la pérdida de peso de cada uno de los cupones en las tres temperaturas de ensayo.

- Cupones de Tubería Argentina.

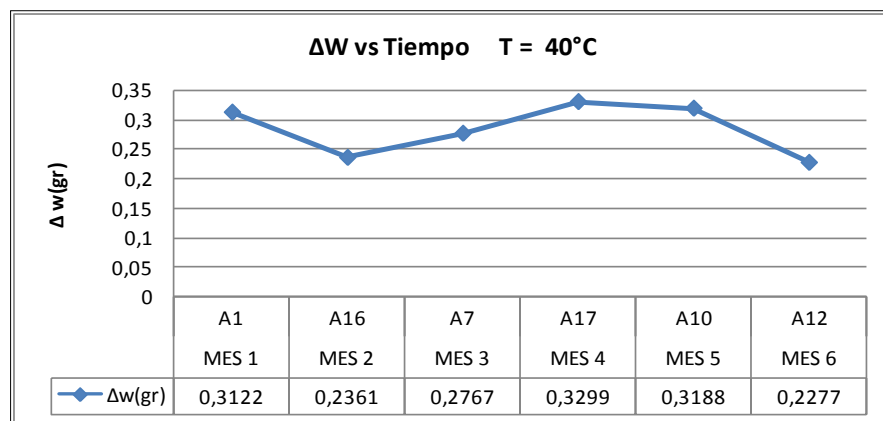


Fig.5.1. Diferencial de peso. Cupones Tubería Argentina. P =100psi, T= 40°C

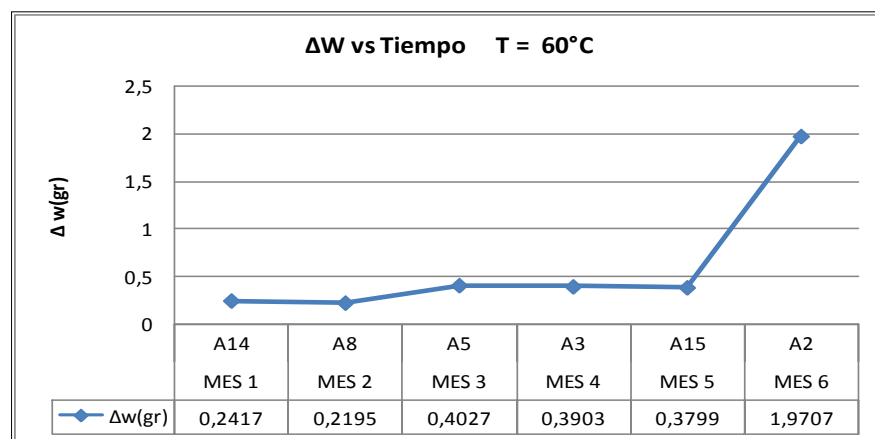


Fig.5.2. Diferencial de peso. Cupones Tubería Argentina. P =100psi, T= 60°C

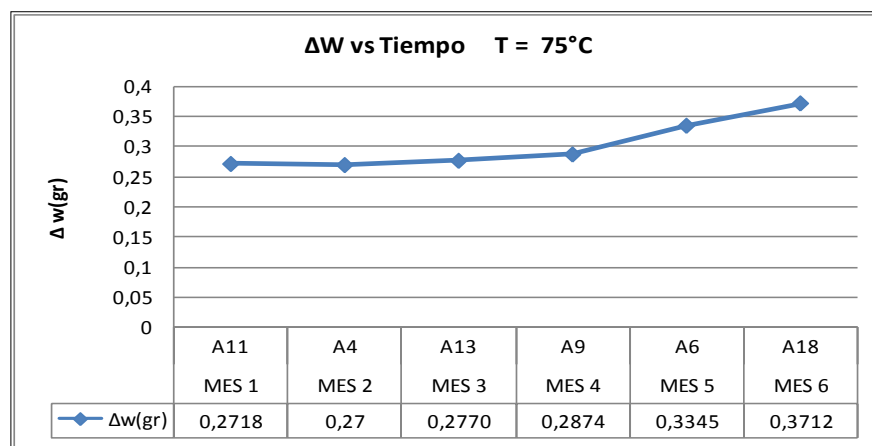


Fig.5.3. Diferencial de peso. Cupones Tubería Argentina. P =100psi, T= 75°C

Se observa en la Fig.5.1, que se da una pérdida de peso alta en el primer mes para decaer en el segundo, para luego ir variando en forma parabólica presentando un pico alto en el cuarto mes, esto se puede dar debido al tiempo de formación de una capa de escoria que actúa como una capa protectora de los cupones.

En la Fig.5.2, se tiene una pérdida de peso uniforme durante la mayoría de tiempo para luego tener un alto porcentaje de pérdida de peso al final del sexto mes, debido a que la película protectora podría estar actuando a favor de la corrosión.

En Fig. 5.3, se observa un crecimiento uniforme de la pérdida de peso pero no con mucha variación, es posible que a esta temperatura se tenga un crecimiento uniforme.

- Cupones de tubería China.

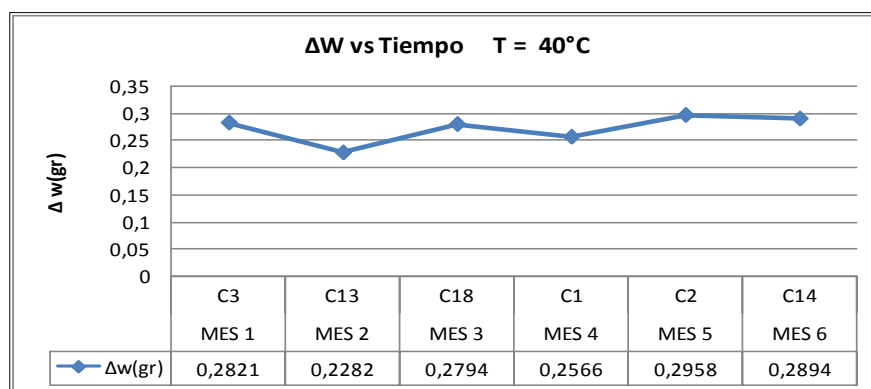


Fig.5.4. Diferencial de peso. Cupones Tubería China. P =100psi, T= 40°C

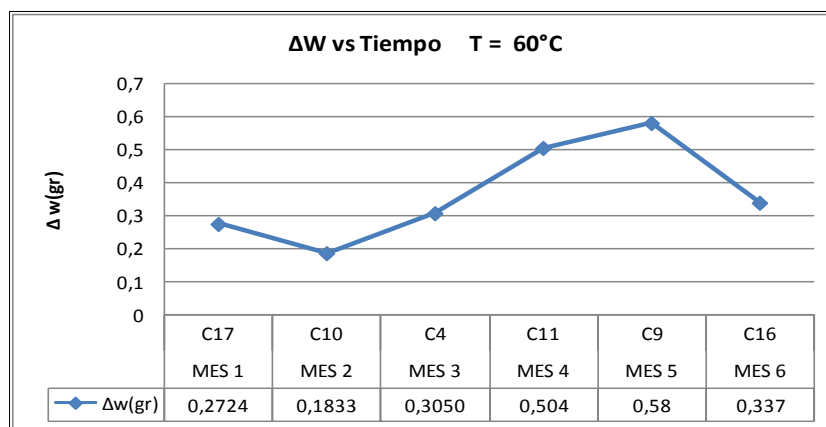


Fig.5.5. Diferencial de peso. Cupones Tubería China. P =100psi, T= 60°C

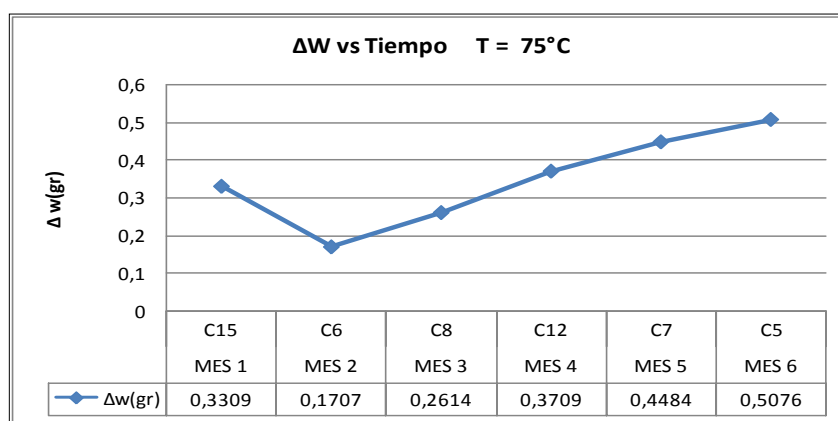


Fig.5.6. Diferencial de peso. Cupones Tubería China. P =100psi, T= 75°C

En la Fig.5.4, se da una pérdida de peso uniforme no existe una variación significativa de pérdida de peso presentando una ligera estabilidad en esta condición.

A continuación en la Fig.5.5, se tiene una pérdida de peso mínima en un inicio, presentando un diferencial de peso en forma parabólica que es máximo en el quinto mes y decae en el sexto mes.

En la gráfica de la Fig. 5.6, se observa un crecimiento parabólico de la diferencia de peso que puede ser resultado de la temperatura y las costras en los cupones.

Como se ve la forma de reaccionar de cada una de las tuberías tiende a ser distinta, con pequeñas similitudes en la forma de la curva pero grandes diferencias en la cantidad de pérdida de peso que sufren estas.

5.3 Evaluación de pitting en cupones.

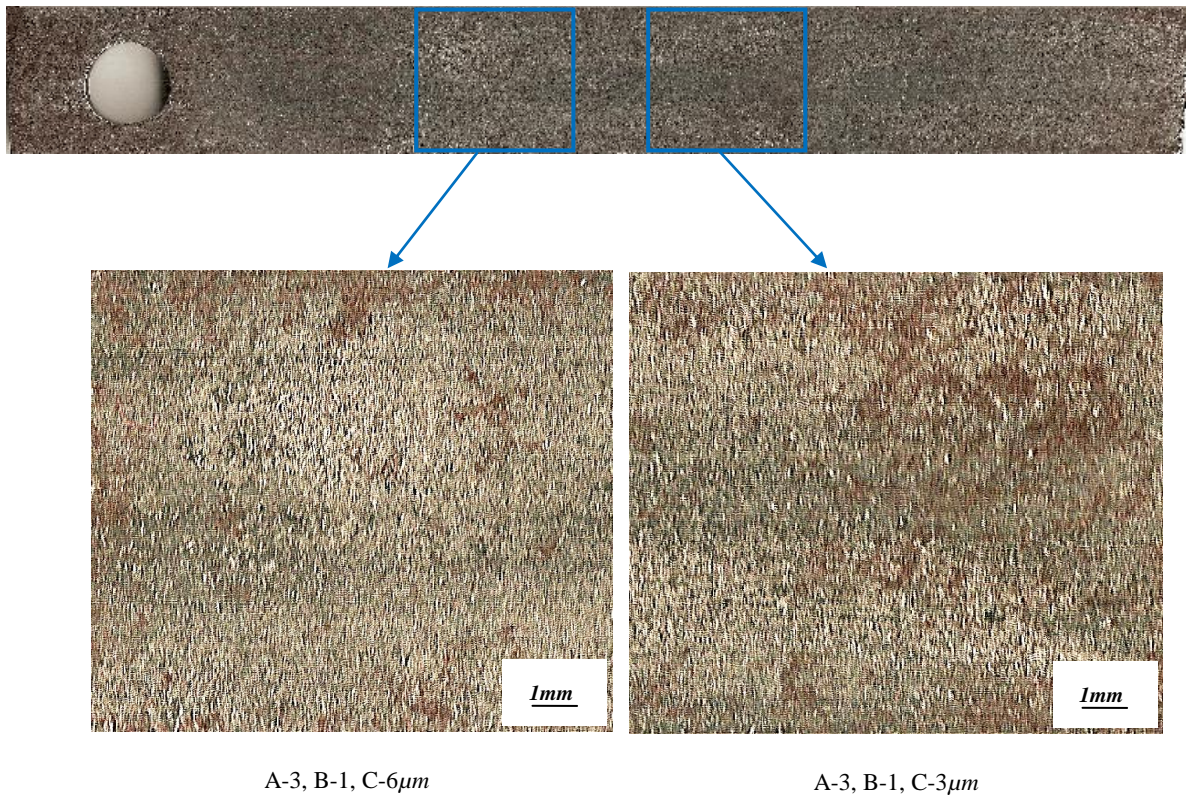
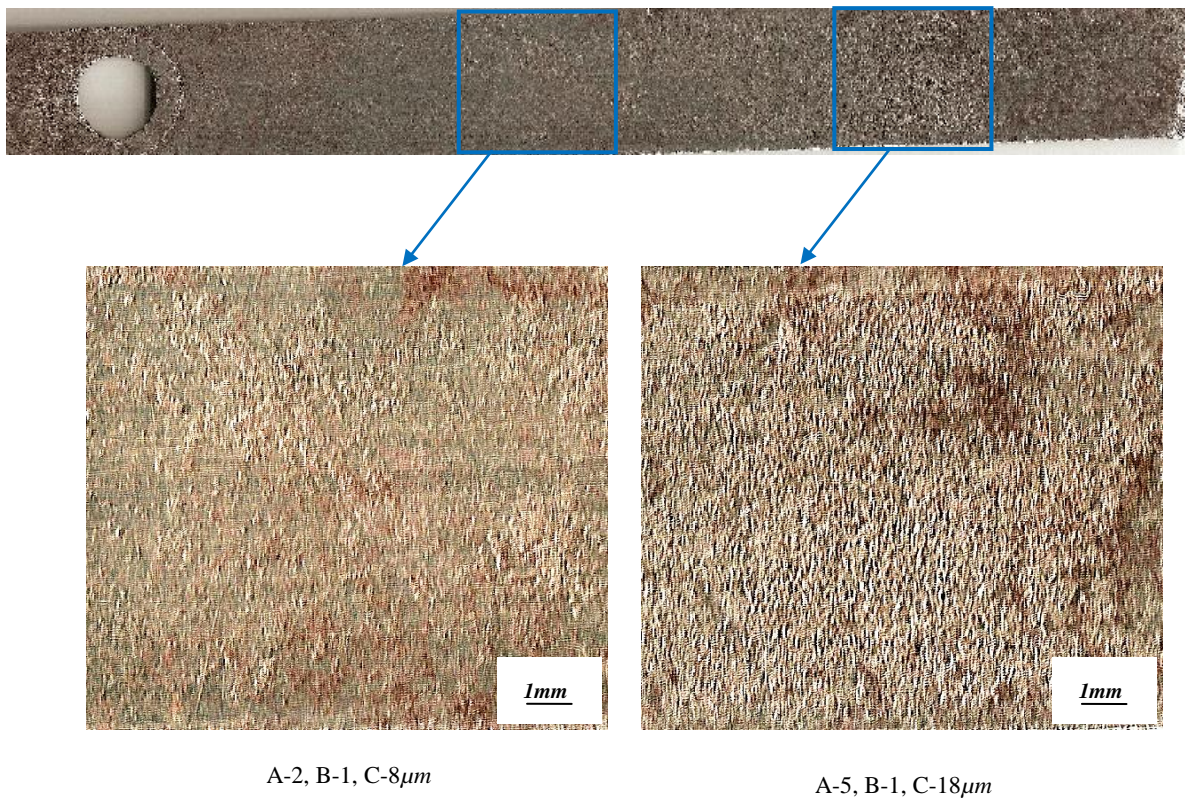
A continuación se realiza el análisis de la superficie de cada uno de los cupones, para evaluar la forma, el tamaño y la profundidad de los pitting.

La evaluación se lo realiza basándose según la norma ASTM G46 que permite realizar una comparación con los patrones que posee. Anexo H.

Se designa de acuerdo a la norma literales tales como A para indicar densidad del pitting, B tamaño en un rango de 1 a 5 y C profundidad del pitting, medido por el enfoque y desenfoco de la superficie inicial y el fondo del pitting a ser medido por medio del microscopio metalográfico.

A continuación se muestra cada uno de los cupones y el ataque que han sufrido en las diferentes condiciones de prueba.

De igual manera se designa con un literal A y su respectivo número para indicar que es un cupon de tubería Argentina y con C par indicar cupon de tubería China.

PRIMER MES**CUPON A1****Fig.5.7** Pitting, coupon A1. CR (5,7209mpy). 1200ppp.**CUPON A11****Fig.5.8.** Pitting, coupon A11. CR (4,9806mpy). 1200ppp.

CUPON A14

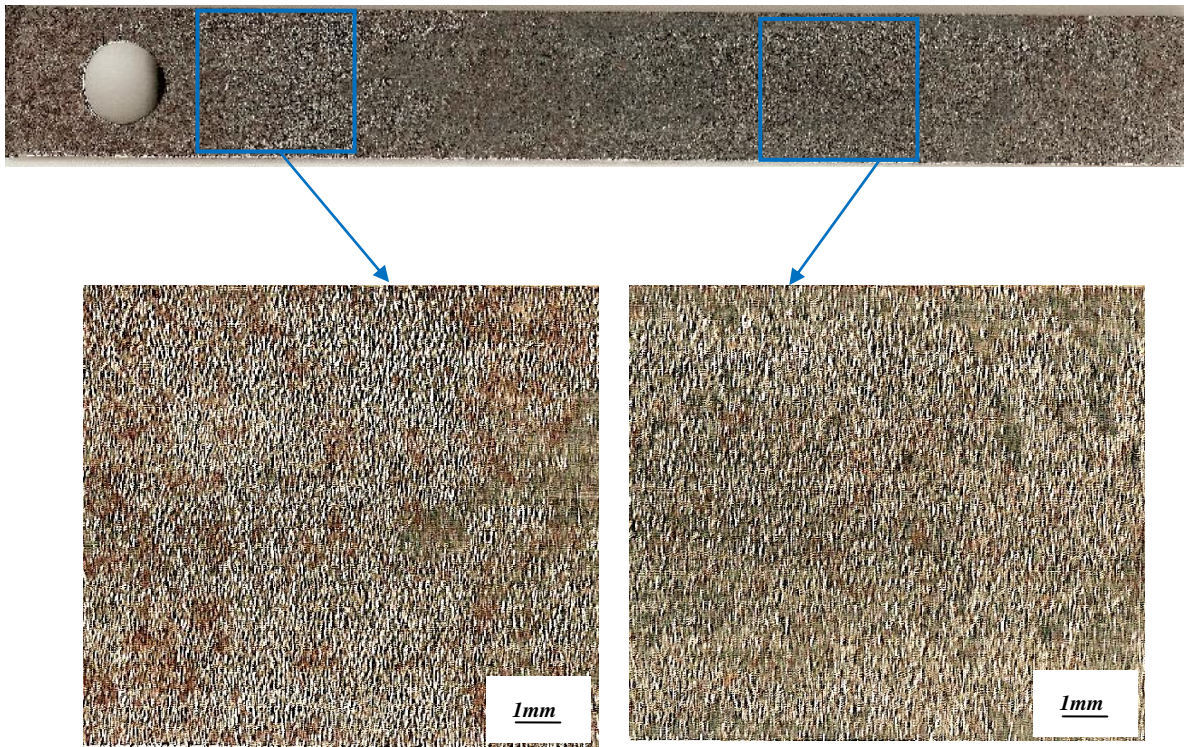
A-5, B-1, C-6 μ mA-4, B-1, C-8 μ m

Fig.5.9 Pitting, coupon A14. CR. (4,429mpy).1200ppp.

CUPON C3

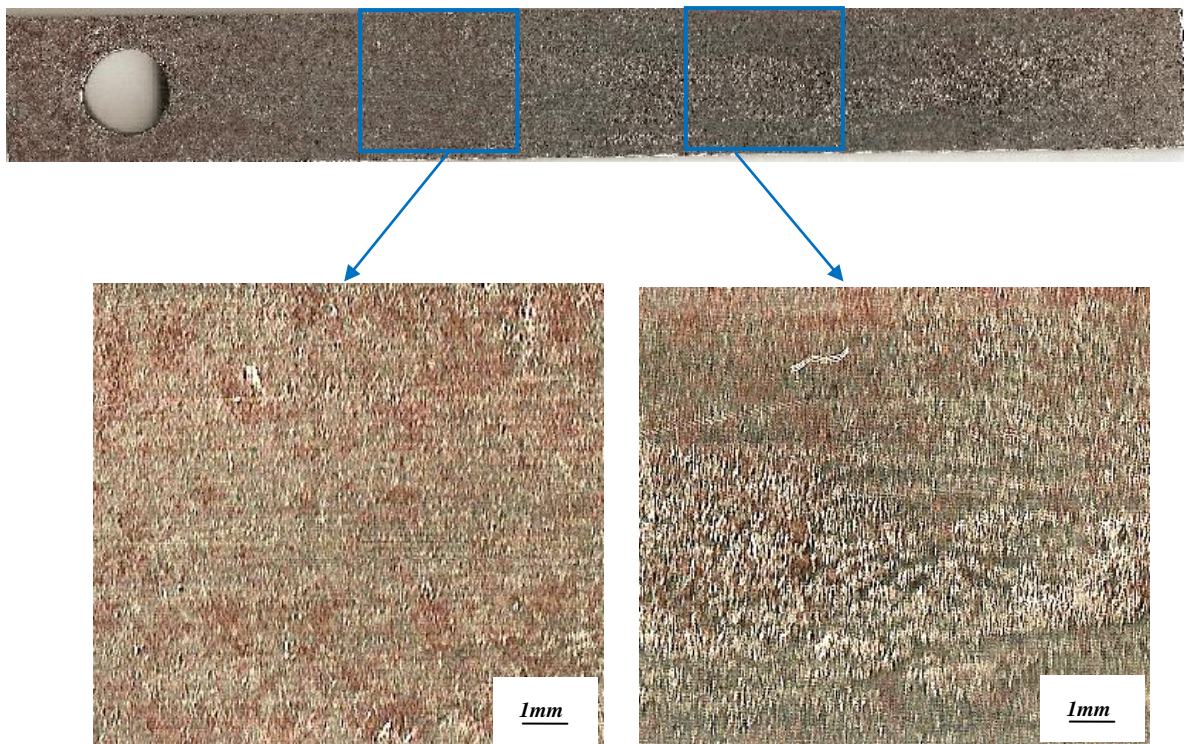
A-2, B-1, C-8 μ mA-4, B-1, C-12 μ m

Fig.5.10 Pitting, coupon C3. CR (5,1694mpy).1200ppp.

CUPON C15

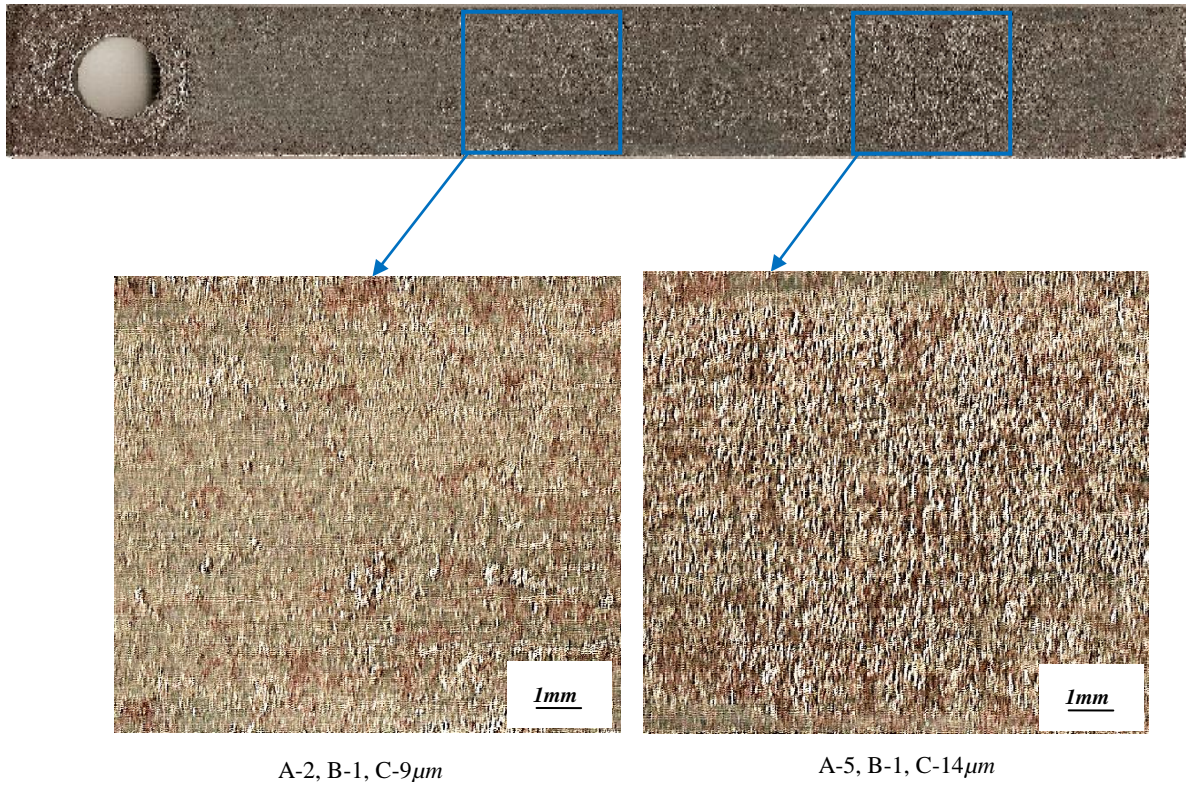


Fig.5.11 Pitting, coupon C15. CR. (6,0636mpy) 1200ppp.

CUPON C17

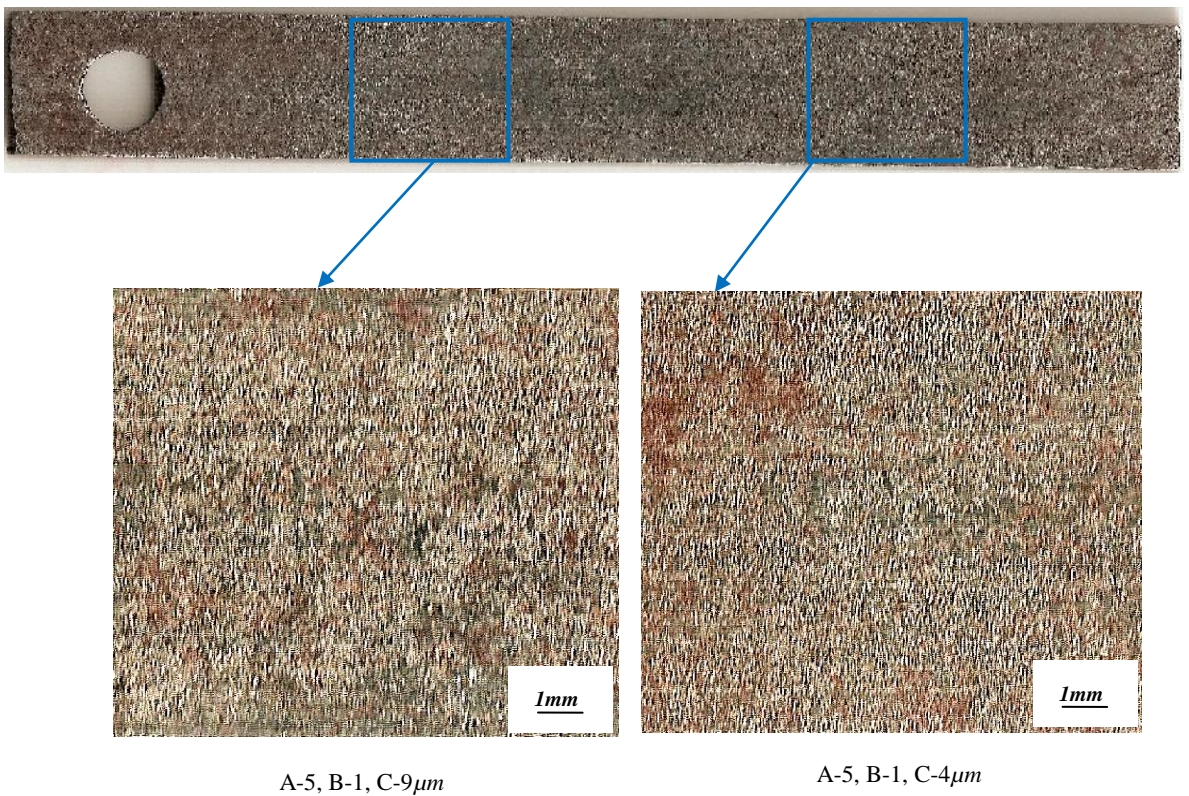
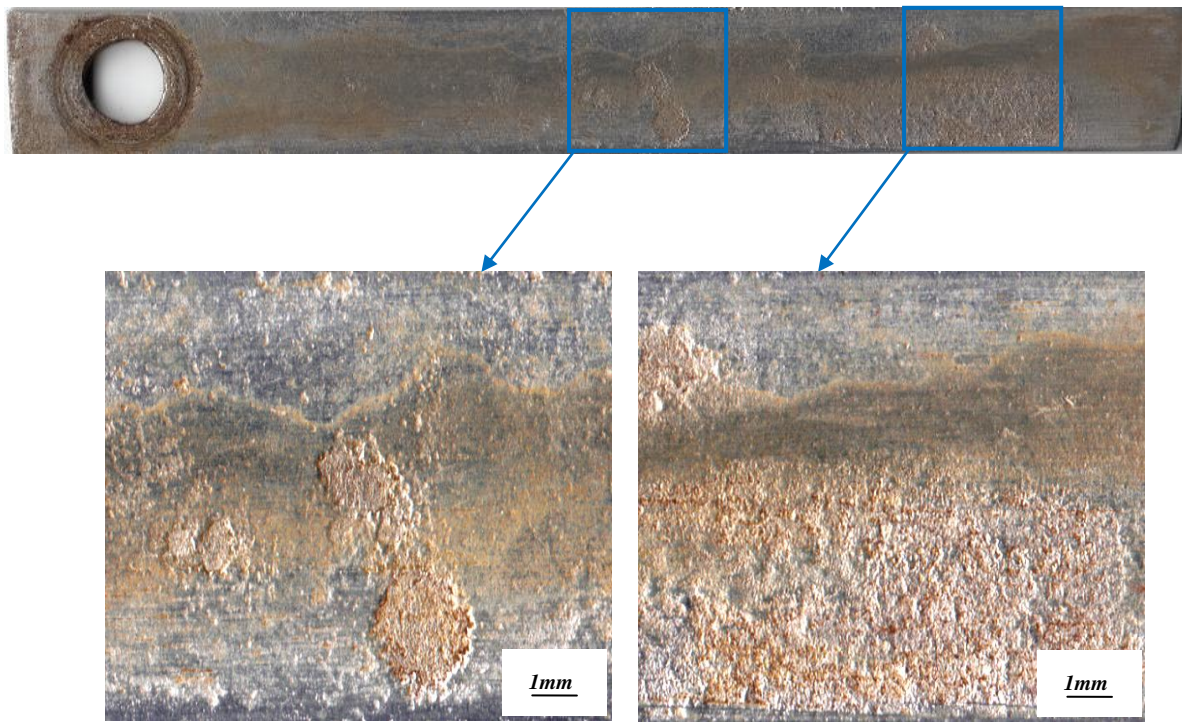


Fig.5.12 Pitting, coupon C17. CR (4,9916mpy) 1200ppp.

SEGUNDO MES

CUPON A4



A-2, B-4, C-12 μ m

A-3, B-1, C-12 μ m

Fig.5.13 Pitting, cupon A4. CR (2,4738mpy) 1200ppp.

CUPON A8



A-5, B-1, C-10 μ m

A-5, B-1, C-10 μ m

Fig.5.14 Pitting, cupon A8. CR (2,0111mpy) 1200ppp

CUPON A16

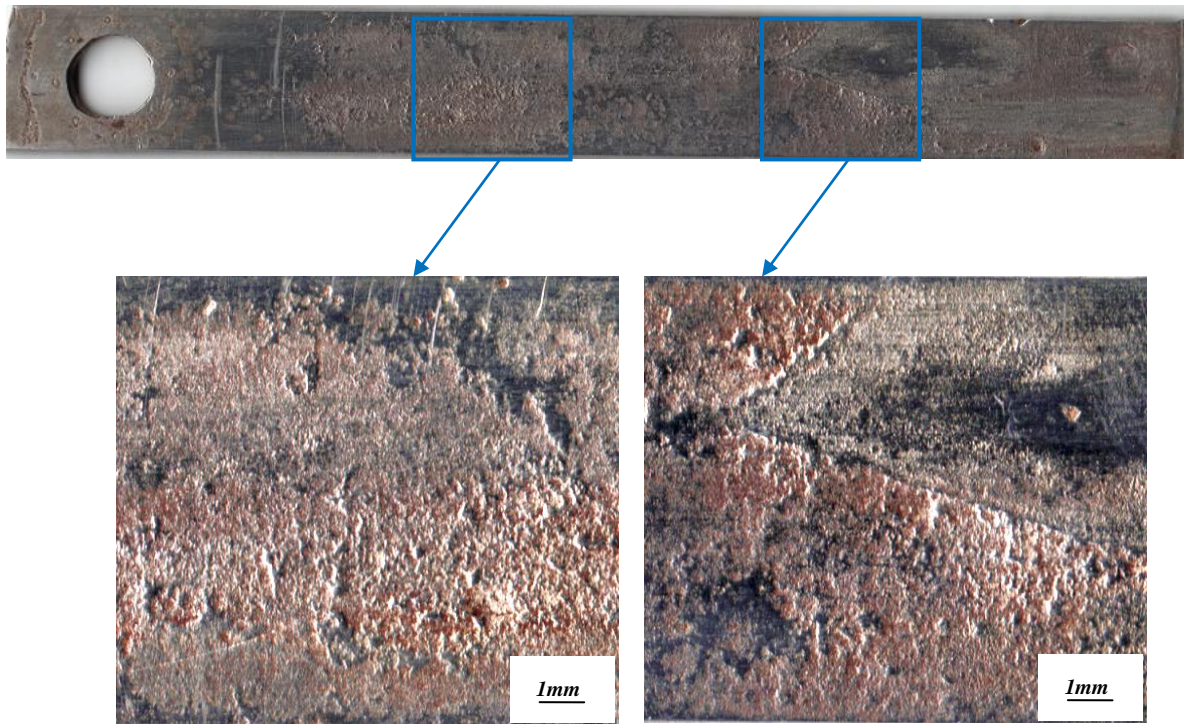
A-5, B-1, C-12 μ mA- 4, B-2, C-12 μ m

Fig.5.15 Pitting, coupon A16. CR (2,1632mpy) 1200ppp.

CUPON C6

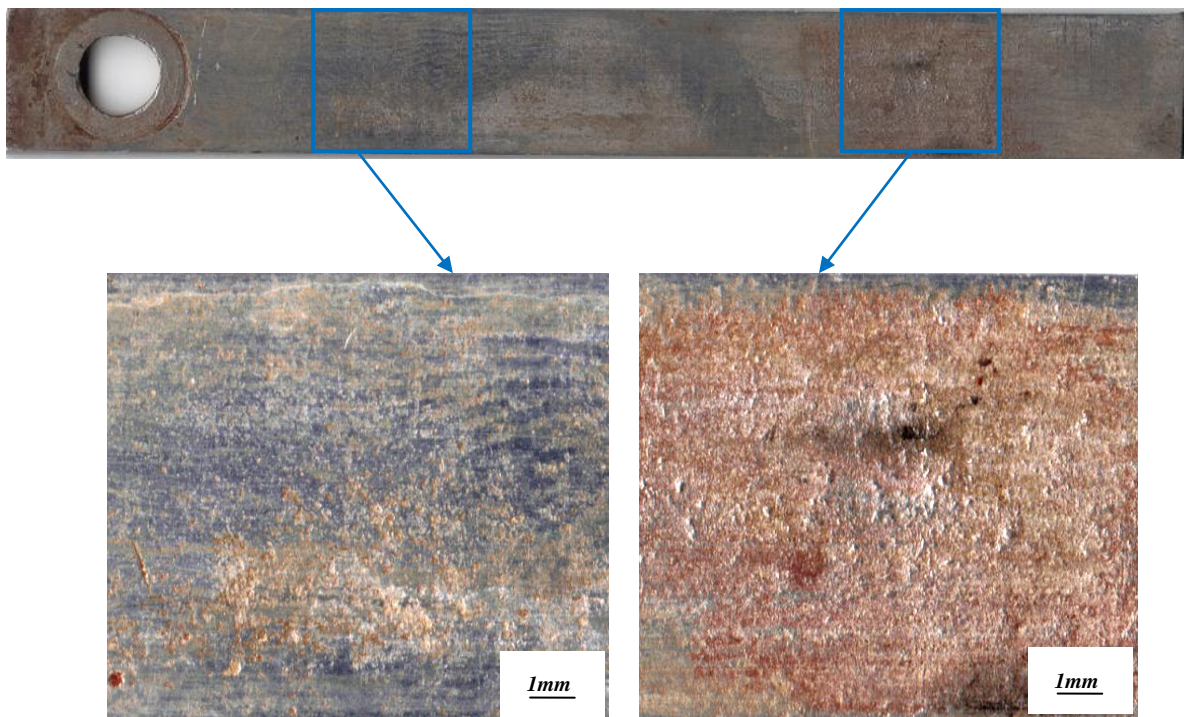
A-2, B-1, C-8 μ mA-3, B-1, C-9 μ m

Fig.5.16 Pitting, coupon C6. CR (1,564mpy) 1200ppp.

CUPON C10

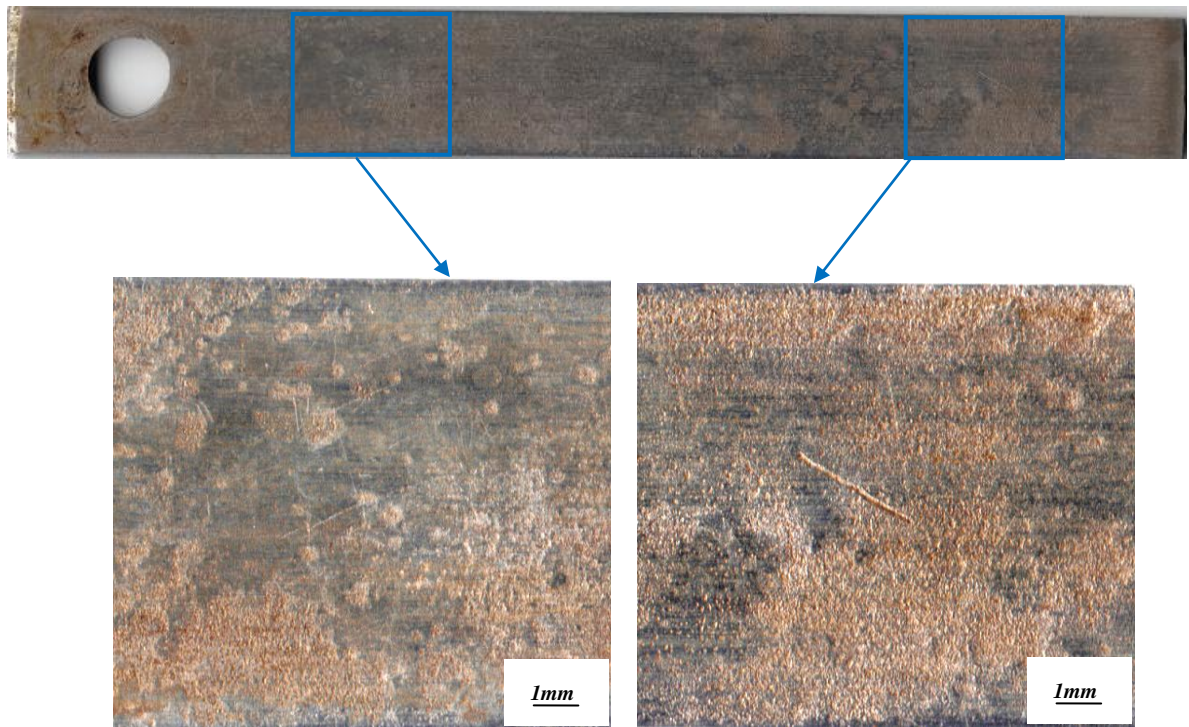
A-2, B-1, C-6 μ mA-5, B-1, C-6 μ m

Fig.5.17 Pitting, coupon C10. CR (1,6794mpy) 1200ppp.

CUPON C13

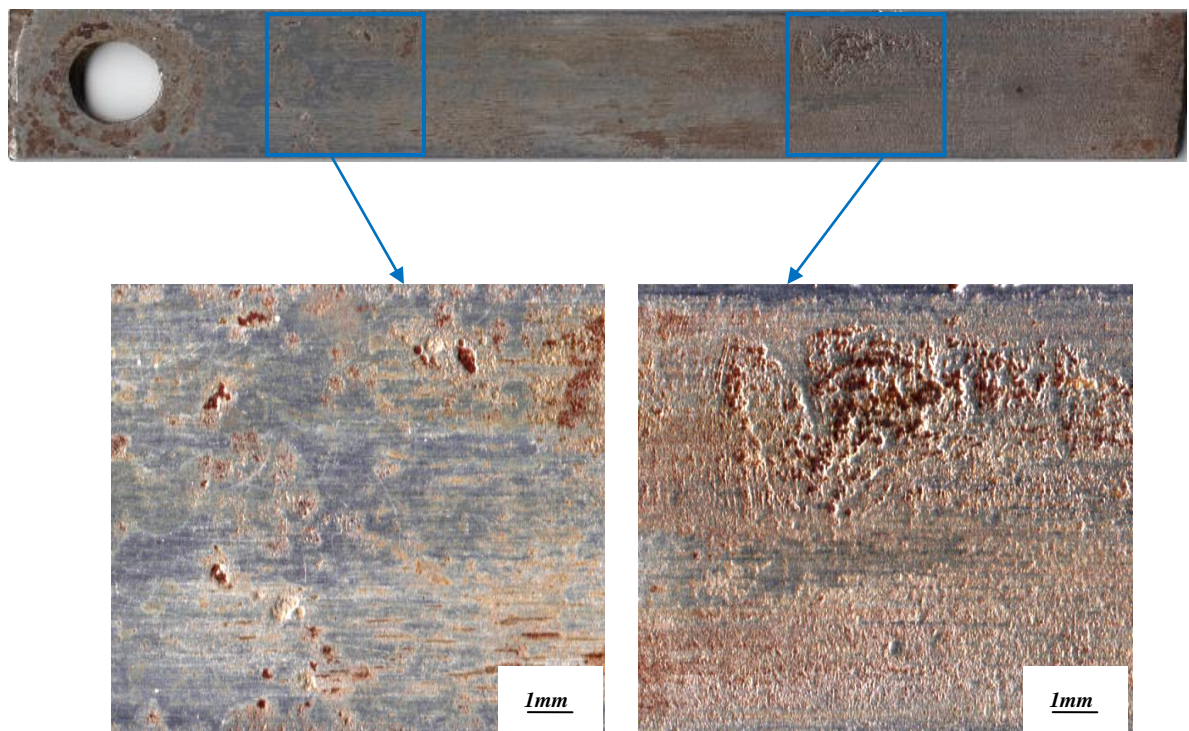
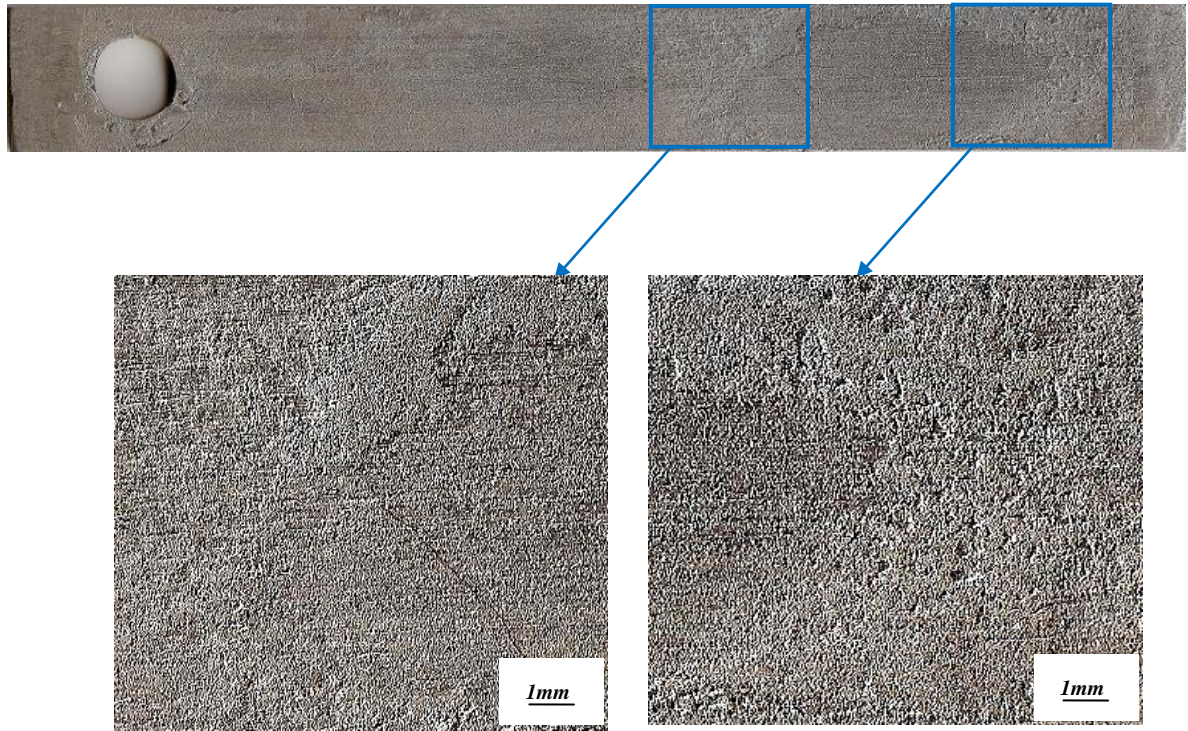
A-2, B-1, C-9 μ mA-4, B-1, C-16 μ m

Fig.5.18 Pitting, coupon C13. CR (2,0908mpy) 1200ppp.

TERCER MES

CUPON A5

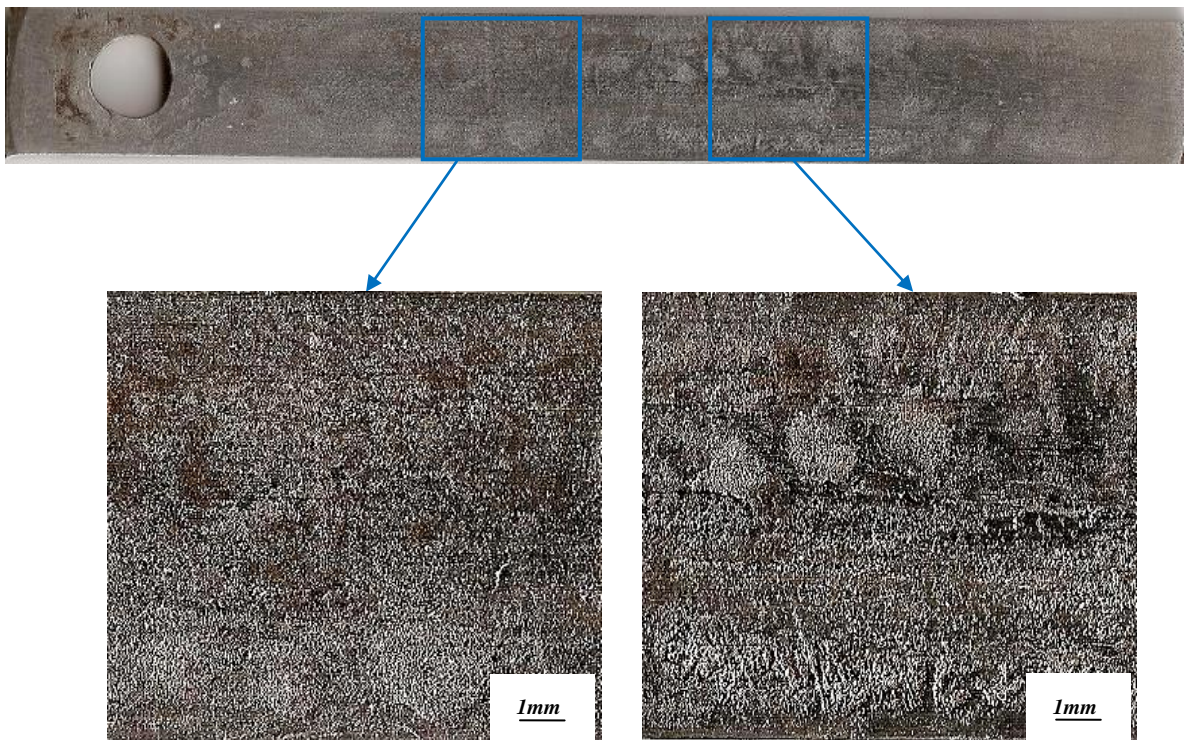


A-5, B-1, C-12 μ m

A-5, B-1, C-14 μ m

Fig.5.19 Pitting, coupon A5. CR (2,4597mpy) 1200ppp.

CUPON A7



A-2, B-3, C-6 μ m

A-4, B-1, C-13 μ m

Fig.5.20 Pitting, coupon A7. CR (1,6901mpy) 1200ppp.

CUPON A13

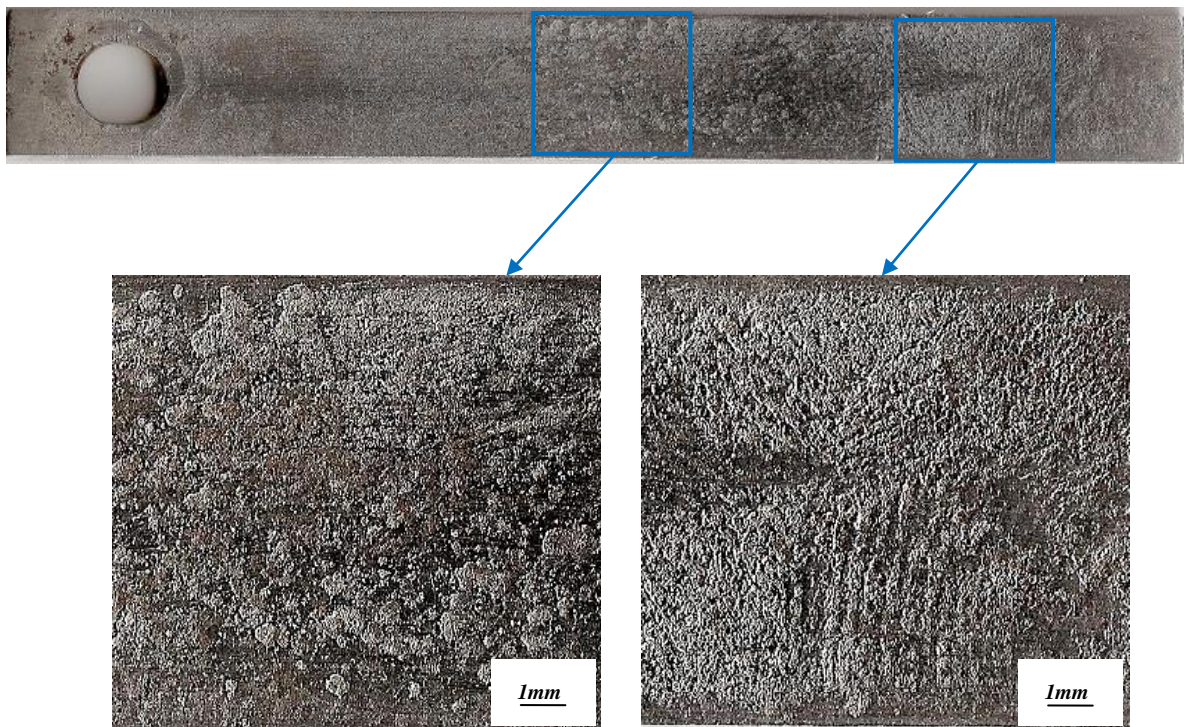


A-4, B-1, C-10 μ m

A-4, B-1, C-12 μ m

Fig.5.21 Pitting, cupon A13.CR (1,6919mpy) 1200ppp.

CUPON C4



A-4, B-2, C-10 μ m

A-5, B-2, C-12 μ m

Fig.5.22 Pitting, cupon C4. CR (1,863mpy) 1200ppp.

CUPON C8

A-5, B-1, C-11 μm A-5, B-1, C-26 μm

Fig.5.23 Pitting, cupon C8. CR (1,5966mpy) .1200ppp.

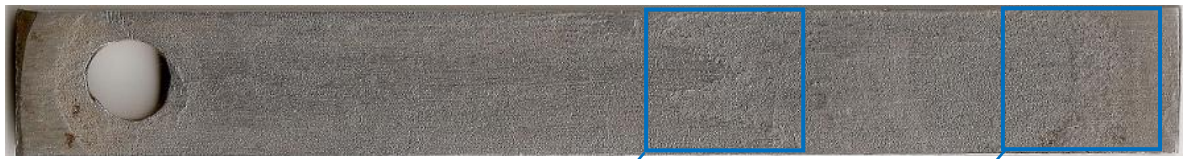
CUPON C18

A-5, B-1, C-24 μm A-4, B-2, C-39 μm

Fig.5.24 Pitting, cupon C18.CR (1,7066mpy) 1200ppp.

CUARTO MES

CUPON A3



A-5, B-1, C-10 μ m



A-5, B-1, C-7,5 μ m

Fig.5.25 Pitting, cupon A3.CR (1,788mpy) 1200ppp.

CUPON A9



A-4, B-2, C-28 μ m



A-4, B-1, C-34 μ m

Fig.5.26 Pitting, cupon A9. CR (1,3166mpy).1200ppp.

CUPON A17

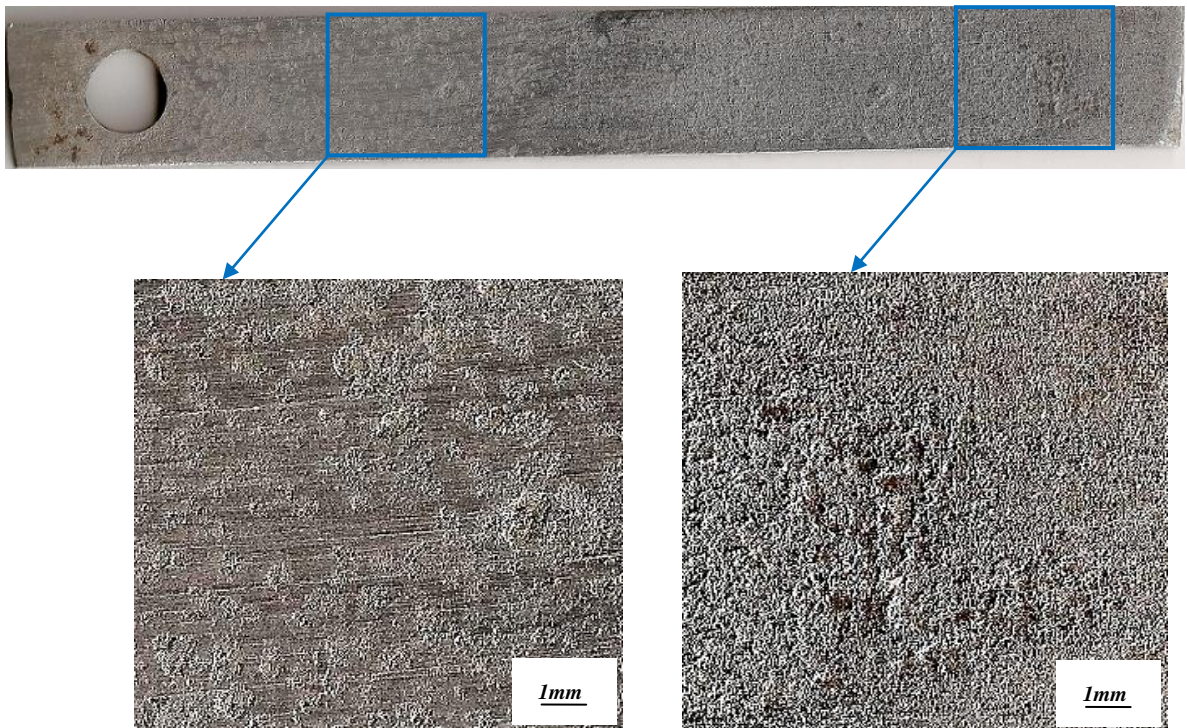
A-3, B-3, C-12 μ mA-4, B-1, C-18 μ m

Fig.5.27 Pitting, coupon A17.CR (1,5113mpy) 1200ppp.

CUPON C1

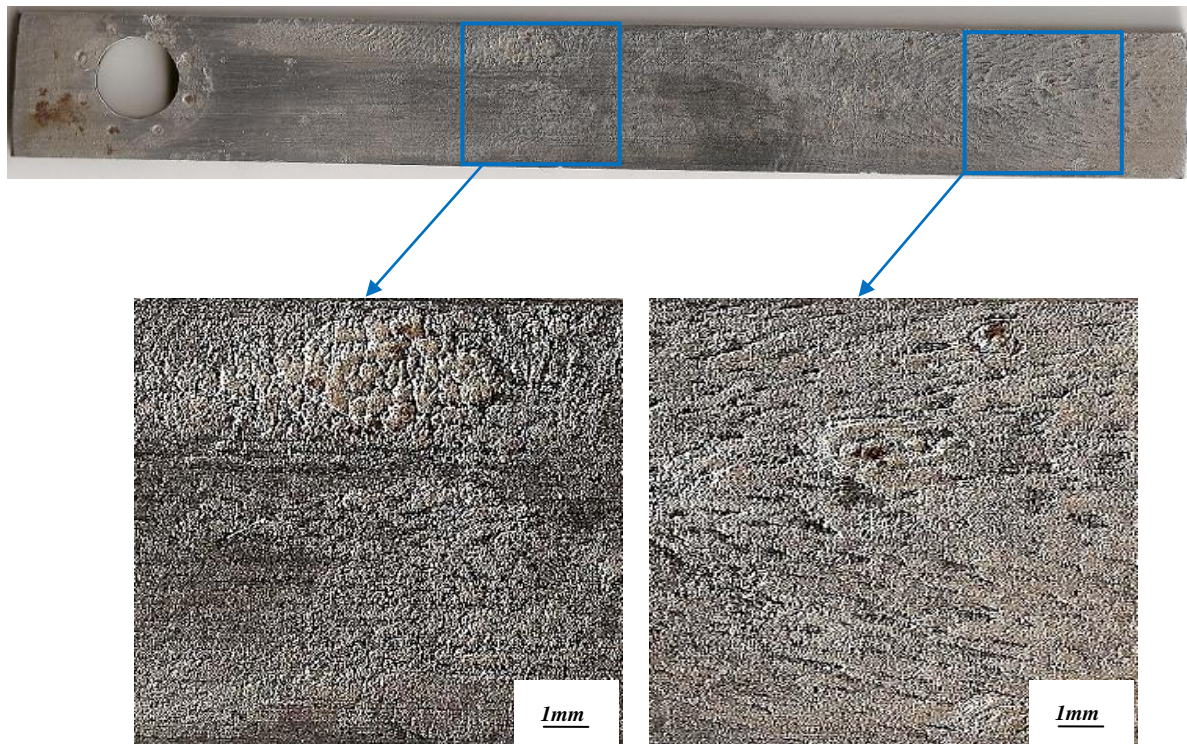
A-5, B-1, C-34 μ mA-3, B-3, C-38 μ m

Fig.5.28 Pitting, coupon C1.CR (1,1755mpy) 1200ppp.

CUPON C11

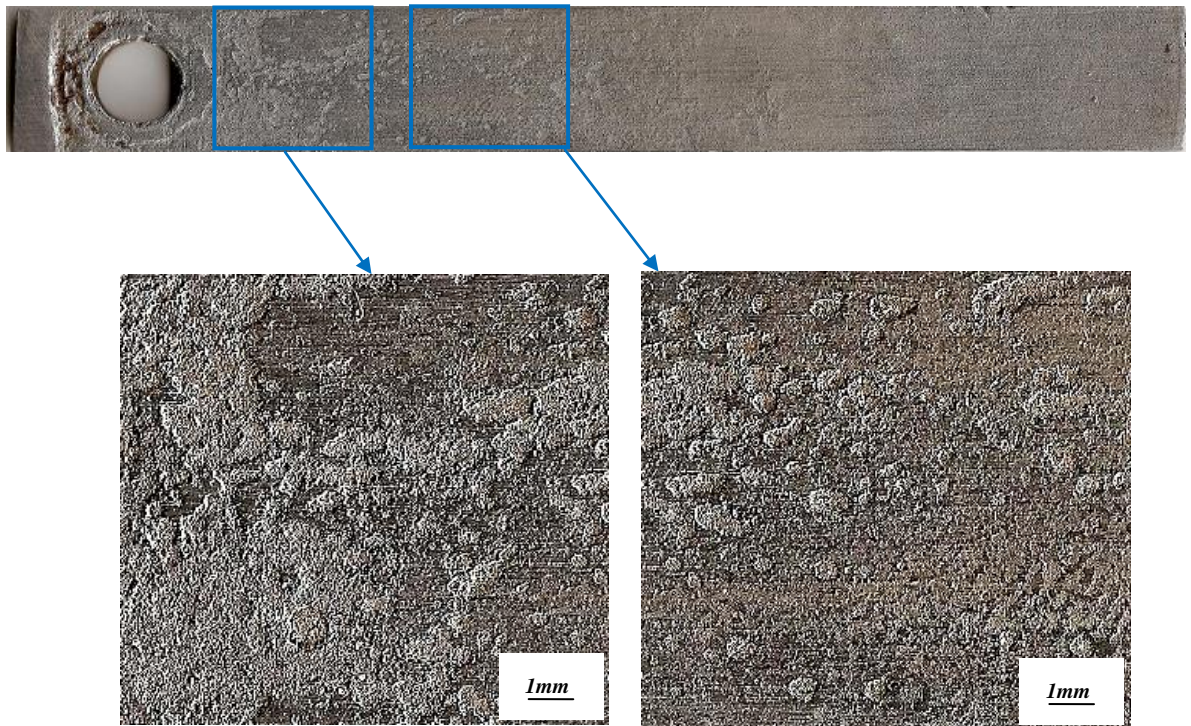
A-5, B-3, C-20(μm)A-4, B-2, C-19(μm)

Fig.5.29 Pitting, coupon C11. CR (2,3089mpy).1200ppp.

CUPON C12

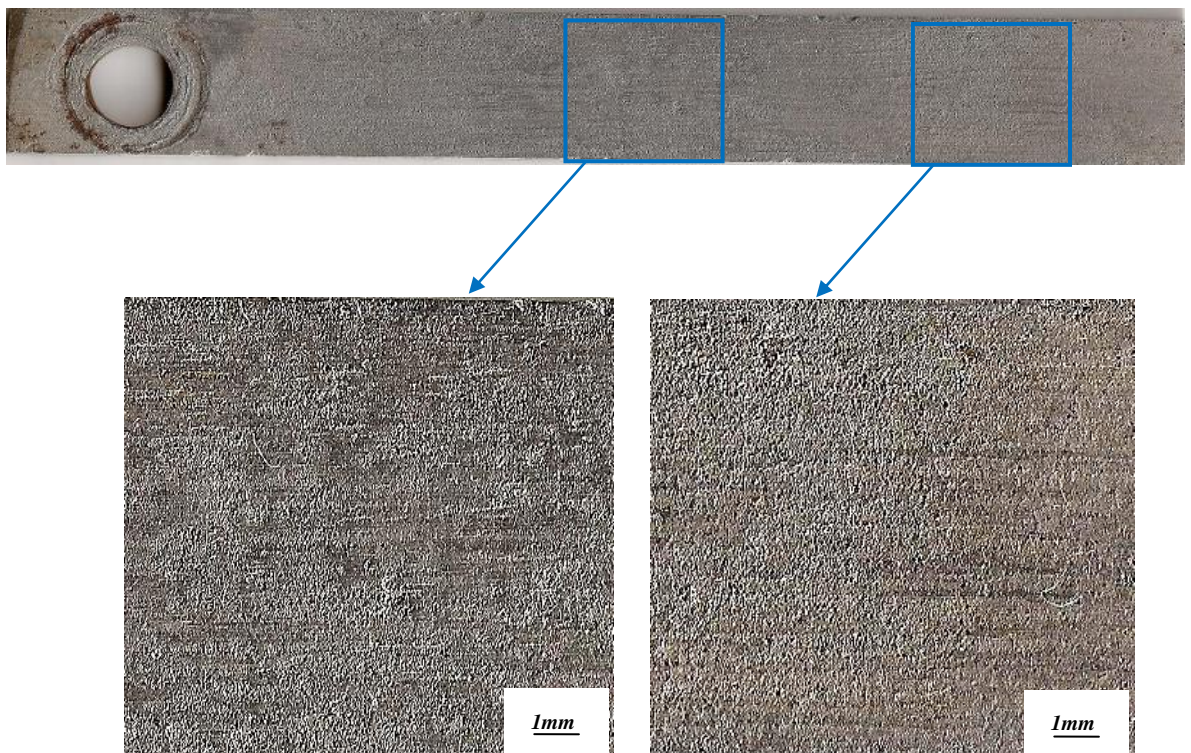
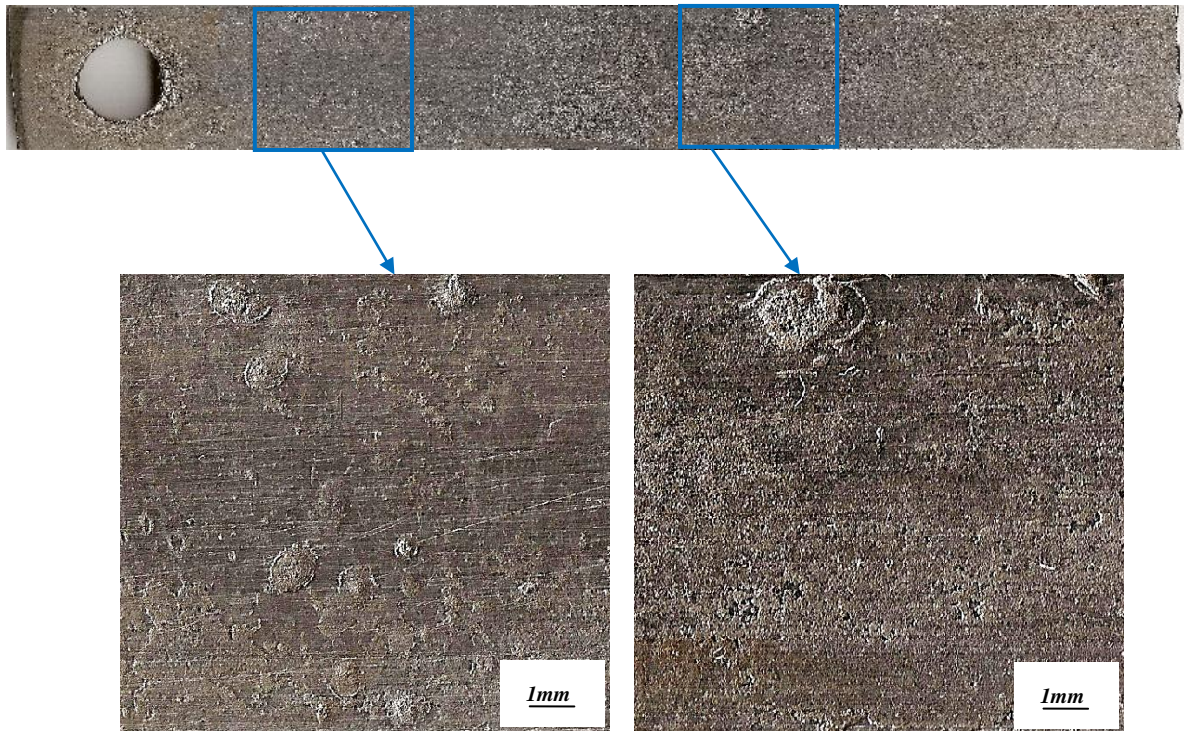
A-2, B-1, C-8 μm A-5, B-1, C-9 μm

Fig.5.30 Pitting, coupon C12. CR (1,6991mpy) 1200ppp.

QUINTO MES

CUPON A6



A-3, B-2, C-14 μ m

A-1, B-3, C-70 μ m

Fig.5.31 Pitting, coupon A6. CR (1,2259mpy) 1200ppp.

CUPON A10



A-5, B-1, C-11 μ m

A-4, B-1, C-20 μ m

Fig.5.32 Pitting, coupon A10. CR (1,1683mpy).1200ppp.

CUPON A15

A-2, B-3, C-32 μ mA-5, B-1, C-24 μ m

Fig.5.33 Pitting, coupon A15.CR (1,3923mpy) 1200ppp.

CUPON C2

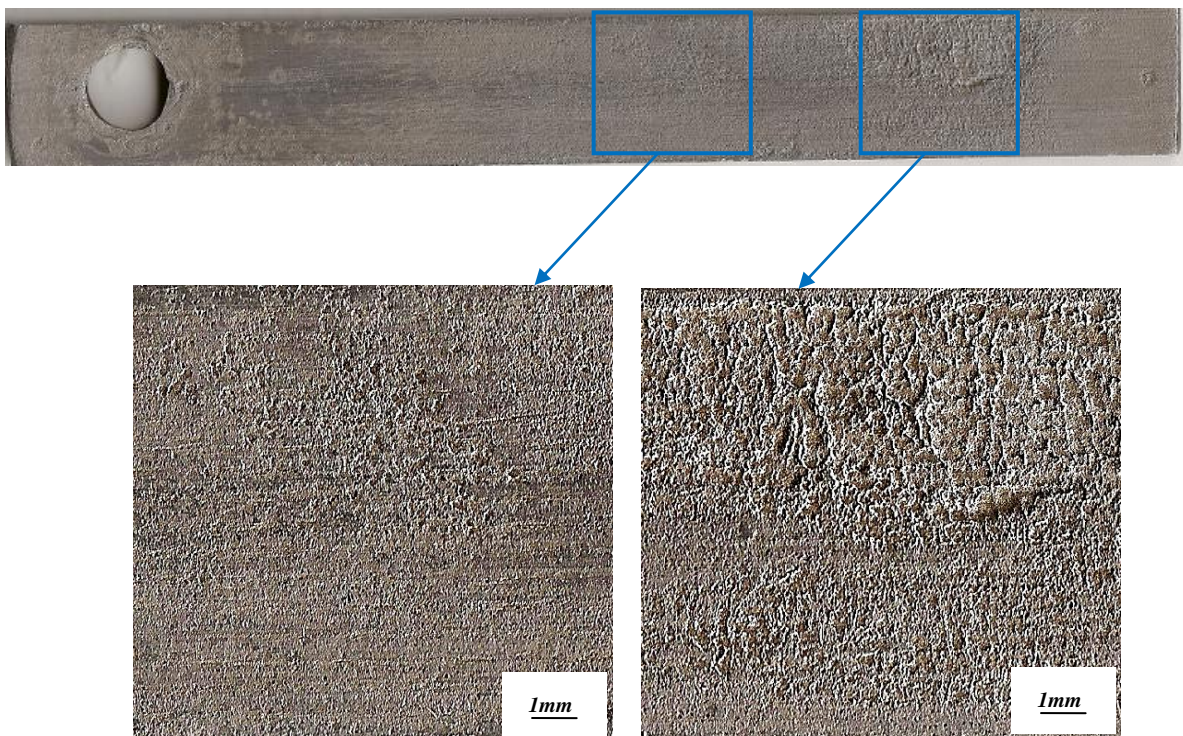
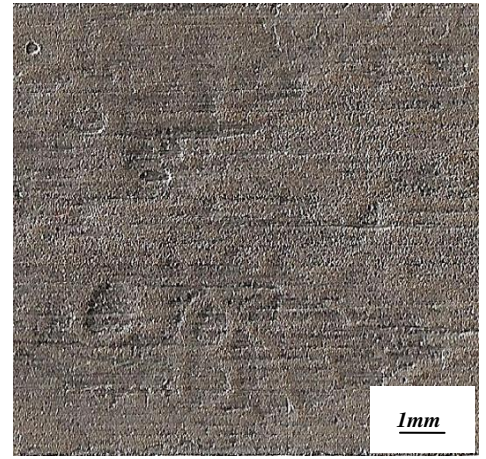
A-5, B-1, C-10 μ mA-5, B-2, C-22 μ m

Fig.5.34 Pitting, coupon C2. CR (1,084mpy).1200ppp.

CUPON C7



A-3, B-2, C-19 μ m



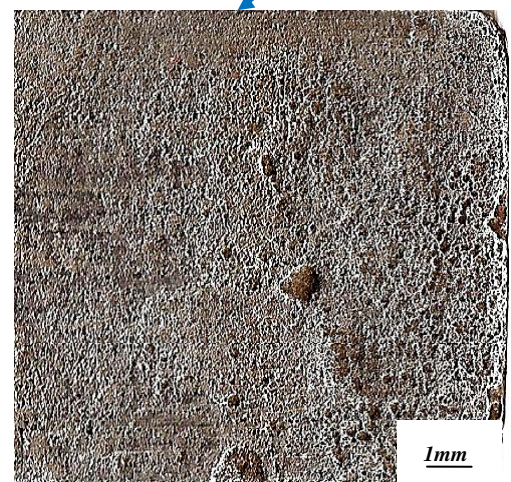
A-5, B-1, C-40 μ m

Fig.5.35 Pitting, coupon C7.CR (1,6433mpy) 1200ppp.

CUPON C9



A-2, B-3, C-270 μ m



A-2, B-3, C-24 μ m

Fig.5.36 Pitting, coupon C9.CR (2,1256mpy) 1200ppp.

SEXTO MES

CUPON A2

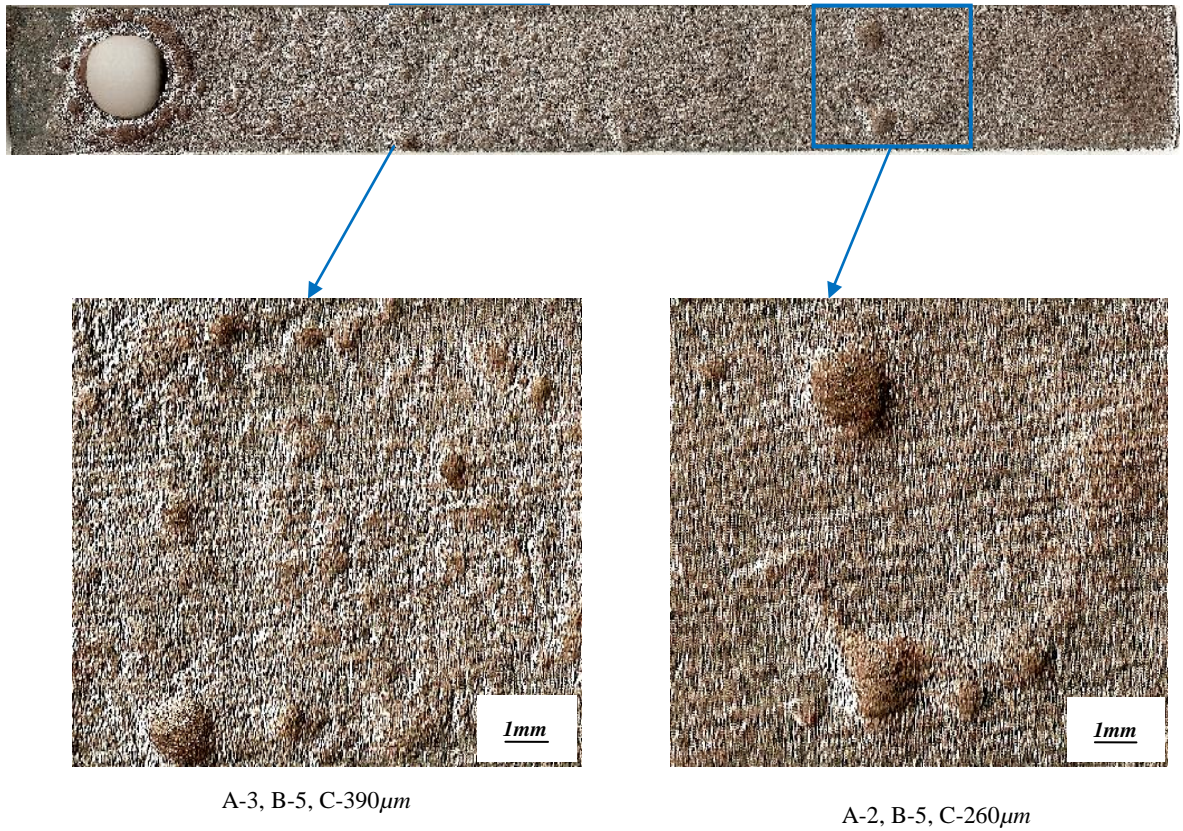


Fig.5.37 Pitting, coupon A2.CR (6,0187mpy) 1200ppp.

CUPON A12.

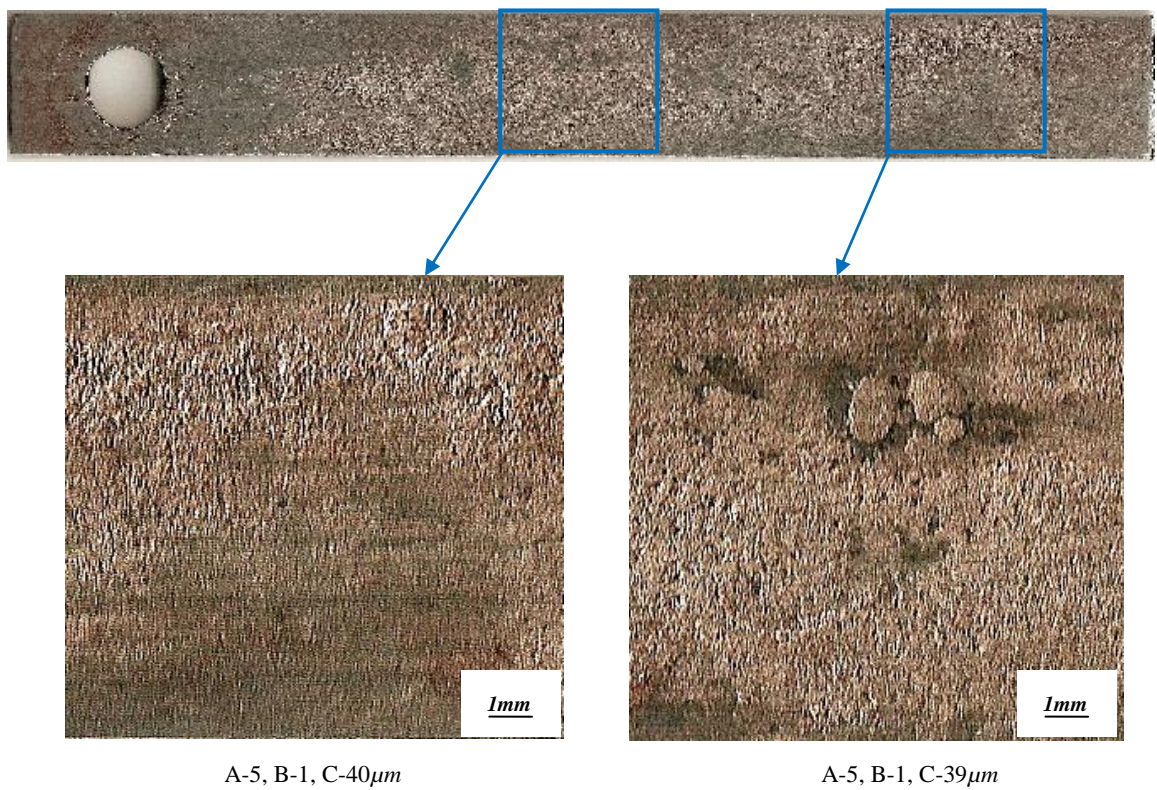


Fig.5.38 Pitting, coupon A12. CR (0,6954mpy) 1200ppp

CUPON A18

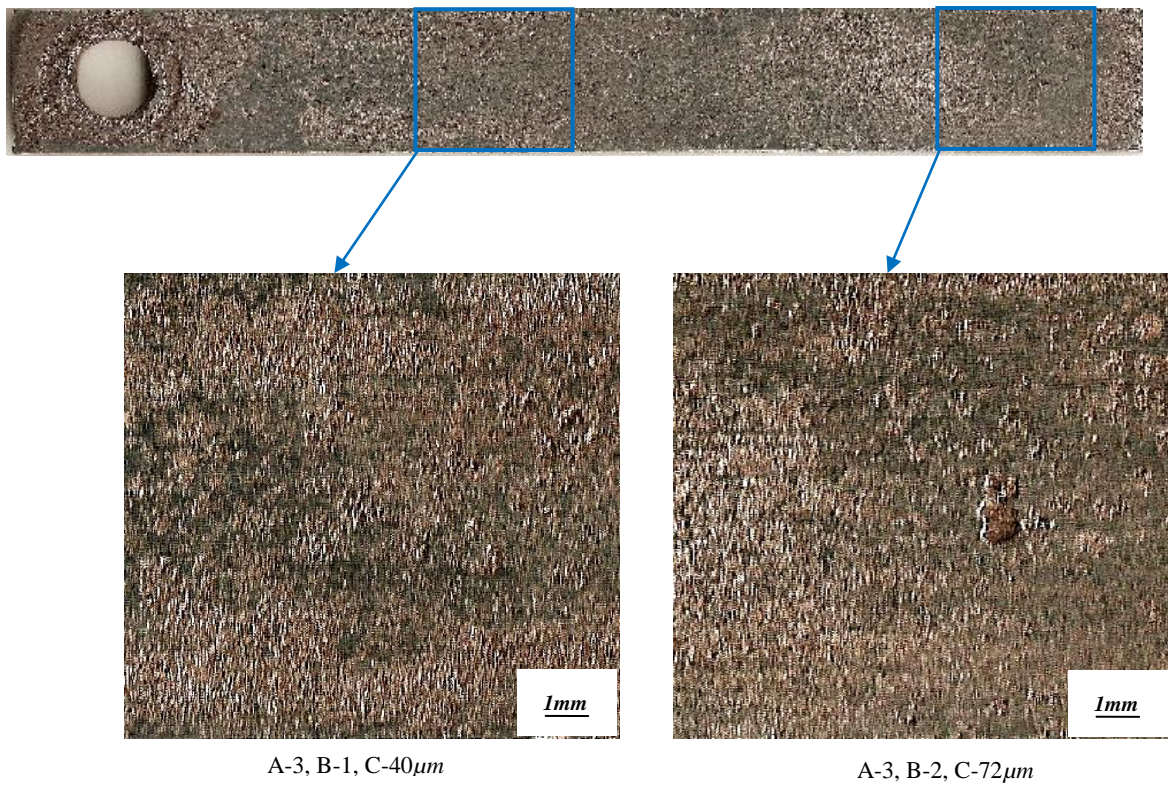


Fig.5.39 Pitting, cupon A18.CR (1,1336mpy). 1200ppp.

CUPON C5

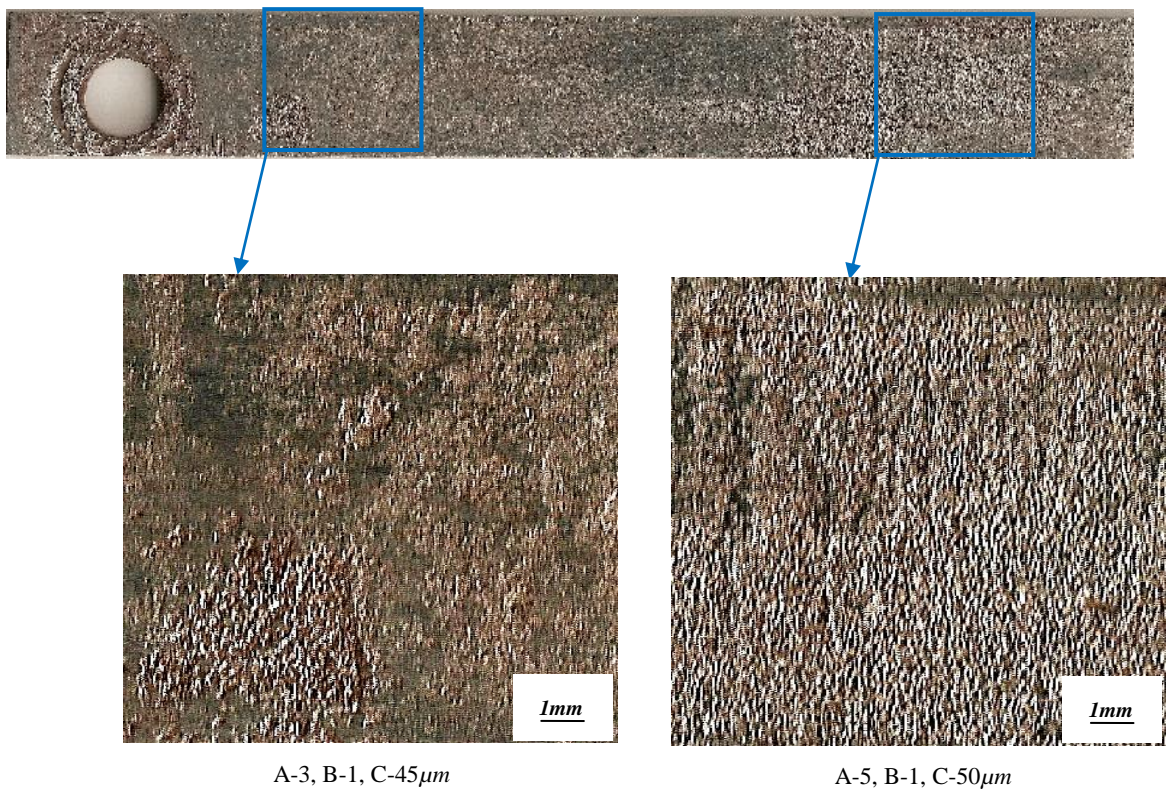
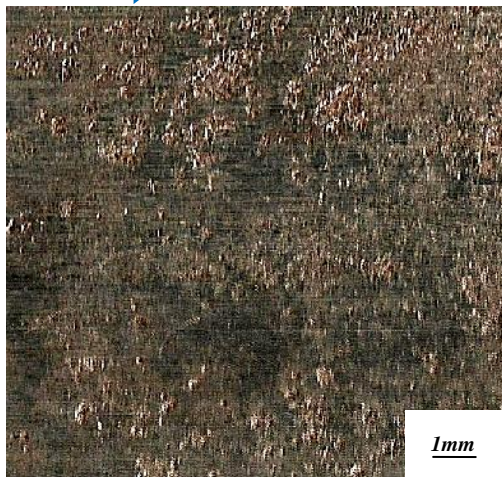


Fig.5.40 Pitting, cupon C5.CR (1,5502mpy). 1200ppp.

CUPON C14



A-3, B-1, C-20 μ m



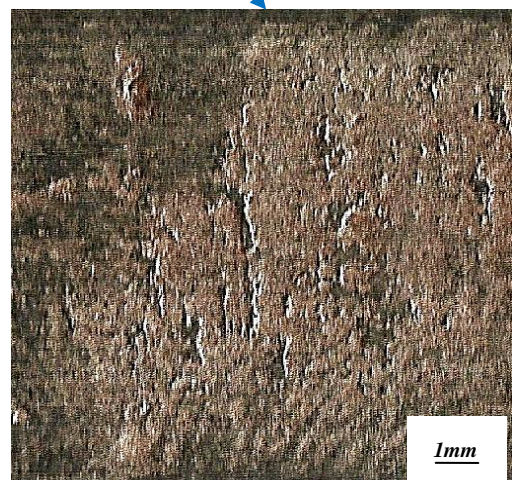
A-5, B-2, C-70 μ m

Fig.5.41 Pitting, cupon C14.CR (0,8838mpy). 1200ppp.

CUPON C16.



A-4, B-2, C-270 μ m



A-3, B-5, C-50 μ m

Fig.5.42 Pitting, cupon C16.CR (1,0292mpy). 1200ppp.

5.3.1 Caracterización metalográfica de pitting.

Un método de conocer con mayor exactitud la forma y la profundidad del pitting, se lo puede hacer considerando la recomendación de la norma ASTM G46 sección 6.2.4, es decir realizando una sección al pitting para realizar su medición y observar la forma del mismo.

A continuación se observa fotografías de los pitting que se forman en la superficie de los cupones.

Se muestra una escala vertical, en la cual cada división de esta equivale a $10\ \mu\text{m}$, que permite realizar una medición de la penetración del pitting.

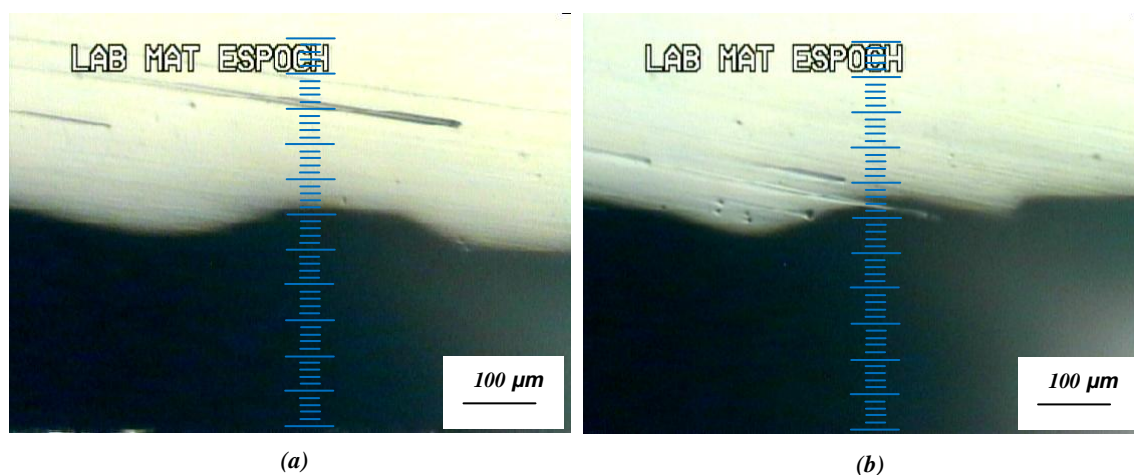


Fig.5.43. (a), (b). Secciones transversales de cupon C18. (División escala vertical $10\ \mu\text{m}$). Escala real 5X

En la Fig.5.43 en (a) y (b) se visualiza la proyección de un pitting poco profundo aproximadamente $45\ \mu\text{m}$ tendiendo a ser más extenso horizontalmente.

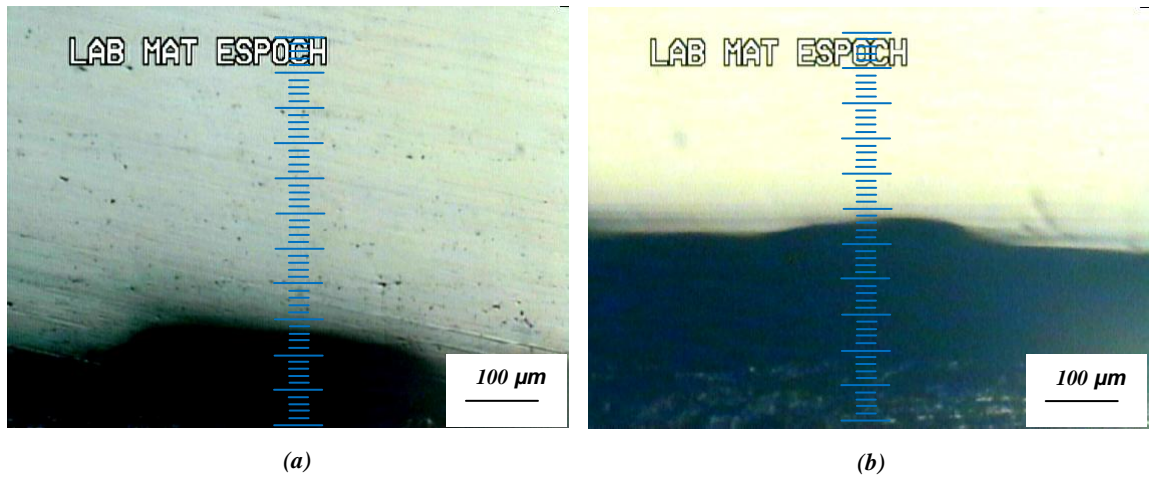
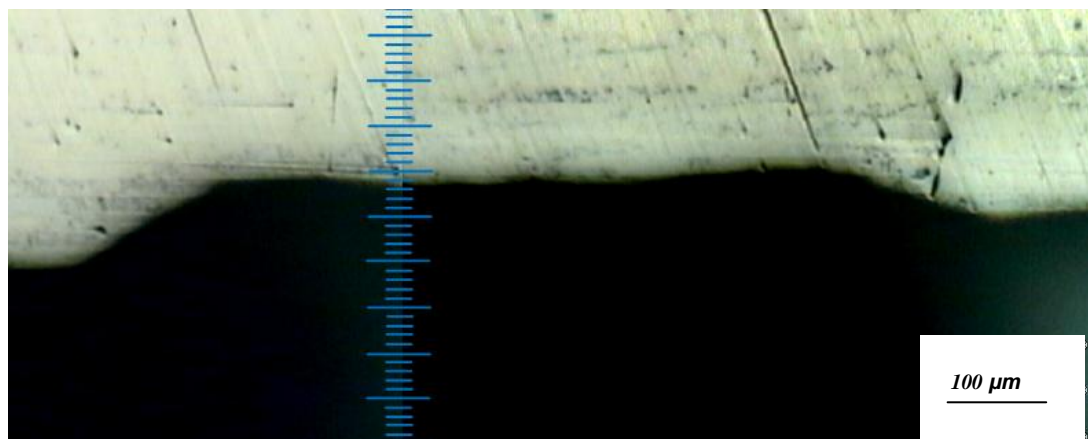
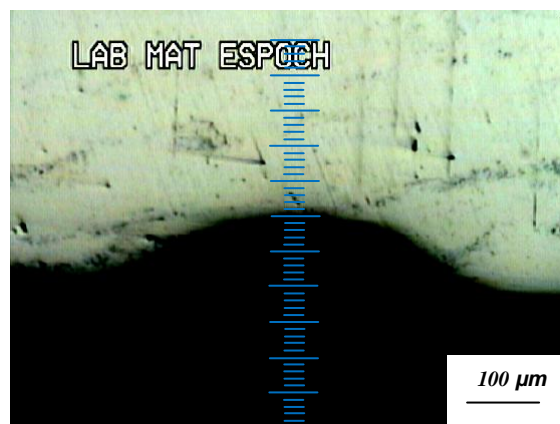


Fig.5.44. (a), (b). Secciones transversales de cupon A9, C1. (División escala vertical $10\mu m$). Escala real 5X.

En la Fig.5.44 en (a) y (b) se tiene un pitting con poca profundidad, con $30\mu m$ en A9 y $27\mu m$ en C1 en promedio, tendiendo a ser más extenso horizontalmente.



(a)



(b)

Fig.5.45. (a), (b). Secciones transversales de cupon C9. (División escala vertical $10\mu m$). Escala real 5X.

La Fig.5.45 en (a) muestra un pitting cuya profundidad es alrededor de $65 \mu m$ con una extensión considerable del pitting en la superficie, (b) se tiene un pitting con una mayor profundidad, aproximadamente $100 \mu m$ pero menos extenso.

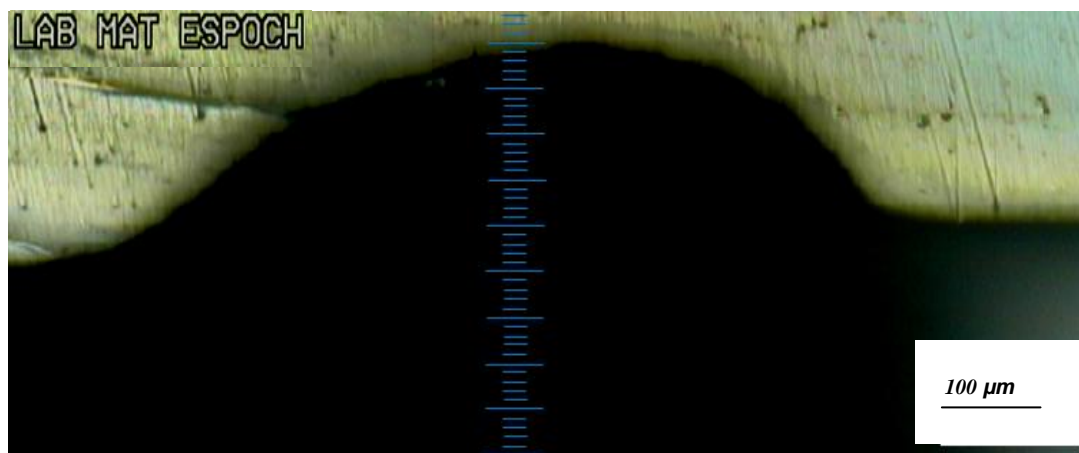


Fig.5.46. Sección transversal de cupón C9. (División escala vertical $10 \mu m$). Escala real 5X.

La microfotografía de la Fig.5.46 brinda una imagen clara del pitting cuya forma tiende a ser elíptica con una considerable profundidad, aproximadamente de $240 \mu m$, con una gran extensión en la superficie horizontal.

5.3.1.1 Cálculo de la tasa de pitting.

La evaluación de tasa de pitting (PR) se realiza con ayuda de la Ec.4.7 anteriormente expuesta.

| PROFUNDIDA PITTING PRIMER MES | | | |
|-------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cupones | Profundidad del pitting (mm) | Tasa de pitting PR(mm/y) | Calificación |
| A1 | 0,0045 | 0,0548 | Baja |
| A11 | 0,018 | 0,2190 | Alta |
| A14 | 0,008 | 0,0973 | Baja |
| C3 | 0,012 | 0,1460 | Moderada |
| C15 | 0,014 | 0,1703 | Moderada |
| C17 | 0,009 | 0,1095 | Baja |

| PROFUNDIDAD PITTING SEGUNDO MES | | | |
|---------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cupones | Profundidad del pitting (mm) | Tasa de pitting PR(mm/y) | Calificación |
| A4 | 0,012 | 0,0730 | Baja |
| A8 | 0,01 | 0,0608 | Baja |
| A16 | 0,012 | 0,0730 | Baja |
| C6 | 0,009 | 0,0548 | Baja |
| C10 | 0,006 | 0,0365 | Baja |
| C13 | 0,016 | 0,0973 | Baja |

| PROFUNDIDAD PITTING TERCER MES | | | |
|--------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cupones | Profundidad del pitting (mm) | Tasa de pitting PR(mm/y) | Calificación |
| A5 | 0,014 | 0,0568 | Baja |
| A7 | 0,013 | 0,0527 | Baja |
| A13 | 0,012 | 0,0487 | Baja |
| C4 | 0,012 | 0,0487 | Baja |
| C8 | 0,026 | 0,1054 | Baja |
| C18 | 0,039 | 0,1582 | Moderada |

| PROFUNDIDAD PITTING CUARTO MES | | | |
|--------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cupones | Profundidad del pitting (mm) | Tasa de pitting PR(mm/y) | Calificación |
| A3 | 0,01 | 0,0304 | Baja |
| A9 | 0,034 | 0,1034 | Baja |
| A17 | 0,018 | 0,0548 | Baja |
| C1 | 0,038 | 0,1156 | Baja |
| C11 | 0,02 | 0,0608 | Baja |
| C12 | 0,009 | 0,0274 | Baja |

| PROFUNDIDAD DE PITTING QUINTO MES | | | |
|-----------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cupones | Profundidad del pitting (mm) | Tasa de pitting PR(mm/y) | Calificación |
| A6 | 0,08 | 0,1947 | Severa |
| A10 | 0,02 | 0,0487 | Baja |
| A15 | 0,032 | 0,0779 | Baja |
| C2 | 0,022 | 0,0535 | Baja |
| C7 | 0,19 | 0,4623 | Severa |
| C9 | 0,27 | 0,6570 | Severa |

| PROFUNDIDAD DE PITTING SEXTO MES | | | |
|----------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cupones | Profundidad del pitting (mm) | Tasa de pitting PR(mm/y) | Calificación |
| A2 | 0,08 | 0,1622 | Severa |
| A12 | 0,02 | 0,0406 | Baja |
| A18 | 0,072 | 0,1460 | Severa |
| C5 | 0,05 | 0,1014 | Baja |
| C14 | 0,19 | 0,3853 | Severa |
| C16 | 0,27 | 0,5475 | Severa |

De igual manera se realiza una interpretación gráfica de la variación de la profundidad del pitting en el transcurso de cada mes.

- **Tubería Argentina.**

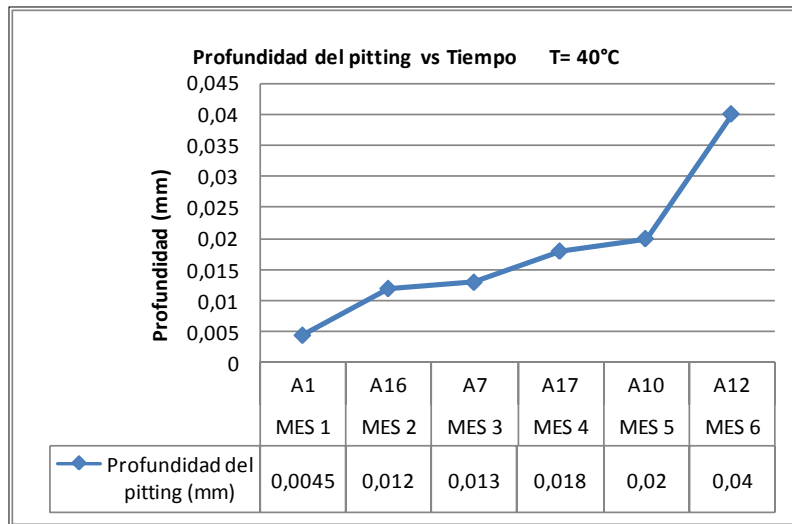


Fig.5.47. Profundidad de pitting. Tubería Argentina. P =100psi, T= 40°C

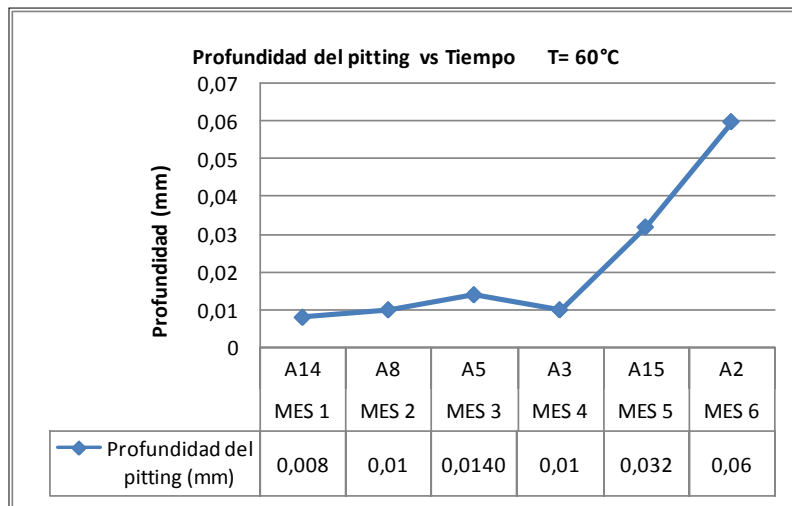


Fig.5.48. Profundidad de pitting. Tubería Argentina. P =100psi, T= 60°C

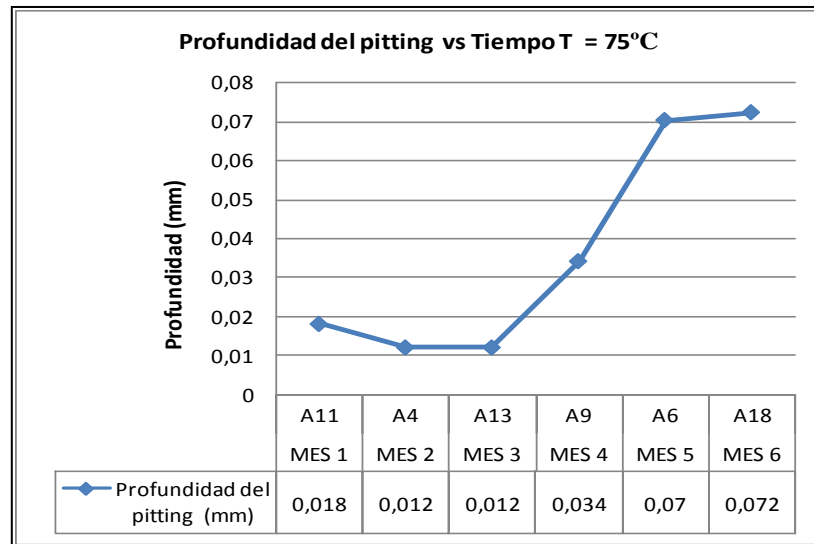


Fig.5.49. Profundidad de pitting. Tubería Argentina. P =100psi, T= 75°C

- **Tubería China.**

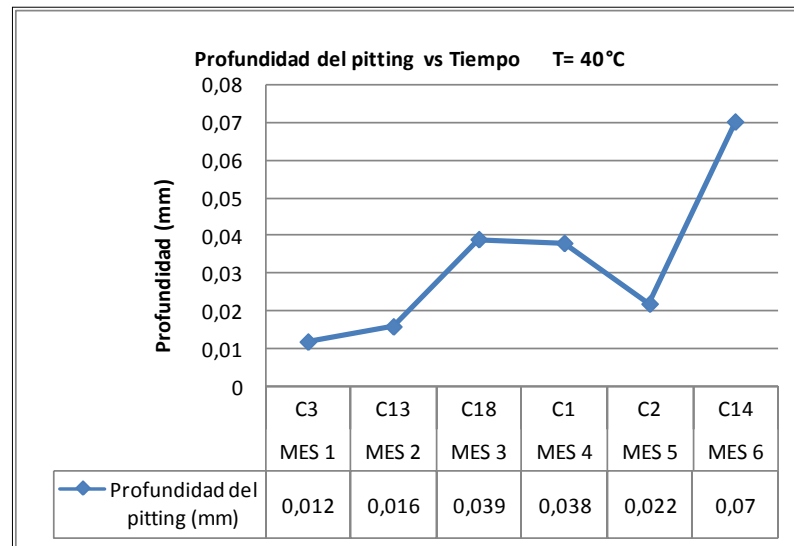


Fig.5.50. Profundidad de pitting. Tubería China. P =100psi, T= 40°C

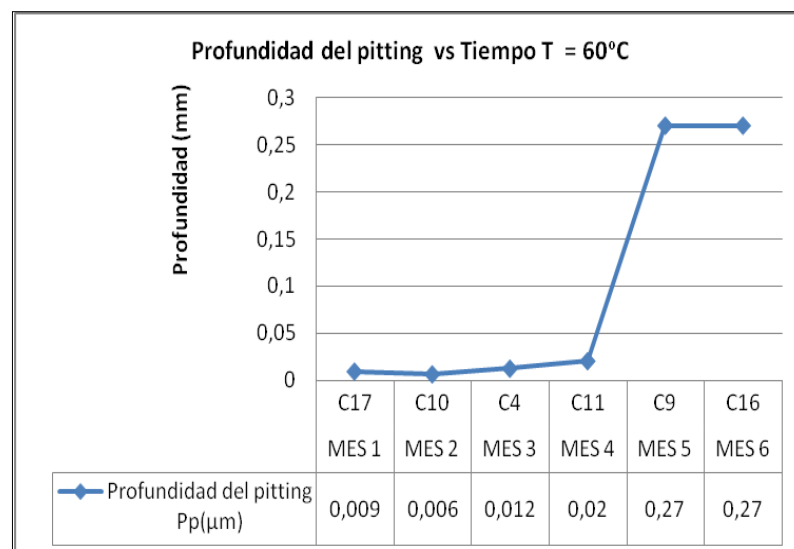


Fig.5.51. Profundidad de pitting. Tubería China. P =100psi, T= 60°C

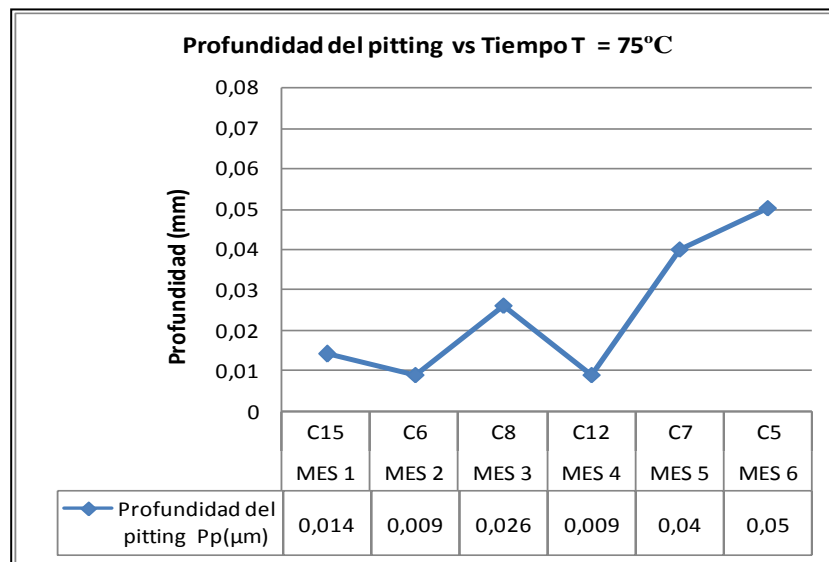


Fig.5.52. Profundidad de pitting. Tubería China. P =100psi, T= 75°C

La profundidad del pitting a la temperatura de 40 °C, en los cupones de tubería China se presenta con un valor mayor (0,07mm) que los cupones de tubería Argentina (0,04mm) en el sexto mes, de igual manera ocurre a 60°C en donde la diferencia es más marcada entre los chinos (0,27mm), y argentinos (0,032mm) en el quinto mes, y por último a 75 °C los chinos presentan una profundidad de (0,05mm) a la de los argentinos que es de (0,072mm) en el quinto mes.

Lo que se puede observar en las gráficas es que el crecimiento del pitting es proporcional al tiempo transcurrido.

5.3.1.2 Evaluación de corrosión intergranular.

Una forma de ataque como se expuso anteriormente es la corrosión intergranular, que se produce por el desmoronamiento de los granos en la microestructura del acero.

A continuación se analiza la microestructura, en los bordes de los cupones para visualizar este fenómeno.

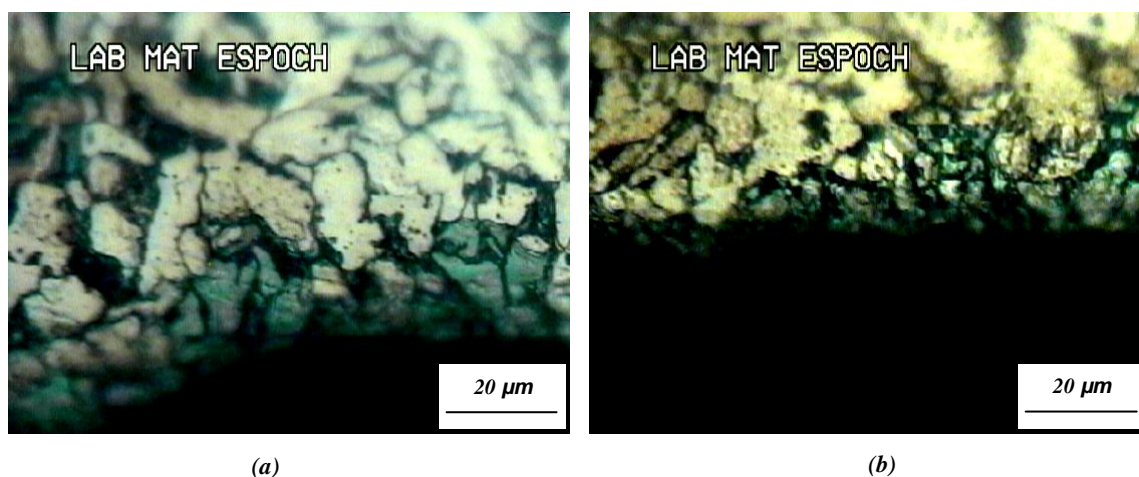


Fig.5.53 Microfotografías de cupon C9. Atacada químicamente con nital al 2 %, Escala real 40X.

La Fig.5.53 (a), muestra la microestructura del cupon, con el grano compacto, sin indicios de corrosión intergranular, en Fig.5.53 (b), se observa una pequeña tendencia de corrosión en el límite de grano.

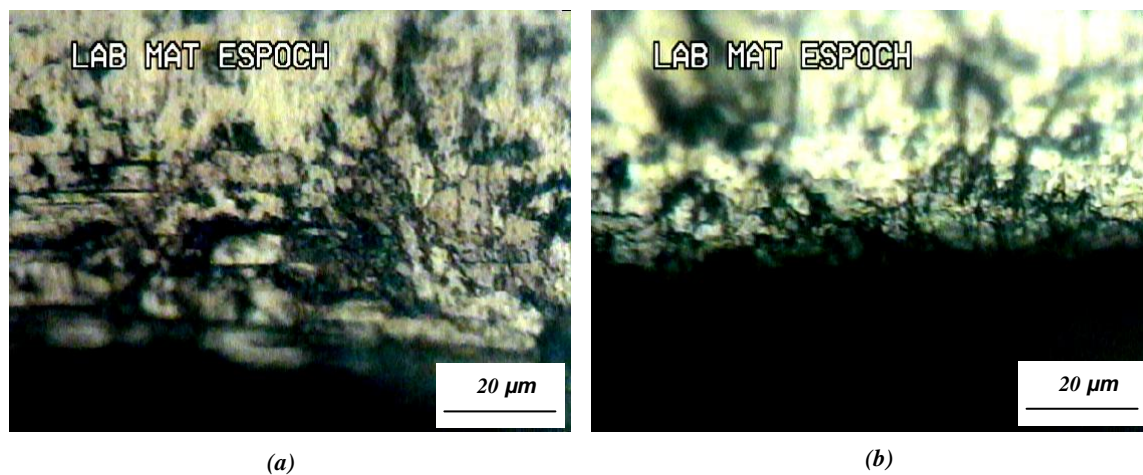


Fig.5.54 Microfotografías de cupon C1y C11. Atacada químicamente con nital al 2 %, Escala real 40X.

Se observa que la microfotografía Fig.5.54. (a), presenta una pequeña descomposición de perlita por corrosión volumétrica, Fig.5.54 (b), muestra un pequeño desmoronamiento de grano que podría ser el indicio de corrosión intergranular.

5.4 Análisis de la relación, tasa de corrosión, temperatura, presión.

La tasa de corrosión tiene gran afinidad con las condiciones de temperatura y presión parcial de CO_2 como se muestra a continuación.

A continuación se observa la variación de la tasa de corrosión en función de las diferentes temperaturas de prueba y del tiempo que transcurrió desde el inicio del ensayo hasta el fin del mismo.

- **Tubería China**

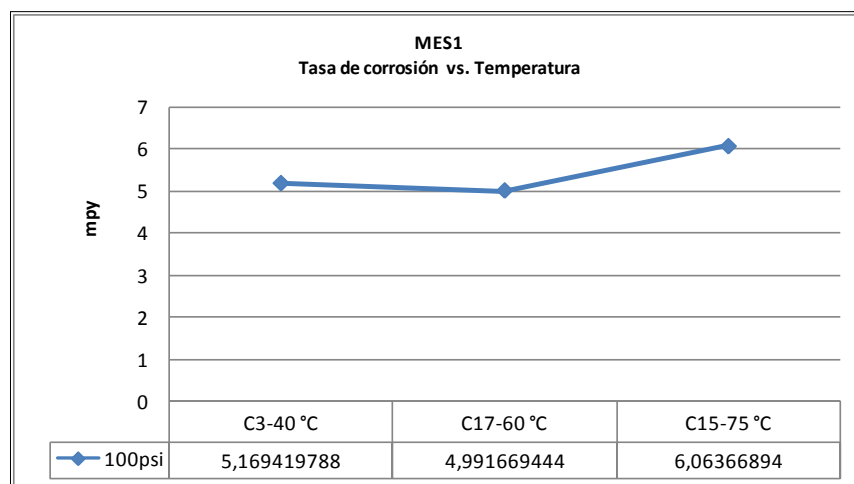


Fig.5.55.Tasa de corrosión. Mes 1. Tubería China. P =100psi.

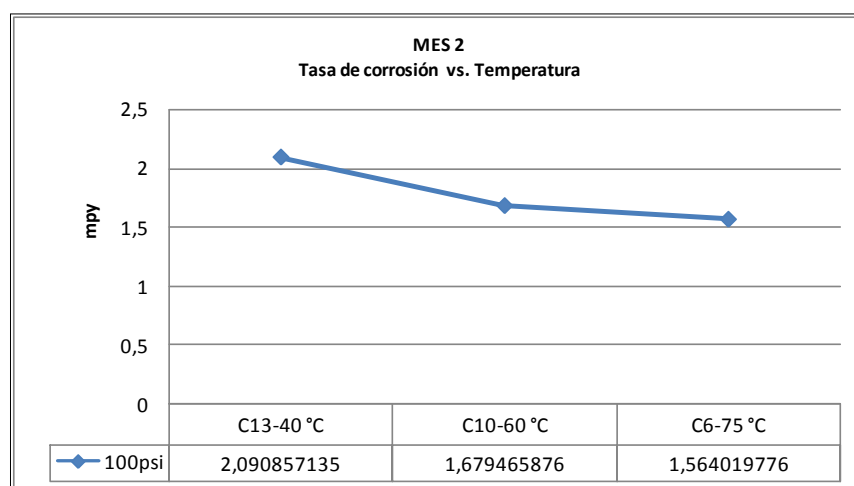


Fig.5.56.Tasa de corrosión. Mes2. Tubería China. P =100psi.

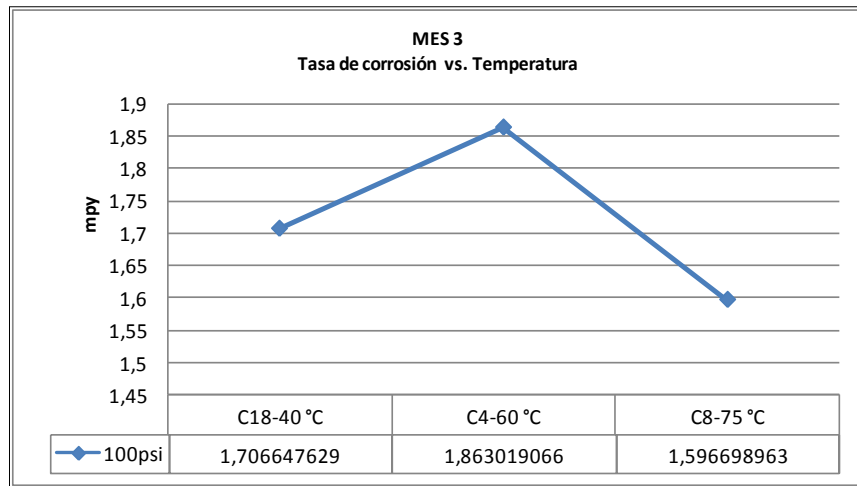


Fig.5.57.Tasa de corrosión. Mes 3.Tubería China. P =100psi.

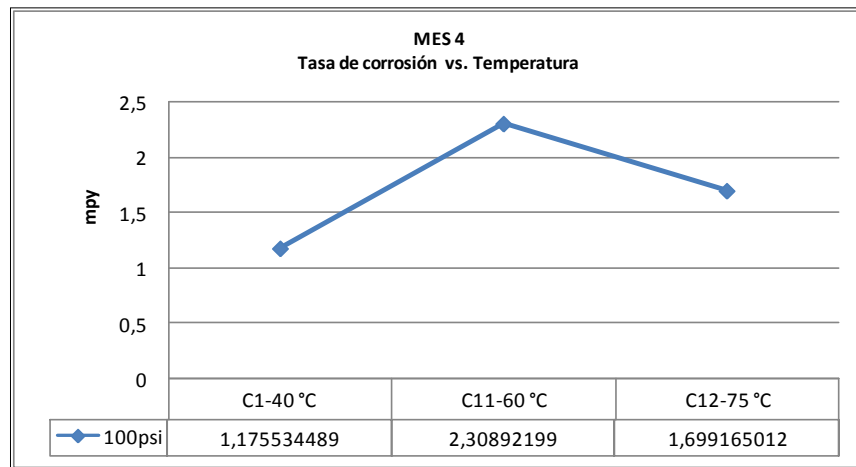


Fig.5.58.Tasa de corrosión. Mes 4.Tubería China. P =100psi.

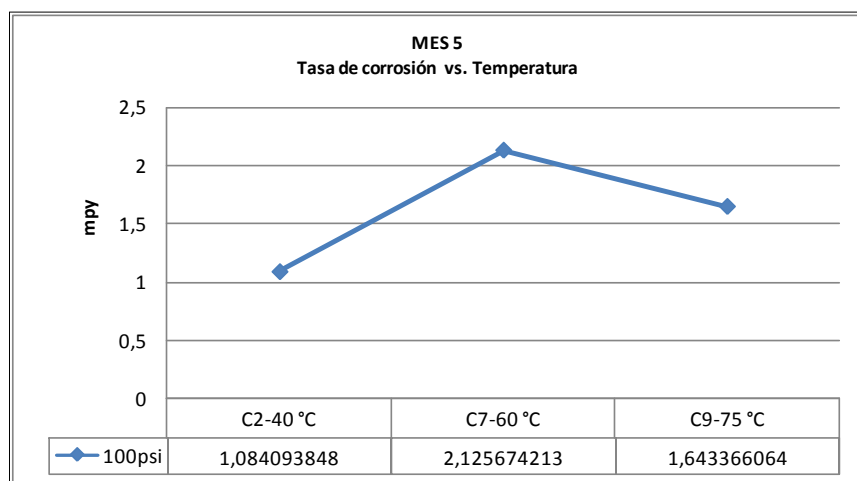


Fig.5.59.Tasa de corrosión. Mes 5.Tubería China. P =100psi.

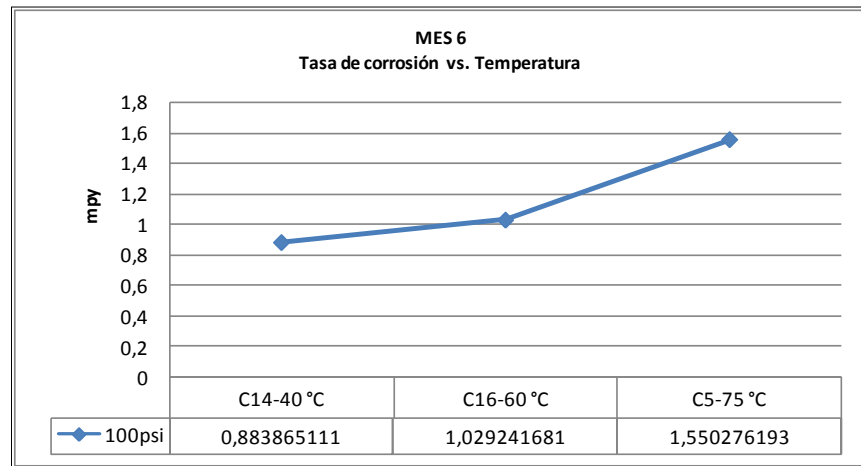


Fig.5.60.Tasa de corrosión. Mes 6.Tubería China. P =100psi.

- **Tubería argentina.**

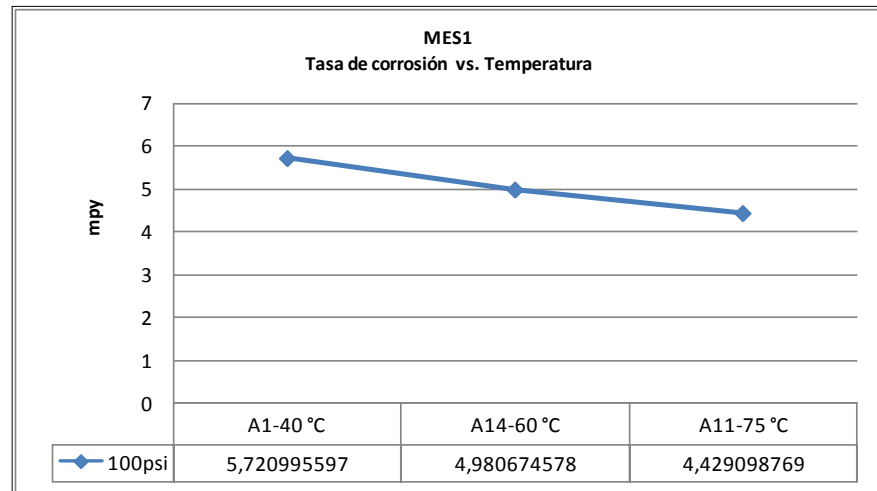


Fig.5.61.Tasa de corrosión. Mes 1.Tubería Argentina. P =100psi.

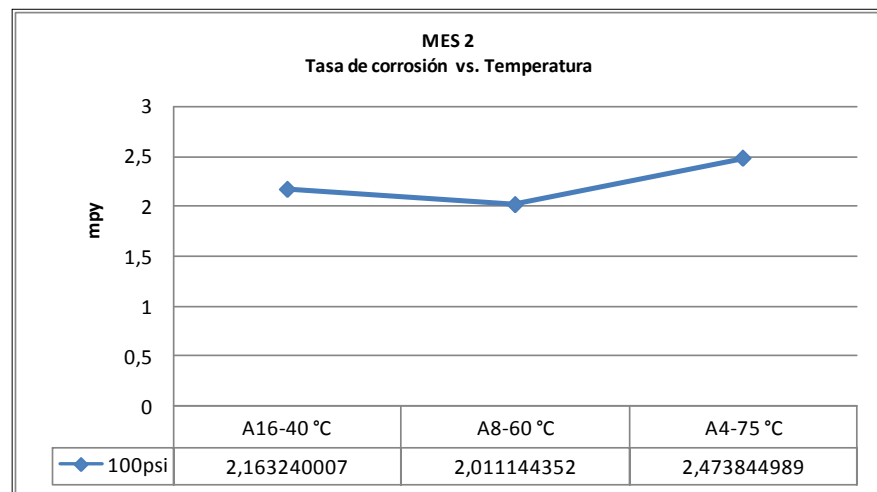


Fig.5.62.Tasa de corrosión. Mes 2.Tubería Argentina. P =100psi.

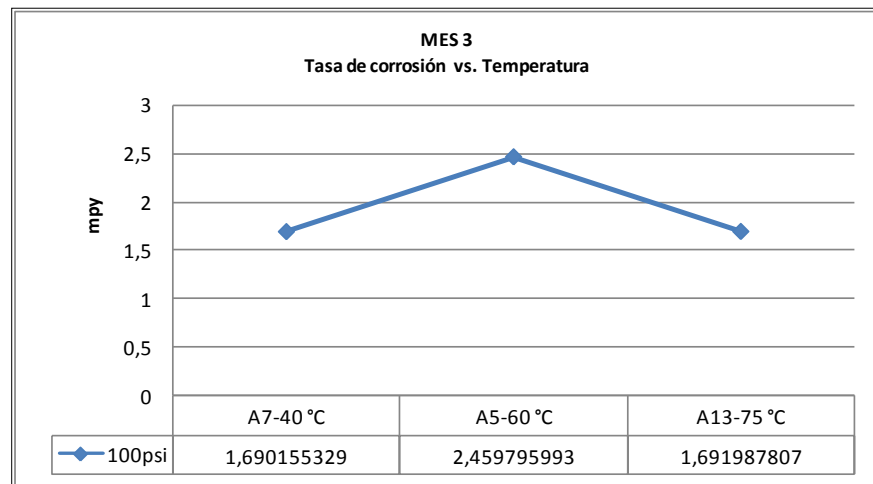


Fig.5.63.Tasa de corrosión. Mes 3.Tubería Argentina. P =100psi.

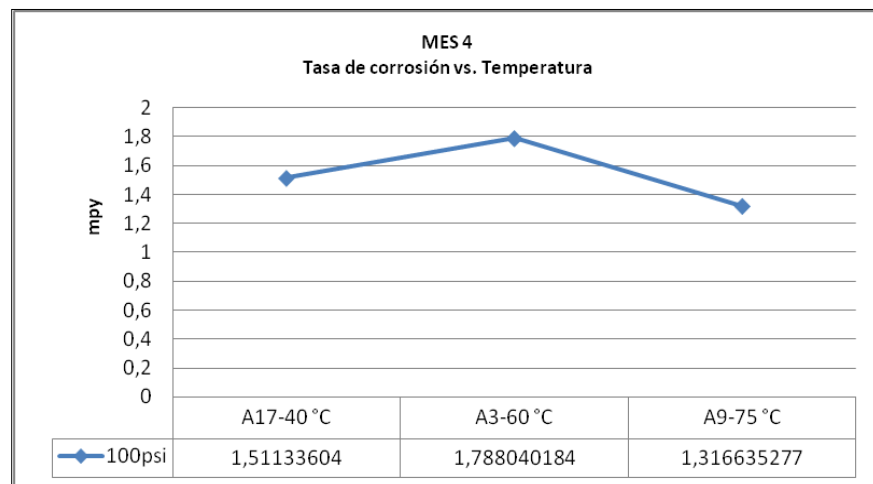


Fig.5.64.Tasa de corrosión. Mes 4.Tubería Argentina. P =100psi.

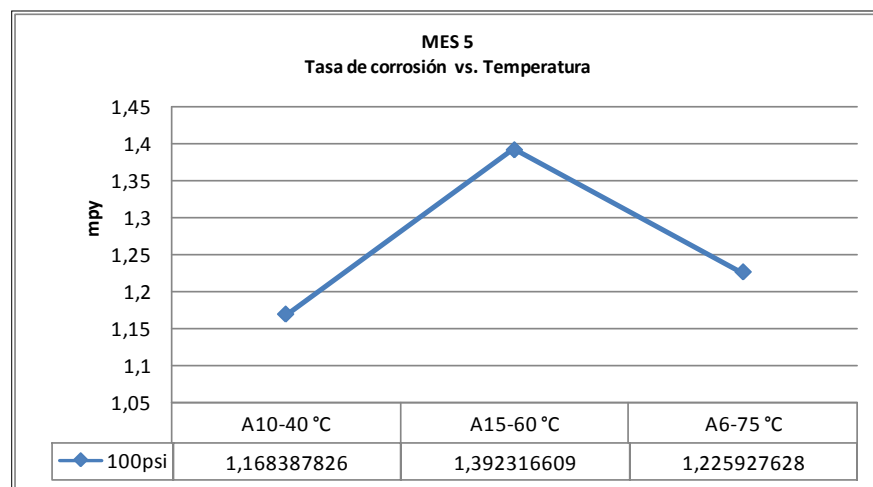


Fig.5.65.Tasa de corrosión. Mes 5.Tubería Argentina. P =100psi.

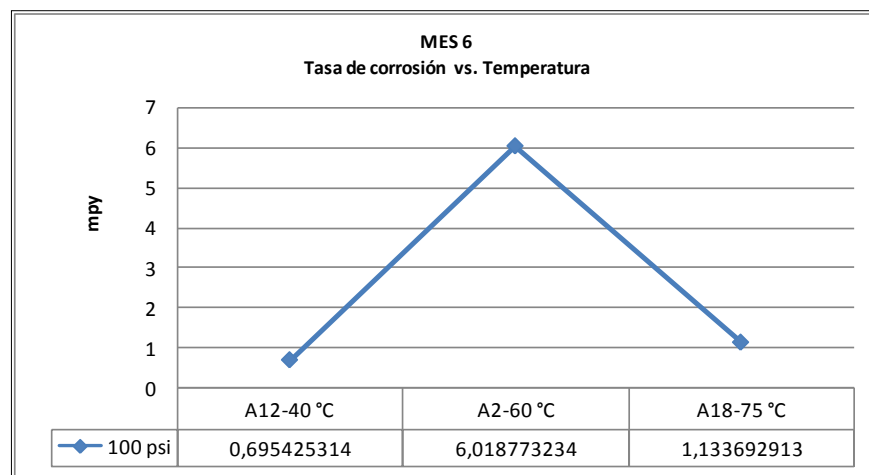


Fig.5.66.Tasa de corrosión. Mes 6.Tubería Argentina. P =100psi.

De acuerdo a estudios realizados anteriormente [27], hay una similitud en los resultados obtenidos de las gráficas a través de lo cual se puede deducir el comportamiento de cada tubería.

En el primer mes Fig.5.55, y Fig.5.61., existe un incremento de la tasa de corrosión en los cupones chinos y un decremento en los argentinos para luego en el segundo mes Fig.5.56, y Fig.5.62, sea lo contrario. A partir del tercer mes se puede obtener ya un patrón de gráfica en forma de una parábola no suavizada, en la cual se observa que existe un incremento de la tasa de corrosión a medida que aumenta la temperatura, esto se da debido a que con más temperatura crece las reacciones electroquímicas y también la transferencia de masa. Sin embargo a medida que sube la temperatura y la tasa de corrosión, también se eleva el porcentaje de productos de corrosión en forma de una capa sobre los cupones en este caso Fe CO_3 (siderita) debido a la disminución de la solubilidad del carbonato de hierro, llegando a su pico a una temperatura de $60\text{ }^\circ\text{C}$, para luego de esta presentar una mayor formación de carbonatos de hierro y la disminución de la tasa de corrosión.

De igual manera se puede apreciar que la tasa de corrosión a la temperatura de 60 °C en el caso de los cupones chinos es mayor que los argentinos en la mayoría de meses y presentando un crecimiento exponencial en el último mes.

5.4.1 Tasa de corrosión en función del tiempo.

Una buena apreciación de la variación de la tasa de corrosión se observa al tener una variación de esta durante el tiempo en las diferentes temperaturas a continuación se podrá apreciar este cambio.

- **Tubería Argentina.**

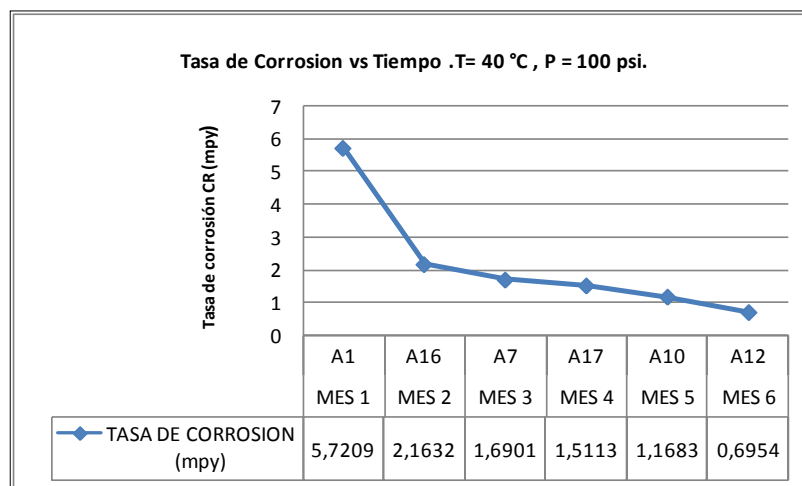


Fig.5.67.Tasa de corrosión. Tubería Argentina. T = 40° C

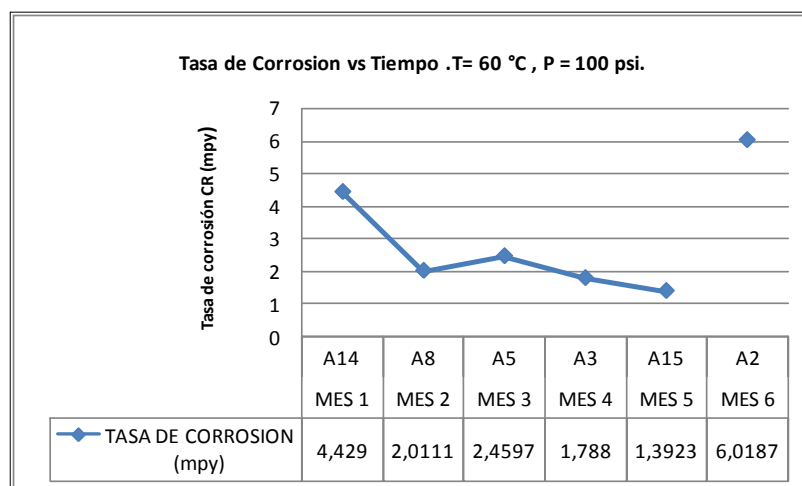


Fig.5.68.Tasa de corrosión . Tubería Argentina. T = 60° C

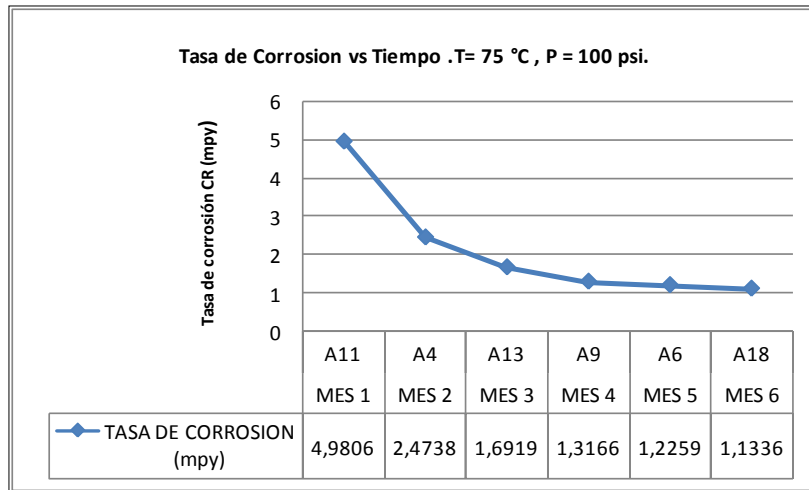


Fig.5.69.Tasa de corrosión Tubería Argentina. T = 75° C

- **Tubería China.**

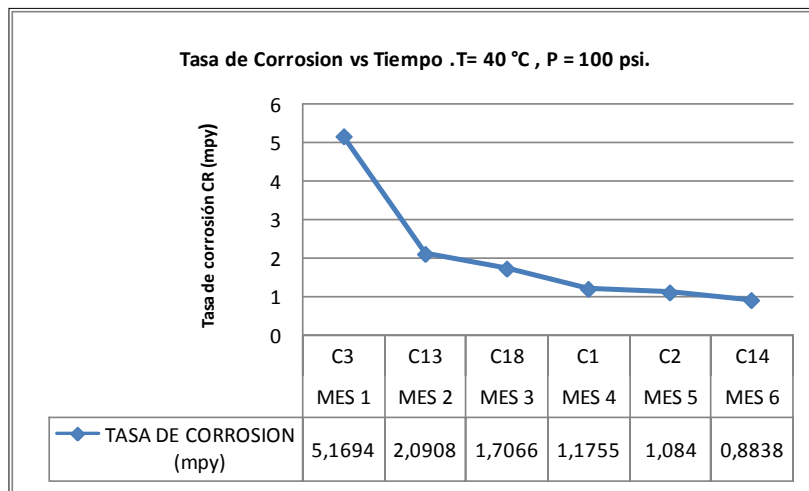


Fig.5.70.Tasa de corrosión . Tubería China. T = 40° C

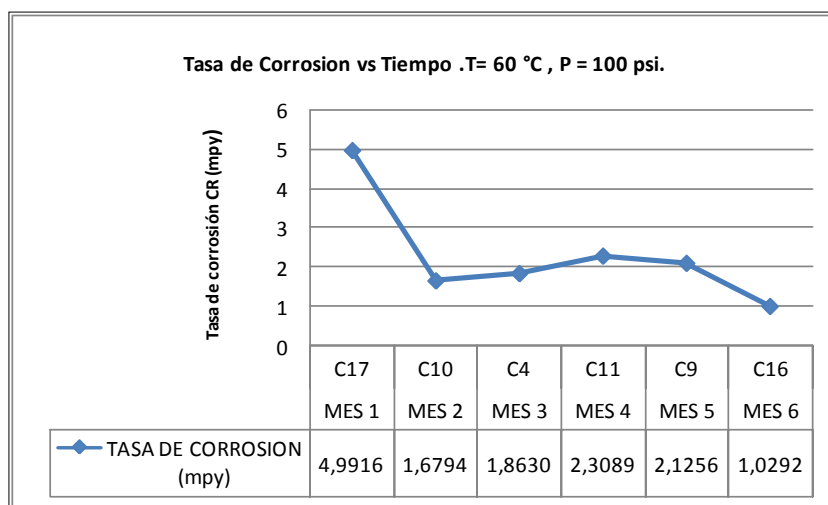


Fig.5.71.Tasa de corrosión .Tubería China. T = 60° C

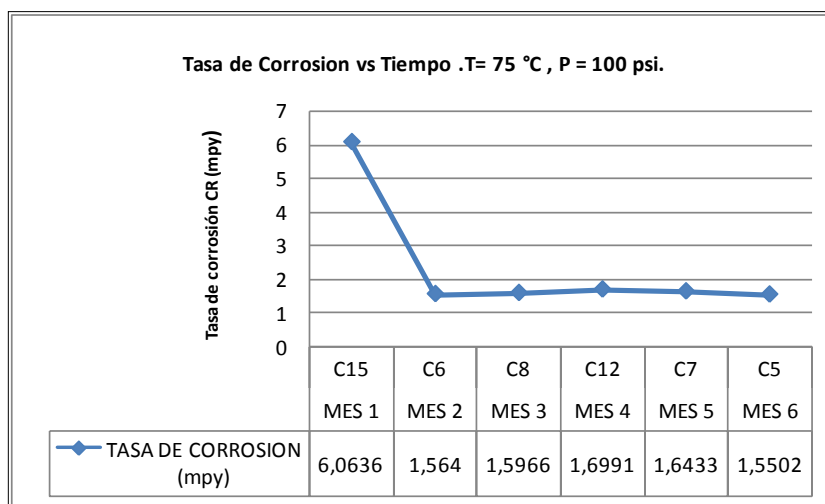


Fig.5.72.Tasa de corrosión . Tubería China. T = 75° C

Se obtiene tanto en la Fig.5.67 como Fig.5.70 una relación inversa de la tasa de corrosión en relación al tiempo, esto se da por la formación de una costra que impide el paso fácil del compuesto corrosivo al metal base, una considerable protección puede ocurrir, y el grado de protección crecerá al hacerse la costra más gruesa. De igual manera ocurre en la Fig.5.69 y Fig.5.72. En cambio a la temperatura de 60° C se observa que existe un incremento parabólico para luego decaer nuevamente es decir se inicia ya la fase de protección por la capa o costra formada, sin embargo la tubería argentina presenta un incremento que puede ser un dato disperso por lo no heterogeneidad del material.

Como se observa la temperatura es un factor determinante en la corrosión de estas tuberías, lo cual se presenta en la variación de la misma presentando diferentes respuestas.

5.4.2 Relación profundidad de corrosión y pitting.

Una forma más visible del deterioro del material se presenta en la relación de profundidades que puede alcanzar el pitting respecto a la corrosión, por lo cual se muestra a continuación una representación gráfica de estas relaciones.

- **Tubería Argentina.**

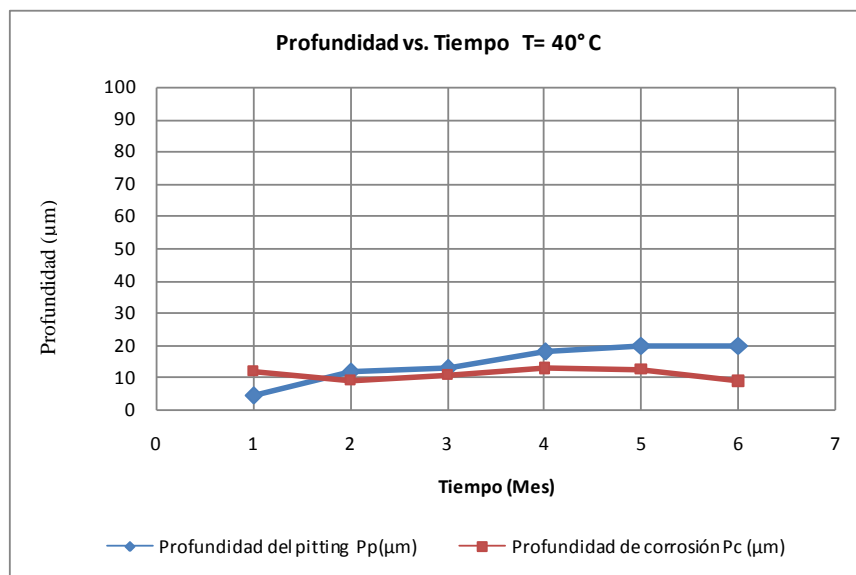


Fig.5.73. Relación pitting - corrosión. Tubería Argentina. T = 40° C

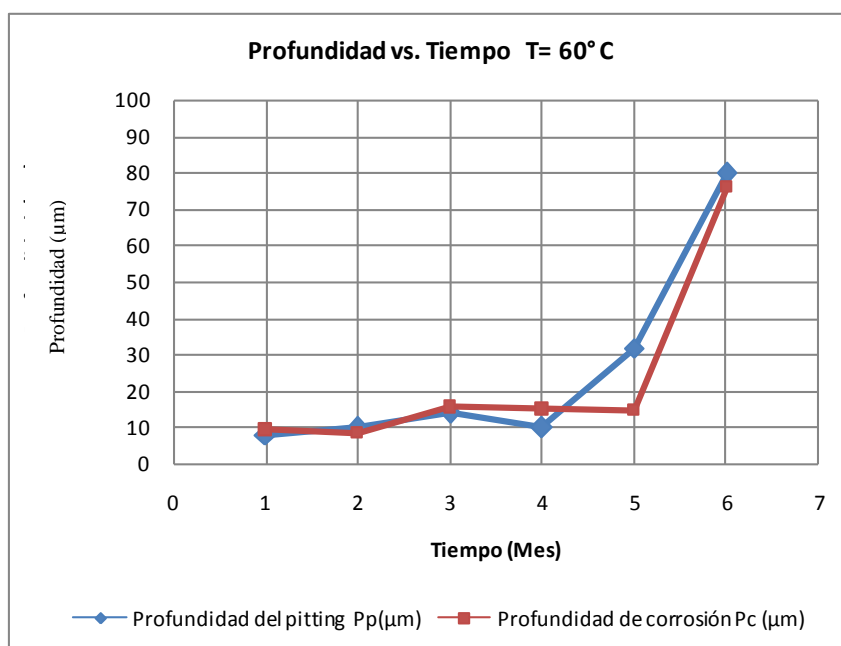


Fig.5.74. Relación pitting - corrosión. Tubería Argentina. T = 60° C

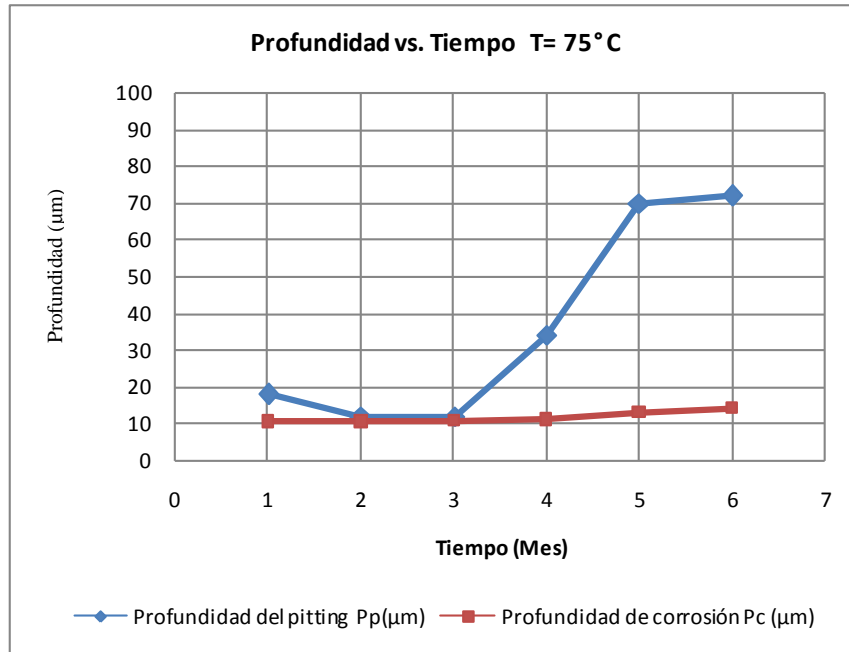


Fig.5.75. Relación pitting - corrosión. Tubería Argentina. T = 75° C

- **Tubería China.**

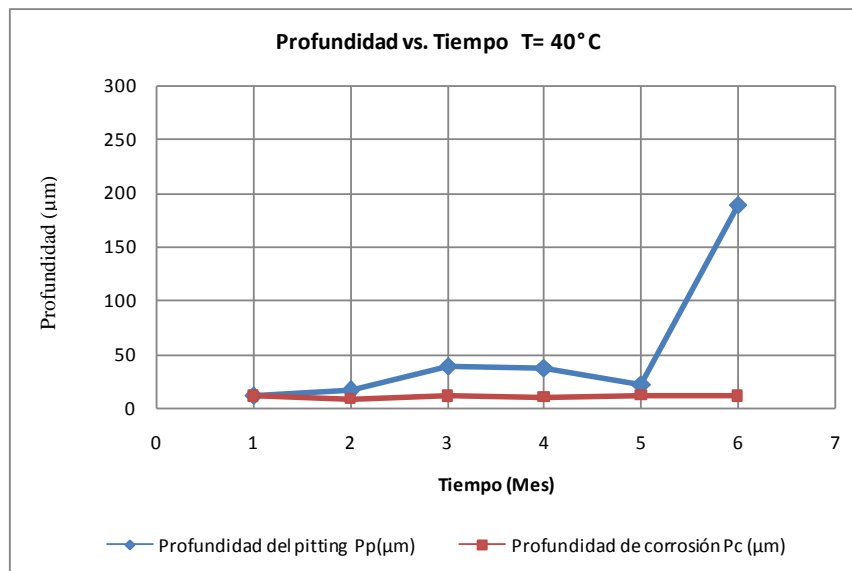


Fig.5.76. Relación pitting - corrosión. Tubería China. T = 40° C

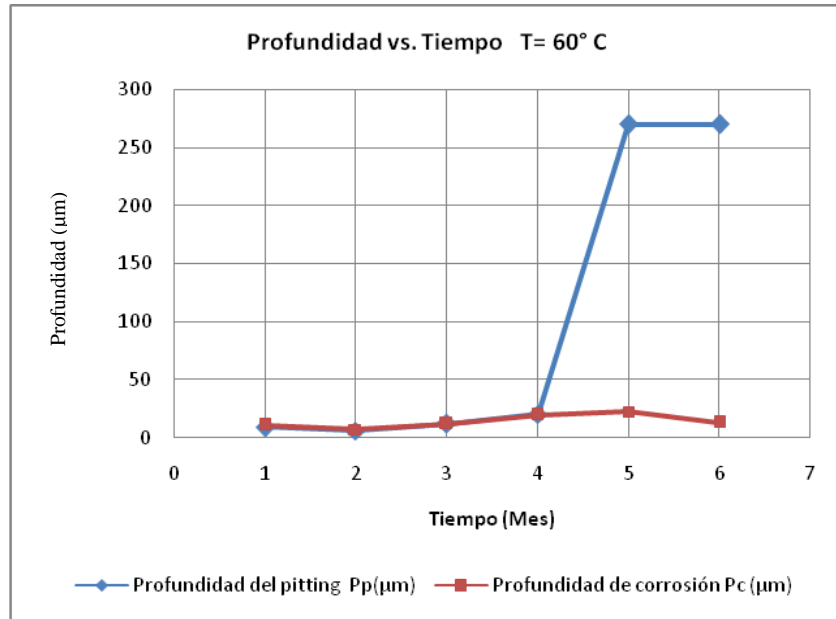


Fig.5.77. Relación pitting - corrosión. Tubería China. T = 60° C

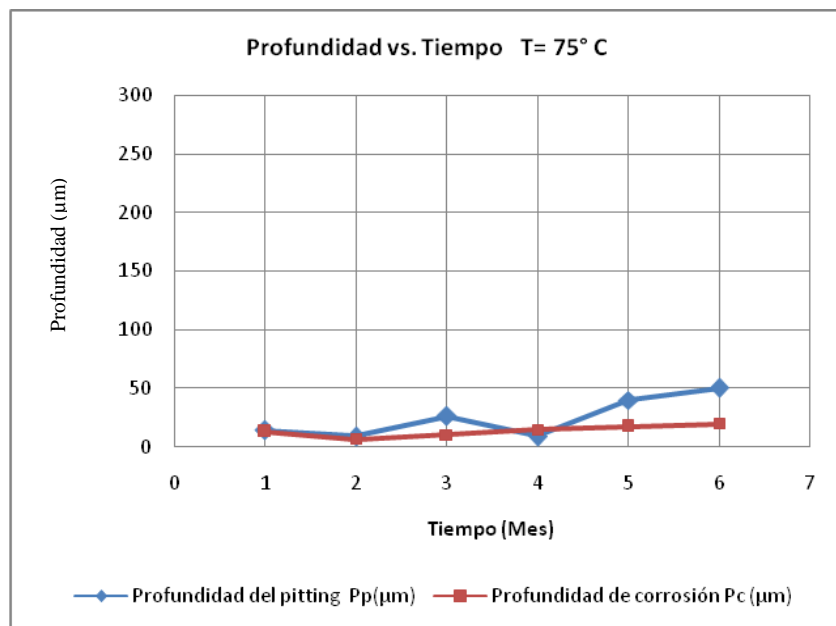


Fig.5.78. Relación pitting - corrosión. Tubería Chiina. T = 75° C

Se observa que existe una relación pequeña a 40°C de la tubería Argentina, mientras que a 60 °C se proyectan las dos profundidades de acuerdo avanza el

tiempo, pero a 75 °C la relación es bastante significativa siendo hasta tres veces mayor.

En la tubería China se aprecia que existe una relación bastante pronunciada tanto a 40 °C como a 60 °C alcanzando hasta 10 veces mayor la profundidad de pitting en el sexto mes, lo que no se presenta a 75 °C en la cual existe una relación pequeña de estas dos profundidades.

Relacionando tanto la tubería Argentina y China se puede apreciar que a 40 °C estas muestran una similitud en la relación hasta alcanzar el sexto mes en el cual la tubería Argentina conserva prudencia en la relación lo que no ocurre en la China que alcanza una relación significativa, de igual manera se presenta este comportamiento a 60 °C, mientras que a 75 °C ocurre lo contrario presentando una relación bastante significativa en la tubería Argentina de sus profundidades , lo que no sucede en la tubería China que presenta una relación prudente aproximadamente de dos a uno en el sexto mes.

CAPÍTULO VI.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 Conclusiones.

- ✓ La influencia del CO₂ en la corrosión de la tubería China y Argentina utilizada para la conducción de crudo y la reinyección de agua de formación se presenta en forma de corrosión localizada, formando pitting, que en un inicio se presenta con una alta densidad y poco profundo, pero que al transcurrir el tiempo se presentan más pronunciado.
- ✓ La presión parcial de CO₂ es un factor determinante por lo que al tener una variación de la misma se presenta condiciones de corrosión declarada, es por eso que a una presión igual o mayor de 30 psi se tendrá ya la presencia de este fenómeno, debido a lo cual a la presión de ensayo de 100 psi., se obtuvo corrosión de los cupones de la tubería China y Argentina.
- ✓ La temperatura determinó la pérdida de peso de los cupones y por consiguiente la tasa de corrosión, que va aumentando conforme se incrementa la temperatura, hasta los 60°C, a partir de la cual, la tasa de corrosión tiende a disminuir tanto en la tubería China y Argentina, cabe indicar que la tasa de corrosión en este pico máximo, la tubería Argentina presenta mayores valores que la China.
- ✓ Mientras se va dando el aumento de la temperatura, se da también el incremento y decremento de la tasa de corrosión en cada mes, debido a la

formación de una película en forma de costra que actúa como protección del metal ante la corrosión, la misma que es característica de los sistemas de CO₂.

- ✓ El tiempo de ensayo permitió observar una variación de la tasa de corrosión acumulada, ya que se presenta una relación inversa del tiempo con la tasa de corrosión, es decir mientras avanza el tiempo, disminuye la tasa de corrosión.
- ✓ El ataque del pitting es más profundo en los cupones de tubería China, dándose formas elípticas que alcanzan hasta 240 μ m, ya en el quinto mes, lo que no sucede en los cupones de tubería Argentina que presentan un ataque uniforme del borde de los cupones, sin entradas pronunciadas.
- ✓ La microestructura de la tubería Argentina presenta un tamaño de grano ASTM 9 visible claramente lo que nos indica que existió un control en el tratamiento térmico durante la fabricación de la tubería. La tubería China presenta aproximadamente un tamaño de grano ASTM 10 pero no uniforme.
- ✓ La tubería China muestra una microestructura con indicios de tensiones residuales, lo que podría ser una de las causas que provocaría corrosión, esta estructura se da por el tratamiento térmico dado en la fabricación, es por eso que al realizar el recocido se observa que la estructura mejora la distribución de las fases en la misma.
- ✓ El tamaño de inclusiones en la tubería China son bastante grandes, y por consiguiente disminuye las características mecánicas y metalúrgicas de la misma, por lo cual es una de las causas principales para que se de una reacción en estas inclusiones y proyectar la formación de una corrosión localizada a partir de estas, debido a que las inclusiones que en este caso son

óxidos extremadamente grandes actuarían como cátodos y el hierro presente en la estructura como ánodo, formando una celda de corrosión

- ✓ La dureza de la tubería China (145HB) es mayor que la Argentina (139HB), lo que sucede de igual manera luego del recocido pero en una menor proporción.

6.2 Recomendaciones.

- ✓ Se recomienda realizar la investigación de los productos de corrosión presentes en las tuberías de reinyección de agua de formación, que se adhieren a la misma, provocando la reducción del diámetro interior de las tuberías y de esta forma la caída de presión que se presenta en el sistema de bombeo del agua de formación.
- ✓ Realizar un estudio de la tasa de corrosión que se produce en tuberías de reinyección de agua a distintas temperaturas a partir de 40°C hasta 180°C, y a diferentes presiones de trabajo a partir de 30psi y en lo posible a la presión de bombeo.
- ✓ Al momento de realizar el montaje de los cupones en lo posible se debe evitar el contacto directo con las manos, debido a que estas pueden estar contaminadas con sustancias que causan corrosión, tales como el propio sudor u otras, para lo que es recomendable usar guantes esterilizados y si es posible una vez montados los cupones realizar la desinfección de los mismos.

BIBLIOGRAFÍA

- AVNER, S. Introducción a la metalurgia física. 2da. ed. México: McGraw-Hill. 1985.
- JUVINALL, R. Fundamentos de Diseño para Ingeniería Mecánica. 5ta. ed. México: Limusa, 1995.
- SHIGLEY, J. Diseño en Ingeniería Mecánica. 4ta. ed. México: McGraw-Hill, 1985.
- HAMROCK, B. Elementos de Máquinas. 1ra. ed. México: McGraw-Hill, 2000.
- DROFFELAAR, V. Y ATKINSON, J. Corrosion and its control. 2da. ed. U.S.A : NACE International, 1995.
- MEGYESY, E. Manual de recipientes a presión. 2da. ed. México: Limusa, 1995.
- BONIFAZ E. Manual de redacción de tesis y de trabajos. Ecuador, 1995.

LINKOGRAFÍA

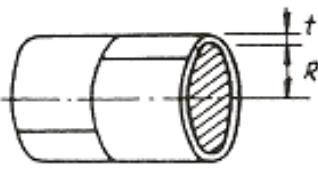
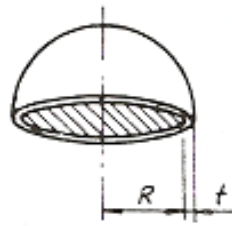
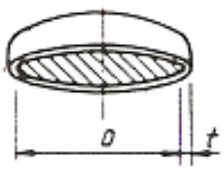
- [1] Corrosión en tuberías.
www.failureanalysis.htm
1995 - 06 -07
- [2] Corrosión por CO₂.
[www. waterquality-corrosion-CO2.htm](http://www.waterquality-corrosion-CO2.htm)
2007-11-12
- [3] Corrosión en la industria química petrolera.
www.c_guerrero84@hotmail.com.
2007-10-10
- [15] Análisis de Fallas en los Pozos con Levantamiento Artificial.
www.failureanalysis.htm.
2006-12-12
- [16] Fallas Inducidas a Raíz de la Fatiga Debida a la Corrosión.
www.Norris.htm.
2007-07-16
- [17] Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Nota Técnica No. 20 Versión 2.
www.oilproduction.net/20gpa.htm. Pág.2.
2008-02-10.
- [18] Análisis de Fallas en los Pozos con Levantamiento Artificial.
www.Failure Analysis.htm.
2006-11-09

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [4] MORENO, G. Mejoramiento de la Protección Anticorrosiva en Carrocerías Corsa en la Planta General Motor. Riobamba, ESPOCH, 2006.
- [5] TELMO, C. Estudio de Ensayos de Corrosión por Inmersión de Substancias Químicas. Riobamba, ESPOCH, 2006.
- [6] LITUMA, S. Software para la Selección de Materiales y Control de Corrosión. Riobamba, ESPOCH, 2007.
- [7] AVNER, S. Introducción a la metalurgia física. 2da.ed. México: McGraw-Hill. 1985.
- [8] RUSSELL, S. Fallas Inducidas a Raíz de la Fatiga Debida a la Corrosión. México: Well Servicing. 2006.
- [9] GALVELE, J. Corrosión. Secretaría General de la OEA. Washington D.C:1979. .
- [10] FONTANA, M. Y GEENE, N. Corrosion Engineering. 2da. ed México: McGraw-Hill Book Company. 1990
- [11] PATIÑO, J. Estudio para la Aplicación de Protección Catódica en tuberías Metálicas de Acueductos o Poliductos. Guayaquil. ESPOL, 1990.
- [12] EUTECTIC, C. La Corrosión: el desgaste siempre presente. México: Número 20, 1981.
- [13] MALDONADO, M. Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Sacha. Guayaquil, ESPOL, 1996.

- [14] MALDONADO, M. Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Sacha. Guayaquil, ESPOL, 1996.
- [19] MALDONADO, M. Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Sacha. Guayaquil, ESPOL, 1996.
- [20] ASTM. Corrosivity of water in the absence of heat transfer (Weight loss methods). D2688, 1979.
- [21] NORMA API 5L. Specification for Line Pipe. Forty- Second Ed. 2000.
- [22] NORMA API 5L. Specification for Line Pipe. Forty- Second Ed. 2000.
- [23] NACE International. Preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de campo. Houston. 2005.
- [24] NACE International. Preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de campo. Houston. 2005.
- [25] NACE International. Preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de campo. Houston. 2005..
- [26] NACE International. Preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de campo. Houston. 2005.
- [27] A.IKEDA, M. Y UEDA, S. Advances in CO₂ Corrosion, Vol.2. Houston. TX. 1985.

ANEXOS

| PRESION INTERNA | | |
|--|---|-----------------------------|
| FÓRMULAS EXPRESADAS EN FUNCION DE LAS DIMENSIONES-INTERIORES | | |
| <p> P = Presión de diseño o presión máxima de trabajo permitida, lb/pulg² S = Valor del esfuerzo del material, lb/pulg², página 159 E = Eficiencia de la junta, página 142 R = Radio interior, pulgadas D = Diámetro interior, pulgadas t = Espesor de pared, pulgadas C.A. = Margen por corrosión, pulgadas </p> | | |
| A  | CASCO CILINDRICO (COSTURA LONGIT.)¹ | |
| | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 50%; padding: 5px;"> $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ </td> <td style="text-align: center; width: 50%; padding: 5px;"> $P = \frac{SEt}{R + 0.6t}$ </td> </tr> </table> <ol style="list-style-type: none"> 1. Generalmente rige el esfuerzo en la costura longitudinal. Ver página anterior. 2. Cuando el espesor de pared exceda de la mitad del radio interior o P exceda de 0.385 SE, se aplicarán las fórmulas dadas en el Apéndice del Código, 1-2. | $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ |
| $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ | $P = \frac{SEt}{R + 0.6t}$ | |
| B  | ESFERA Y CABEZA HEMISFERICO | |
| | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 50%; padding: 5px;"> $t = \frac{PR}{2SE - 0.2P}$ </td> <td style="text-align: center; width: 50%; padding: 5px;"> $P = \frac{2SEt}{R + 0.2t}$ </td> </tr> </table> <ol style="list-style-type: none"> 1. Para las cabezas sin brida recta, use la eficiencia de la junta de la cabeza al casco si es menor que la eficiencia de las costuras de la cabeza. 2. Cuando el espesor de pared exceda de 0.356 R, o P exceda de 0.665 SE, se aplicarán las fórmulas dadas en el Apéndice 1-3 de las normas. | $t = \frac{PR}{2SE - 0.2P}$ |
| $t = \frac{PR}{2SE - 0.2P}$ | $P = \frac{2SEt}{R + 0.2t}$ | |
| C  | CABEZA ELIPSOIDAL 2:1 | |
| | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 50%; padding: 5px;"> $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ </td> <td style="text-align: center; width: 50%; padding: 5px;"> $P = \frac{2SEt}{D + 0.2t}$ </td> </tr> </table> <ol style="list-style-type: none"> 1. Para las cabezas elipsoidales cuya relación del eje mayor al eje menor sea diferente de 2:1, véase el Apéndice 1-4 (c) de las normas. | $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ |
| $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ | $P = \frac{2SEt}{D + 0.2t}$ | |

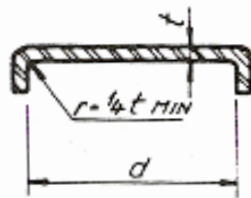
PRESION INTERNA O EXTERNA

FORMULAS

NOTACION

- P** = Presión de diseño interna o externa, lb/pulg² **E** = Eficiencia de la junta
d = Diámetro interior del casco, pulgadas
S = Valor máximo del esfuerzo permitido del material, lb/pulg², página 159
t = Espesor mínimo requerido de la cabeza, excluyendo el margen por corrosión, pulgadas
t_h = Espesor real de la cabeza excluyendo el margen por corrosión, pulgadas
t_r = Espesor mínimo requerido, por presión, del casco sin costura, pulgadas
t_s = Espesor real del casco, excluyendo el margen por corrosión, pulgadas

A



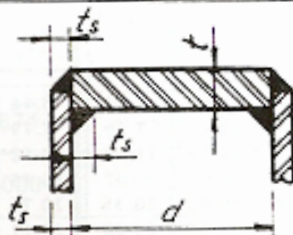
CABEZAS CIRCULARES PLANAS

$$t = d \sqrt{0.13 P / SE}$$

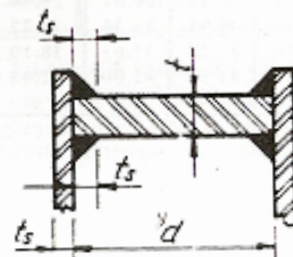
Esta fórmula se aplicará cuando:

1. d no exceda de 24 pulgadas
2. t_h/d no sea menor de 0.05 ni mayor de 0.25
3. El espesor de la cabeza, t_h, no sea menor que el espesor del casco, t_s

B



C



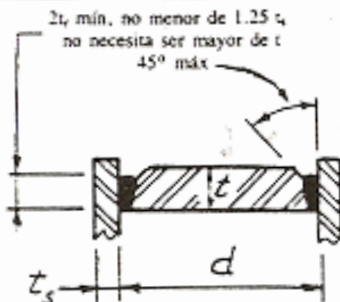
$$t = d \times \sqrt{CP/SE}$$

$$C = 0.33 \times \frac{t_r}{t_s}$$

$$C \text{ MIN.} = 0.20$$

Si para calcular t se usa un valor de t_r/t_s menor de 1, el espesor del casco, t_s, debe mantenerse por una distancia hacia adentro desde la cara interior de la cabecera igual a por lo menos 2√dt_s

D

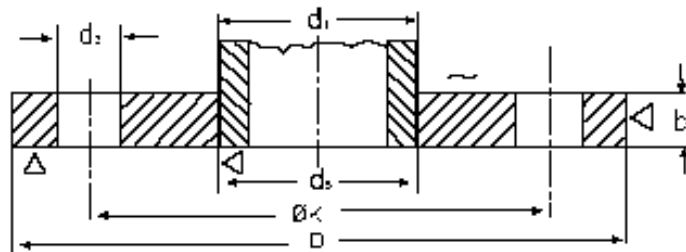


Las cabezas no circulares, las planas ampernadas, tapas y las bridas ciegas están comprendidas en las normas, UG-34; otros tipos de elementos de cierre en la norma, UG-35

ANEXO C.

Bridas Norma DIN

1. Bridas planas para soldar



| Presión Nominal \bar{p} DIN 2573 | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|--------------|-------|-----|----|-----|-----------|-------|-------|---|------|
| Tubo | | Brida | | | | Tornillos | | | Peso Unidad (7,85 kg/dm ³) | |
| DN | d_1 ISO | d_2 | D | b | k | Cant. | Rosca | d_2 | Kg | |
| 10 | 17,2 | 17,7 | 75 | 12 | 50 | 4 | M10 | 11 | 0,363 | |
| 15 | 21,3 | 22 | 80 | 12 | 55 | | | | 0,410 | |
| 20 | 26,9 | 27,6 | 90 | 14 | 65 | | | | 0,600 | |
| 25 | 33,7 | 34,4 | 100 | 14 | 75 | | | | 0,740 | |
| 32 | 42,4 | 43,1 | 120 | 16 | 90 | | M12 | 14 | 1,19 | |
| 40 | 48,3 | 49 | 130 | 16 | 100 | | | | 1,39 | |
| 50 | 60,3 | 61,1 | 140 | 16 | 110 | | | | 1,53 | |
| 65 | 76,1 | 77,1 | 160 | 16 | 130 | | | | 1,89 | |
| 80 | 88,9 | 90,3 | 190 | 18 | 150 | 8 | M16 | 18 | 2,98 | |
| 100 | 114,3 | 115,9 | 210 | 18 | 170 | | | | 3,46 | |
| 125 | 139,7 | 141,6 | 240 | 20 | 200 | | | | 4,60 | |
| 150 | 168,3 | 170,5 | 265 | 20 | 225 | | | | 5,22 | |
| 200 | 219,1 | 221,8 | 320 | 22 | 280 | | 12 | M20 | 22 | 7,15 |
| 250 | 273 | 276,2 | 375 | 24 | 335 | | | | | 9,61 |
| 300 | 323,9 | 327,6 | 440 | 24 | 395 | | | | | 12,6 |
| 350 | 355,6 | 359,7 | 490 | 26 | 445 | | | | | 15,6 |
| 400 | 406,4 | 411 | 540 | 28 | 495 | 16 | M20 | 22 | 18,4 | |
| 500 | 508 | 513,6 | 645 | 30 | 600 | | | | 20 | 24,6 |



flash point of 71°F, which contains ketones of rosin, surface active agents, and less than 10 % by volume of synergists, for hydrochloric acid.

21.5 *Corrosion Inhibitor*, a nonflammable liquid containing heterocyclic nitrogen bases primarily in the form of salts, surface active agents, and synergists, for sulfuric acid.

21.6 *Hydrochloric Acid* (sp gr 1.19)—Concentrated hydrochloric acid (HCl).

21.7 *Hydrochloric Acid (1+4)*—Mix 1 volume of concentrated HCl (sp gr 1.19) with 4 volumes of water.

21.8 *Hydrochloric Acid (1+1.3, Inhibited)*—Mix 357 mL of concentrated HCl (sp gr 1.19)

with 5.0 g of inhibitor (see 21.4). Then dilute to 1 L with water.

21.9 *Isopropyl Alcohol*.

21.10 *Methyl Orange Indicator Solution (0.5 %)*—Dissolve 0.05 g of methyl orange in water and dilute to 100 mL with water.

21.11 *Nitric Acid* (sp gr 1.42)—Concentrated nitric acid (HNO₃).

21.12 *Nitric Acid-Dichromate Solution*—Mix 24 mL of HNO₃ (sp gr 1.42) with twice the volume of water. Add 22.75 g of sodium dichromate (Na₂Cr₂O₇·H₂O) and dissolve. Dilute the resulting solution to 1 L.

21.13 *Phosphoric Acid (85 %)*—Concentrated phosphoric acid (H₃PO₄).

21.14 *Sodium Dichromate* (Na₂Cr₂O₇·2H₂O), crystals.

21.15 *Sulfuric Acid* (sp gr 1.84)—Concentrated sulfuric acid (H₂SO₄).

21.16 *Sulfuric Acid (1+34, Inhibited)*—Slowly add 29 mL of H₂SO₄ (sp gr 1.84) to approximately 500 mL of water. Add and dissolve 0.5 g of inhibitor (see 21.5). Dilute the resulting solution to 1 L with water.

21.17 *Trichloroethylene*.

21.18 *Tripoli*—Finely granulated, porous, of siliceous rock; amorphous silica (SiO₂), soft, porous, and free of sharp edges.

21.19 *Trisodium Phosphate* (Na₃PO₄·12H₂O); also available as Na₃PO₄·3H₂O. Either grade is satisfactory.

21.20 *Vapor Phase Inhibitor Paper*.¹⁵

22. Coupon Preparation

22.1 In this procedure, coupons are to be made principally from sheet metal; however, in a few cases, as with cast iron or cast bronze, it

may be necessary to prepare coupons from castings.

22.2 Use a coupon size of 13 by 102 by 3 mm (0.5 by 4.0 by 0.032 in.) for all sheet metal and a 13 by 102 by 3 mm (0.5 by 4.0 by 0.032 in.) for cast metals. Other sizes are suitable providing the total area is about 258 mm² (in.²), the principal requirement being to keep the flat surface area large compared to the hole area.

22.3 *Sheet Metal Coupon Preparation*—Obtain sheet metal of the type desired except stainless steel; use cold-rolled steel free of spots for ferrous metal. Obtain stainless steel with a No. 4 finish.¹⁶

22.3.1 Shear 20-gage sheet metal material the dimensions of 13 by 102 mm (0.5 by 4.0 in.).

22.3.2 Drill or punch a 7-mm (7/16-in.) hole with its center about 8 mm (5/16 in.) from one end of the coupon.

22.3.3 Deburr all sharp edges on the coupon specimen using a file or emery belt, and deburr the hole with an oversize drill.

22.3.4 Stamp identifying numbers or letters on the small coupon area between the edge of the mounting hole.

22.4 *Cast Metal Coupon Preparation*—Obtain rough castings of the desired metal, measuring about 19 by 114 by 6 mm (3/4 by 4 1/2 by 1/4 in.) from a commercial foundry or elsewhere.

22.4.1 Surface grind to the dimensions of 13 by 102 by 3 mm (0.5 by 4.0 by 0.125 in.) and surface roughness of about 124 μin.

22.4.2 Drill a 7-mm (7/16-in.) hole with center about 8 mm (5/16 in.) from one end of coupon.

22.4.3 Deburr all sharp edges on the coupon specimen using a file or emery belt, and deburr the hole with an oversize drill.

22.4.4 Stamp identifying numbers or letters on the small coupon area between the edge of the mounting hole.

22.5 *Cleaning Ferrous Metal Coupons*—Remove oil by immersion in benzene. Dry. Immerse in a solution containing HCl (1+4) for 30 min at room temperature.

22.5.1 Remove acid from the coupon by three rapid successive rinses in separate water

¹⁵ Inhibitor paper manufactured by Orchard Paper Co., 1912 Union Boulevard, St. Louis, Mo., under trade name Inhibitor Paper (SI) has been satisfactory for this purpose.

¹⁶ Metals Handbook, American Society of Metals, 1961, p. 439.

ANEXO E.



Designation: E 10 – 01

American Association State Highway
and Transportation Officials Standard
AASHTO No.: T70-86
An American National Standard

Standard Test Method for Brinell Hardness of Metallic Materials¹

This standard is issued under the fixed designation E 10; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reappraisal. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reappraisal.

This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense.

1. Scope

1.1 This test method (Test Method A) covers the determination of the Brinell hardness of metallic materials, including methods for the verification of Brinell hardness testing machines (Test Method B) and the calibration of standardized hardness test blocks (Test Method C).

1.2 The values stated in SI units are to be regarded as the standard.

NOTE 1—In common terminology, the equivalent force in kgf is substituted for N.

1.3 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

- E 4 Practices for Force Verification of Testing Machines²
- E 29 Practice for Using Significant Digits in Test Data to Determine Conformance with Specifications³
- E 74 Practice of Calibration of Force-Measuring Instruments for Verifying the Force Indication of Testing Machines²
- E 140 Hardness Conversion Tables for Metals Relationship Among Brinell Hardness, Vickers Hardness, Rockwell Hardness, Rockwell Superficial Hardness, Knoop Hardness, and Scleroscope Hardness²

3. Terminology

3.1 Definitions of Terms Specific to This Standard:

3.1.1 *Brinell hardness number*—a number, which is proportional to the quotient obtained by dividing the test force by the curved surface area of the indentation which is assumed to be spherical and of the diameter of the ball.

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee E28 on Mechanical Testing and is the direct responsibility of Subcommittee E28.06 on Indentation Hardness Testing.

Current edition approved February 10, 2001. Published April 2001. Originally published as E 10 – 24 T. Last previous edition E 10 – 00a.

² *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 03.01.

³ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 14.02.

$$HBW = 0.102 \times \frac{2F}{\pi D(D - \sqrt{D^2 - d^2})} \quad (\text{See Table 1}) \quad (1)$$

where:

D = diameter of the ball, mm,

F = test force, N, and

d = mean diameter of the indentation, mm.

The Brinell hardness is denoted by the symbol: HBW.

3.1.1.1 *Discussion*—In former standards, a steel ball was allowed for hardness values below 450. In cases when a steel ball was used, the Brinell hardness was denoted by HB or HBS.

3.1.1.2 *Discussion*—The symbol HBW is preceded by the hardness value. When conditions other than those specified in 11.1.2 are used, the hardness value is supplemented by an index indicating the test conditions in the order:

(1) Diameter of the ball, in mm,

(2) A value representing the test force in kgf (see Table 3), and,

(3) Duration of loading, in s.

Examples:

350 HBW 5/750 = Brinell hardness of 350 determined with a ball of 5-mm diameter and with a test force of 7.355 kN (750 kgf) applied for 10 to 15 s.

600 HBW 1/30/20 = Brinell hardness of 600 determined with a ball of 1-mm diameter and with a test force of 294.2 N (30 kgf) applied for 20 s.

3.1.1.3 *Discussion*—Brinell hardness numbers vary with the test force used; however, test results will generally be in agreement when the ratio of the test force to the square of the ball diameter is held constant (see Table 3).

3.1.1.4 *Discussion*—Table 2 lists the Brinell hardness numbers corresponding to various diameters of indentations for 29.4 kN (3000 kgf), 14.7 kN (1500 kgf), and 4.90 kN (500 kgf) test forces making it unnecessary to calculate for each test the value of the Brinell hardness number by the above equation in Table 1 when these forces are used with a 10-mm diameter ball.

3.1.2 *Brinell hardness test*—an indenter (tungsten carbide ball with diameter D) is forced into the surface of a test piece and the diameter of the indentation d left in the surface after removal of the test force, F , is measured. (see Table 1 and Figs. 1 and 2.)

3.1.2.1 *Discussion*—The tungsten carbide ball may be used for materials with a Brinell hardness not exceeding 650.

3.1.3 *calibration*—adjustment of the significant parameters by comparison with values indicated by a reference instrument or by a set of reference standards.

separation of at least 6 in. (152 mm) between the skelp end weld and the helical seam weld at the applicable pipe ends. Skelp end welds in finished pipe shall be properly prepared for welding and shall be made by automatic submerged-arc welding, automatic gas metal-arc welding, or a combination of both processes.

5.6 TRACEABILITY

5.6.1 PSL 1 Traceability Requirements

The manufacturer shall establish and follow procedures for maintaining heat and/or lot identity until all required heat and/or lot tests are performed and conformance with specification requirements is shown.

5.6.2 PSL 2 Traceability Requirements

The manufacturer shall comply with SR 15.2.

6 Material Requirements

6.1 CHEMICAL PROPERTIES

6.1.1 Chemical Composition

The composition of steel used for the manufacture of pipe furnished to this specification shall conform to the chemical requirements given in Table 2A (for PSL 1) or Table 2B (for PSL 2). The composition of intermediate grades (higher than X42) shall conform to the chemical requirements of the next higher standard grade. For Grades X42 and higher, by agreement between the purchaser and the manufacturer, elements other than those listed in Tables 2A and 2B (which include columbium [niobium], vanadium, and titanium via the notes to the tables) may be used; however, care should be exercised in determining the alloying content for any given size and wall thickness of pipe, because the addition of such otherwise desirable elements may affect the weldability of the pipe.

6.1.2 Elements Analyzed

As a minimum, each required analysis shall include the following elements:

- Carbon, manganese, phosphorus, sulfur, chromium, columbium [niobium], copper, molybdenum, nickel, silicon, titanium, and vanadium.
- Boron. (But if the heat analysis indicates a boron content less than 0.001%, then no boron determination is required for the product analysis.)
- Any other alloying element added during steelmaking for a purpose other than deoxidation.

6.1.3 Carbon Equivalent (PSL 2 only)

6.1.3.1 Calculation of Carbon Equivalent

For PSL 2 pipe, carbon equivalent (CE) calculations shall be based on the product analyses and shall be calculated as follows. All carbon equivalent results shall be reported:

- When the carbon content is less than or equal to 0.12%, the carbon equivalent shall be calculated using the following formula for $CE(Pcm)$ [see Note 1]:

$$CE(Pcm) = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$$

If the heat analysis indicates a boron content less than 0.001%, then the product analysis need not include boron, and the boron content can be considered as zero for the $CE(Pcm)$ calculation.

- When the carbon content is greater than 0.12%, the carbon equivalent shall be calculated using the following formula for $CE(IIW)$ [see Note 2]:

$$CE(IIW) = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr + Mo + V)}{5} + \frac{(Ni + Cu)}{15}$$

6.1.3.2 Maximum Carbon Equivalent

The carbon equivalent shall not exceed the following:

- For Grade X80 pipe, for all grades of seamless pipe having a specified wall thickness greater than 0.800 in. (20.3 mm), and for pipe designated by the purchaser as high carbon equivalent pipe, the value agreed upon between the purchaser and the manufacturer.
- For pipe not covered in Item a above, a $CE(Pcm)$ of 0.25% or a $CE(IIW)$ of 0.43%, whichever is applicable.

Note 1: The $CE(Pcm)$ formula for low carbon steel is commonly called the Ito-Bessyo formula. $CE(Pcm)$ is in fact the chemical portion of the full formula. Reference: Y. Ito & K. Bessyo, "Weldability Formula of High Strength Steels Related to Heat Affected Zone Cracking," *Journal of Japanese Welding Society*, 1968, 37, (9), 938.

Note 2: The $CE(IIW)$ formula is commonly called the *IIW* [International Institute of Welding] formula. Reference: Technical Report, 1967, IIW doc. IX-535-67.

6.2 MECHANICAL PROPERTIES

6.2.1 Tensile Properties

PSL 1 Grades A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, and X70 shall conform to the tensile requirements specified in Table 3A.

PSL 2 Grades B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, and X80 shall conform to the tensile requirements specified in Table 3B.

ANEXO G.

RP0775-2005

2.3.4 Immerse steel coupons in 15% inhibited hydrochloric acid to remove mineral scale and corrosion products. Ultrasonic agitation may be used to accelerate the cleaning process. Numerous commercial inhibitors are available to protect the steel during acid cleaning. The following inhibitor solution has been successful: A stock solution is made of 37.5% HCl to which 10 g/L of 1,3-di-n-butyl-2 thiourea (DBT) has been added.³ Immediately prior to use, the stock solution is diluted by slowly adding a measured volume of stock solution to an equal volume of distilled water with stirring. Additional information on cleaning metals other than steel should be consulted.^{4,5,6,7}

2.3.4.1 Coupons that are not coated with hard scale or tightly adhering corrosion products may be cleaned by blasting with glass beads. Mass loss during blast cleaning should be determined by cleaning unexposed coupons in accordance with Paragraph 2.3.7.

2.3.5 After cleaning, immerse the coupon in a saturated solution of sodium bicarbonate for one minute to neutralize the acid. Rinse with distilled water to remove the neutralizer.

2.3.6 Rinse the coupon immediately in isopropyl alcohol or acetone and dry in a stream of dry air. Air lines should be equipped with traps and filters to remove all oil and water. Coupons with tenacious films should be scrubbed with a household cleanser and 000 steel wool prior to drying with alcohol or acetone. Visually examine the coupon and record observations.

2.3.7 Subject a preweighed blank that was not exposed to the corrodent to the cleaning process to ensure that mass loss from cleaning is not significant.

2.4 Calculation of the Average Corrosion Rate (CR). The following procedures should be used to calculate the average corrosion rate.

2.4.1 Determine the mass loss of the corrosion coupon and divide the mass loss by the product of the metal density (Table 1), the total exposed surface area, and the exposure time to obtain the average rate of corrosion. The following equations may be used to determine the average corrosion rate depending on the units desired.⁶

2.4.1.1 A calculation of average corrosion rate, expressed as a uniform rate of thickness loss per

unit time in millimeters per year or millimeters per annum (mm/y or mm/a), is shown in Equation (1):

$$CR = \frac{W \times 365 \times 1,000}{ATD} = \frac{3.65 \times 10^5 \times W}{ATD} \quad (1)$$

Where:

CR = average corrosion rate, millimeters per year (mm/y or mm/a)

W = mass loss, grams (g)

A = initial exposed surface area of coupon, square millimeters (mm²)

T = exposure time, days (d)

D = density of coupon metal, grams per cubic centimeter (g/cm³)

2.4.1.2 A calculation of average corrosion rate, expressed as uniform rate of thickness loss per unit time in mils per year (mpy), is shown in Equation (2):

$$CR = \frac{W \times 365 \times 1,000}{ATD \times (2.54)^3} = \frac{2.227 \times 10^4 \times W}{ATD} \quad (2)$$

Where:

CR = average corrosion rate, mils per year (mpy)

W = mass loss, grams (g)

A = initial exposed surface area of coupon, square inches (in.²)

T = exposure time, days (d)

D = density of coupon metal, grams per cubic centimeter (g/cm³)

2.4.1.3 A calculation of the average corrosion rate, expressed as a uniform rate of mass loss per unit area per unit time in grams per square meter per day (g/m²/d), is shown in Equation (3):

$$CR = \frac{W}{A \times T} \quad (3)$$

Where:

CR = average corrosion rate, grams per square meter per day (g/m²/d)

W = mass loss, grams (g)

A = initial exposed area of coupon, square meters (m²)

T = exposure time, days (d)

ANEXO H
















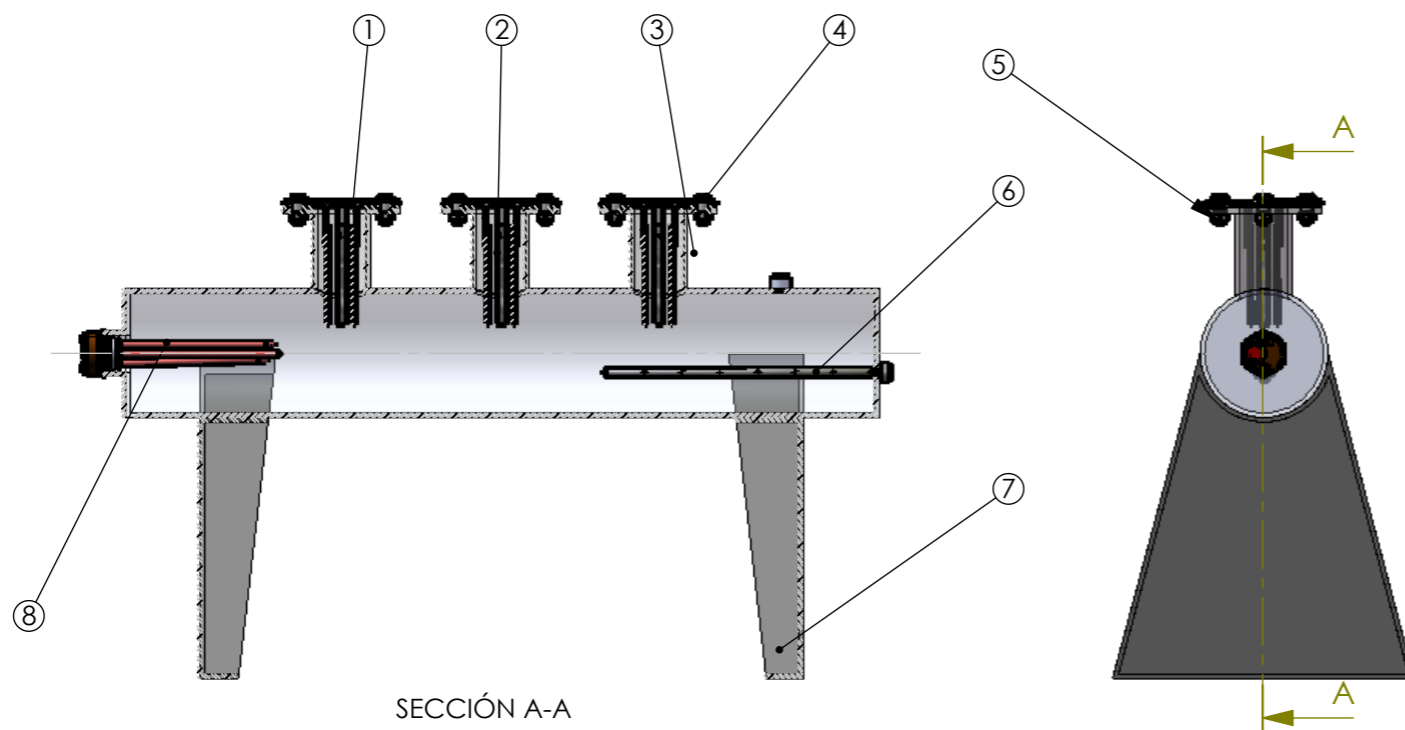
| | <u>A</u> | <u>B</u> | <u>C</u> |
|---|--|--|---|
| | <u>DENSITY</u> | <u>SIZE</u> | <u>DEPTH</u> |
| 1 |  $2.5 \times 10^3 / m^2$ |  0.5 mm^2 |  0.4 mm |
| 2 |  $1 \times 10^4 / m^2$ |  2.0 mm^2 |  0.8 mm |
| 3 |  $3 \times 10^4 / m^2$ |  8.0 mm^2 |  1.6 mm |
| 4 |  $1 \times 10^5 / m^2$ |  12.5 mm^2 |  3.2 mm |
| 5 |  $3 \times 10^5 / m^2$ |  24.5 mm^2 |  6.4 mm |

Fig. 1 Standard Radar Charts for Pits.

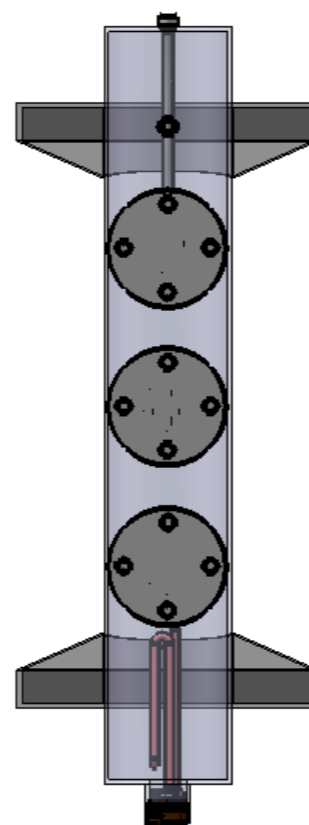
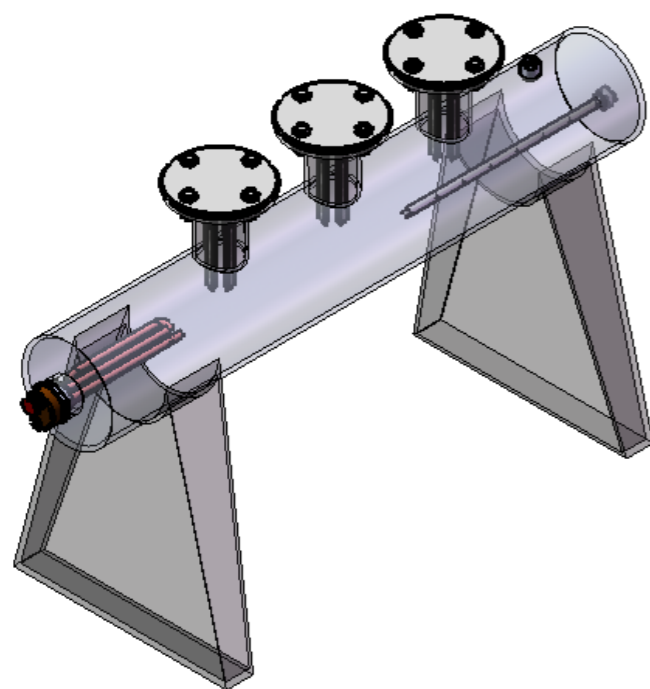
PLANOS



SECCIÓN A-A

Excepto en donde se especifique lo contrario las dimensiones finales deben ser como siguen

| Dimensiones | Tolerancia |
|---------------------|------------|
| hasta 50 | + - 0.1 |
| Desde 50 hasta 100 | + - 0.2 |
| Desde 100 hasta 200 | + - 0.5 |
| sobre 200 | + - 1 |



| Denominación | Nº. de norma/Dibujo | Material | Nº | Nº del modelo /Semiproducto | Peso(Kg)/Pieza | Observación |
|--------------------------------------|---------------------|-------------|----|-----------------------------|----------------|--------------------|
| RSISTENCIA | | C-1100 | 8 | 1500 W-110V | 2.5 | LAMINADO |
| SOPORTE | | AISI 1020 | 7 | 400X450 | 10 | LAMINADO |
| TUBO DE INYECCION DE CO ₂ | | F3000 | 6 | 400X24 | 0.02 | LAMINADO |
| TUERCA HAXAGONAL | DIN 980 | A307 | 5 | M12-1,75 | 0.20 | MAQUINADO |
| PERNO CABEZA HAXAGONAL | DIN 931 | A307 | 4 | M12-1,75X35 | 0.45 | MAQUINADO |
| BRIDA | DIN 2573 | AISI 1020 | 3 | 102X13X3 | 0.029 | RECTIFICADO/PULIDO |
| CUPONES DE CORROSION | ASTM D 2688 | API 5L PSL1 | 2 | 102X13X3 | 0.026 | RECTIFICADO/PULIDO |
| PORTA CUPONES | DIN 2527 | AISI 1020 | 1 | 155X73X10 | 1 | TORNEADO |

No.Lámina: 01 No.Hojas: 1 de 1

Sustitución:

| Datos | Nombre Código | Firma | Fecha |
|-----------|------------------|-------|------------|
| Proyectó: | L. Miranda | | 2009-01-21 |
| Dibujó: | L. Miranda | | 2009-01-21 |
| Revisó: | Ing.W.Ruales | | 2009-01-21 |
| Aprovó: | Ing.M.Pastor | | 2009-01-21 |

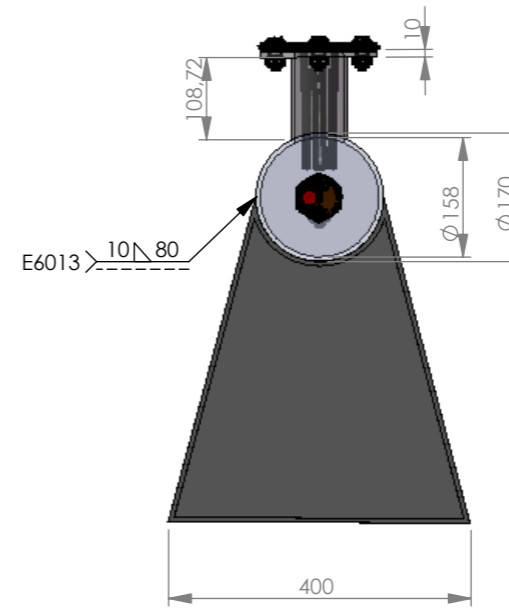
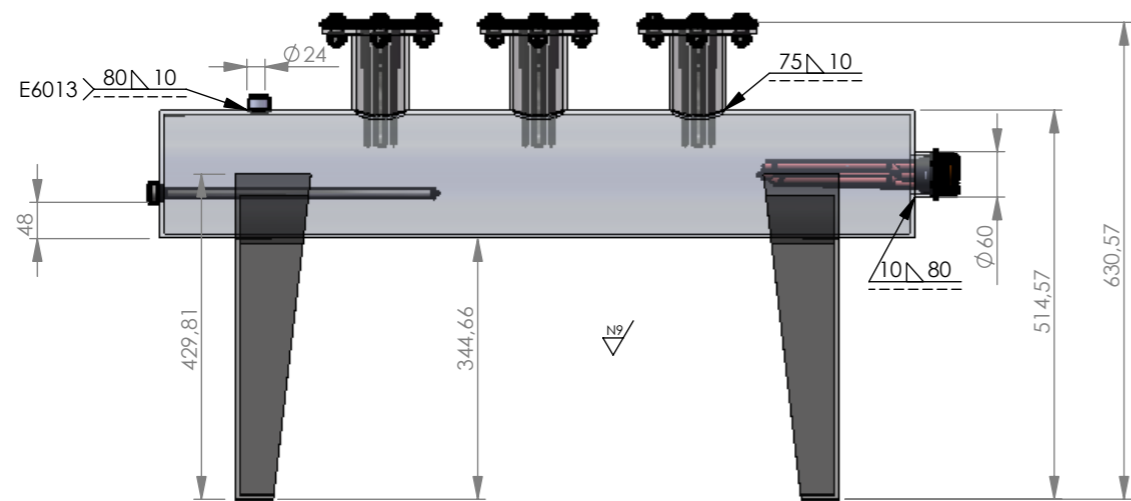
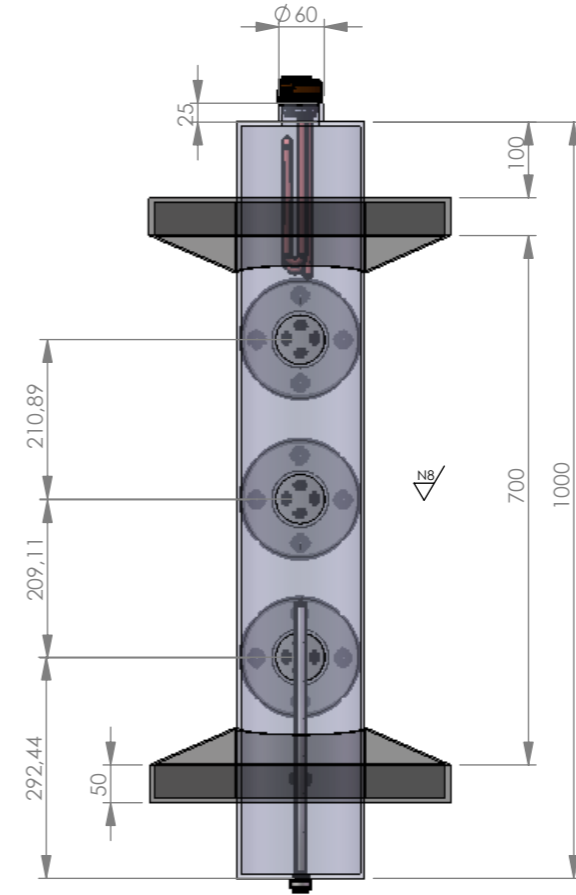
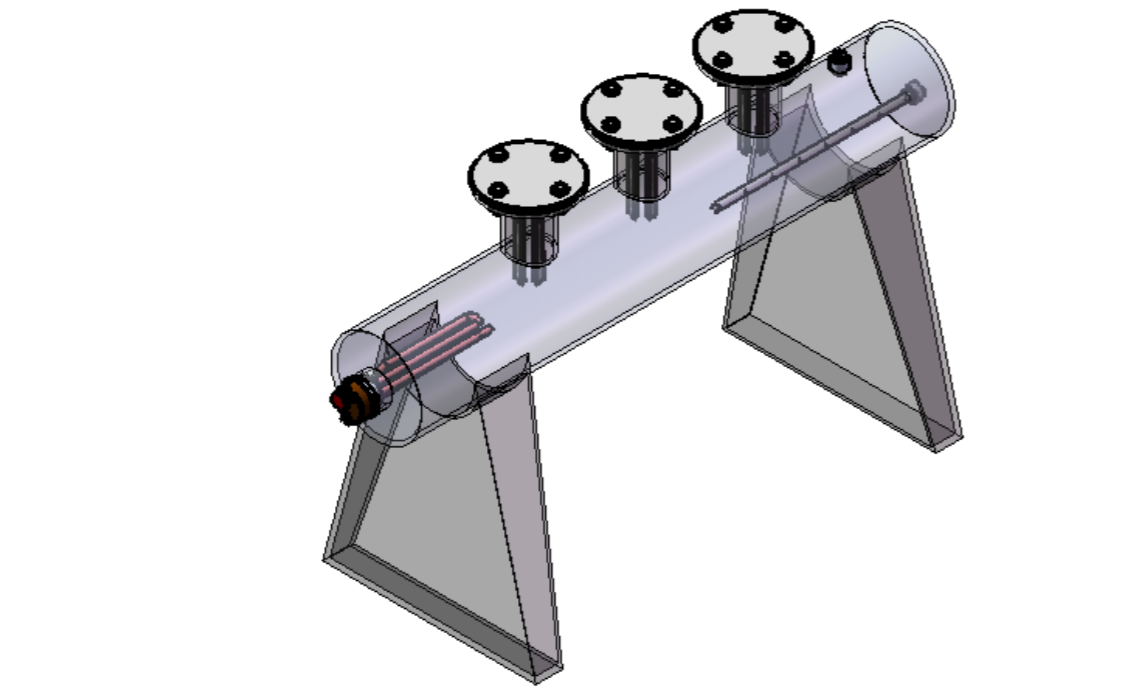
Denominación:
**BANCO DE CORROSION
POR CO₂**

Materiales:

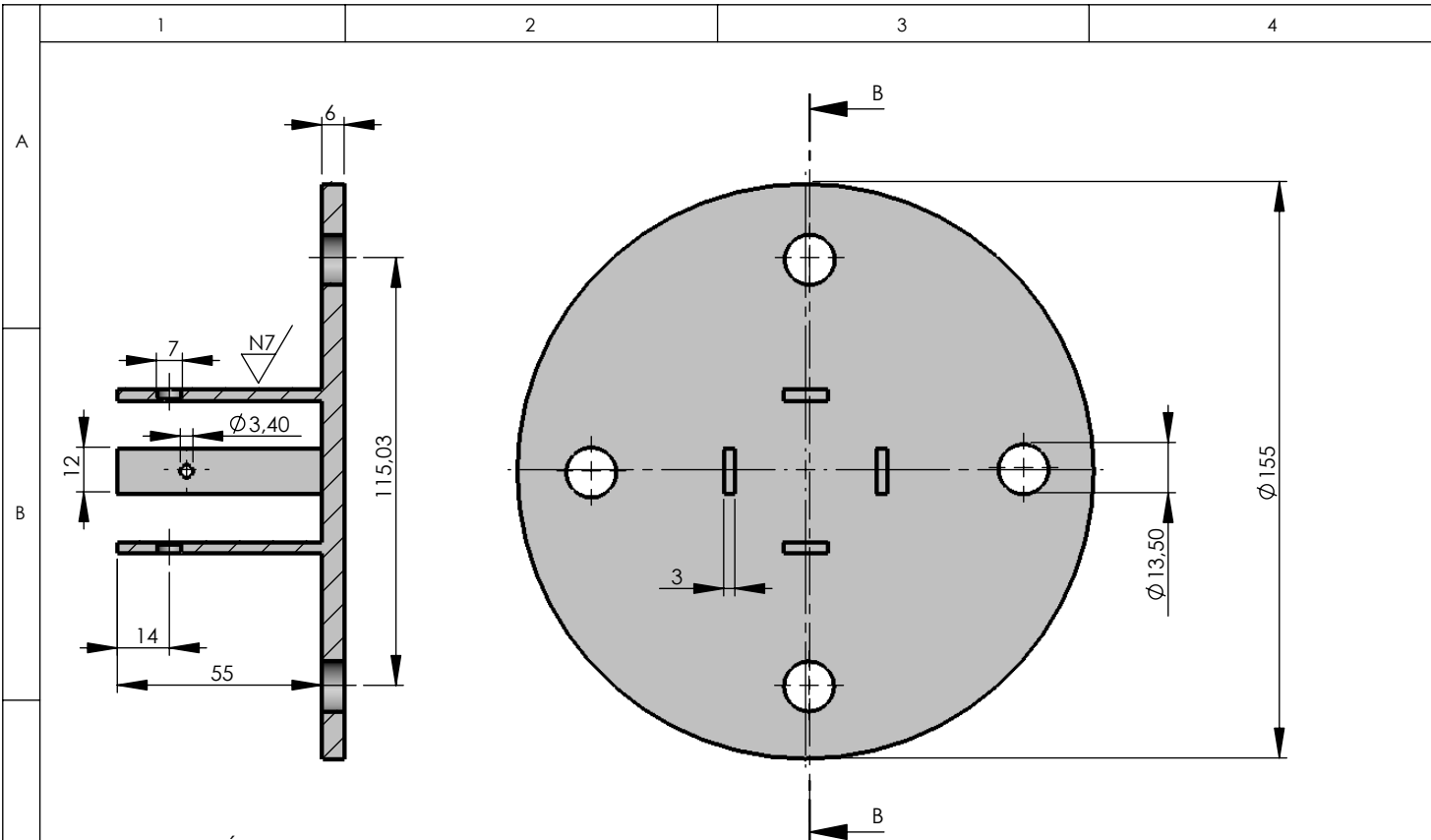
ESPOCH
INGENIERIA MECANICA

| Peso(Kg) | Tolerancia | ESCALA | Registro |
|----------|------------|--------|----------|
| 50 | + - 0.1 | 1:5 | |

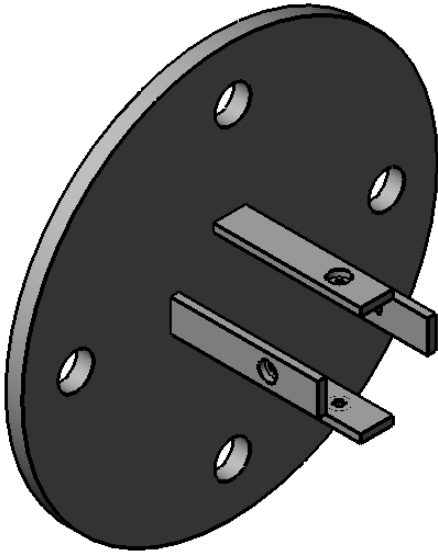
Codificación:
M-001-2009



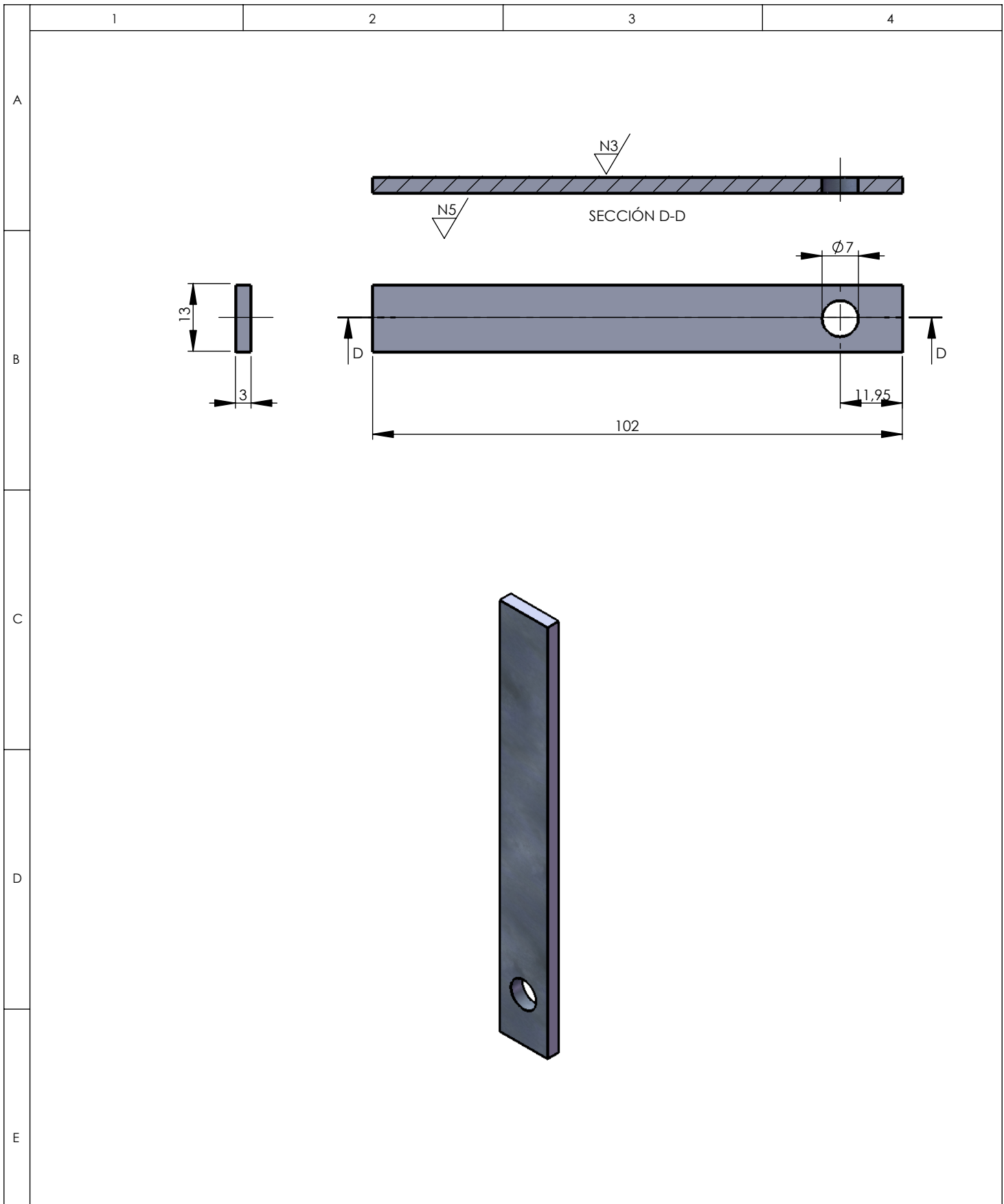
| | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------|------------------|------------|---|--|--------------------------------------|--|----|---------|----------|
| No.Lámina: 02 | | No.Hojas: 2 de 1 | | Denominación: | | ESPOCH INGENIERIA MECANICA | | | | |
| Sustitución: | | | | BANCO DE CORROSIÓN POR CO ₂ | | | | | | Peso(Kg) |
| Datos | Nombre Código | Firma | Fecha | | | Materiales: | | 50 | + - 0.1 | 1:5 |
| Proyectó: | L. Miranda | | 2009-01-21 | Codificación: M-002-2009 | | | | | | |
| Dibujó: | L. Miranda | | 2009-01-21 | | | | | | | |
| Revisó: | Ing. Ruales | | 2009-01-21 | | | | | | | |
| Aprovó: | Ing. M.Pastor | | 2009-01-21 | | | | | | | |



SECCIÓN B-B
ESCALA 1 : 2



| | | | | | | | | | |
|------------------|----------------|--------------------|------------|--|--|---|--|-----|--|
| Nº de Lamina: 03 | | Nº de Hoja: 3 de 1 | | Denominacion: | | <h1 style="text-align: center;">E.S.P.O.C.H</h1> <h2 style="text-align: center;">MECANICA-INGENIERIA</h2> | | | |
| Sustitucion: | | | | <h3 style="font-size: 1.2em;">PORTA CUPON</h3> | | | | | |
| DATOS | Nombre/codigo | Firma | Fecha | | | 10 | | 1:5 | |
| Dibujo | L. Miranda | | 2009-01-21 | MATERIAL: | | CODIFICACION: | | | |
| Proyecto | L. Miranda | | 2009-01-21 | | | | | | |
| Reviso | Ing. W. Ruales | | 2009-01-21 | | | | | | |
| Aprovo | Ing.M.Pastor | | 2009-01-21 | <h2 style="font-size: 1.2em;">ACERO AISI 1020</h2> | | <h2 style="font-size: 1.2em;">M-001-1 B2-2009</h2> | | | |



Nº de Lamina: 04 Nº de Hoja: 4 de 1

Sustitucion:

| DATOS | Nombre/codigo | Firma | Fecha |
|----------|----------------|-------|------------|
| Dibujo | L. Miranda | | 2009-01-21 |
| Proyecto | L. Miranda | | 2009-01-21 |
| Reviso | Ing. W. Ruales | | 2009-01-21 |
| Aprovo | Ing.M.Pastor | | 2009-01-21 |

Denominacion:

CUPON

MATERIAL:

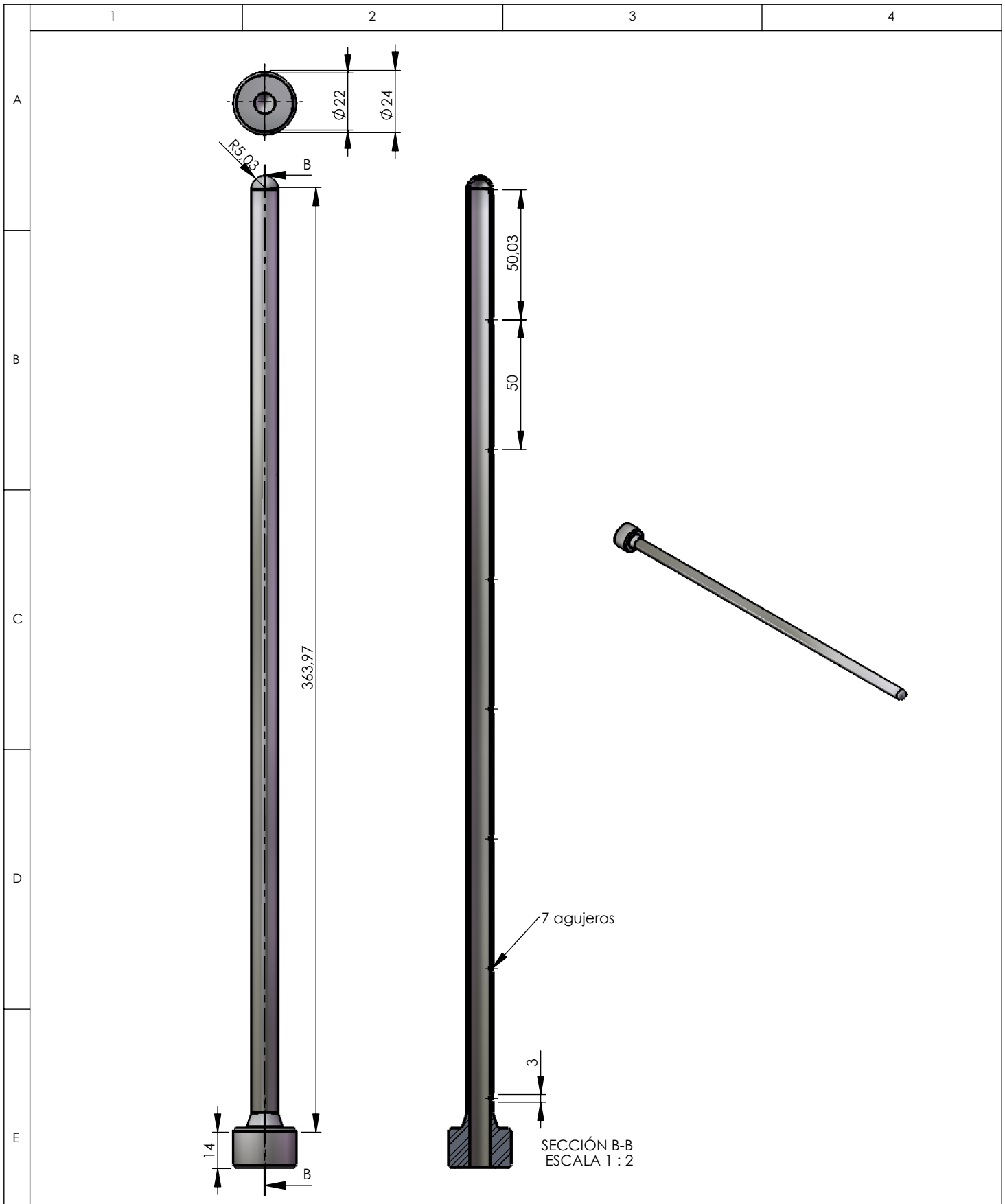
API 5L PSL1

E.S.P.O.C.H
MECANICA-INGENIERIA

| PESO(Kg) | TOLERANCIA | ESCALA | REGISTRO |
|----------|------------|--------|----------|
| 0.025 | | 1:1 | |

CODIFICACION:

M-001-2 B3-2009



Nº de Lamina: 05 Nº de Hoja: 5 de 1

Denominacion:

E.S.P.O.C.H
MECANICA-INGENIERIA

Sustitucion:

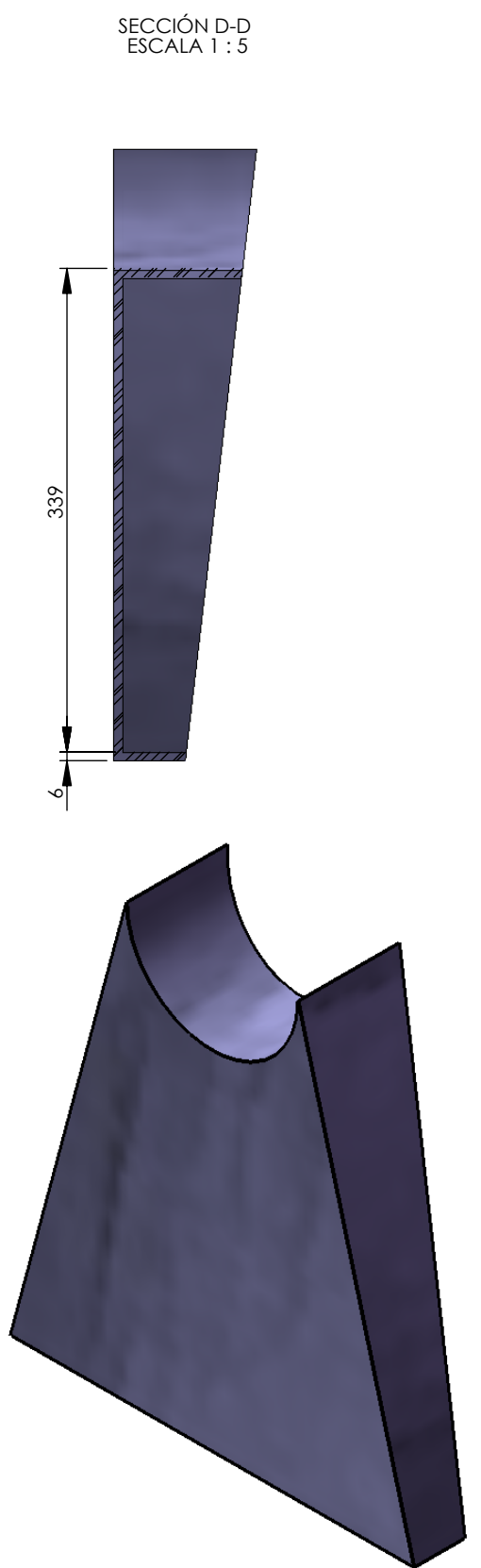
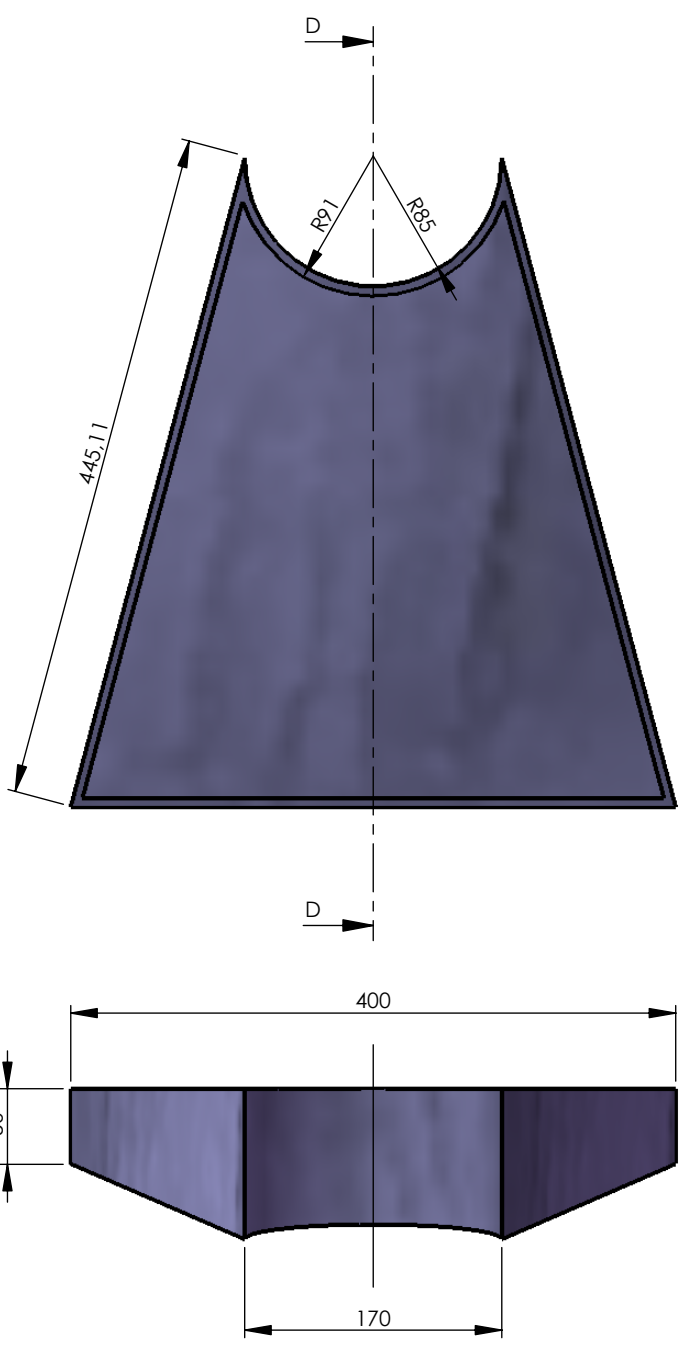
TUBO DE INYECCION DE CO2

| PESO(Kg) | TOLERANCIA | ESCALA | REGISTRO |
|----------|------------|--------|----------|
| 0.5 | | 1:5 | |

| DATOS | Nombre/codigo | Firma | Fecha |
|----------|----------------|-------|------------|
| Dibujo | L.Miranda | | 2009-01-21 |
| Proyecto | L.Miranda | | 2009-01-21 |
| Reviso | Ing. W. Ruales | | 2009-01-21 |
| Aprovo | Ing.M.Pastor | | 2009-01-21 |

MATERIAL:

CODIFICACION:
M-001-6 3B- 2009



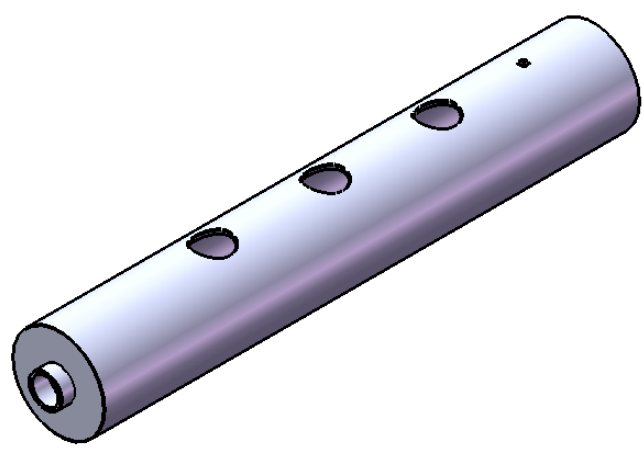
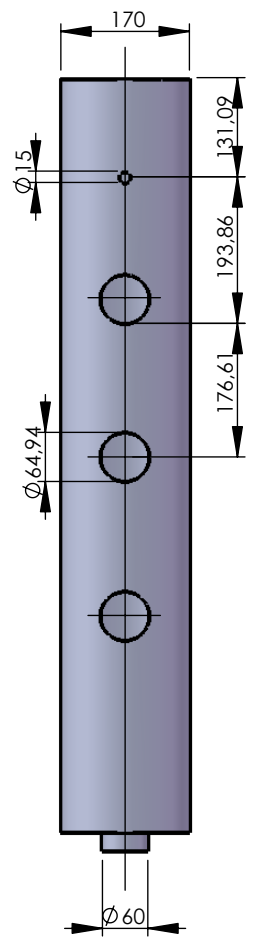
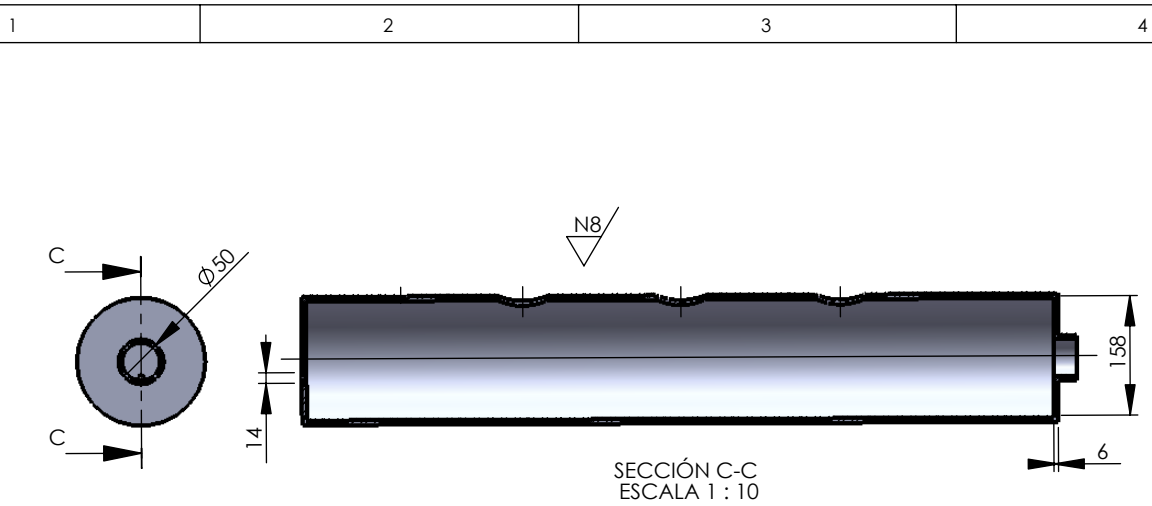
| | | | |
|---------------|----------------|-------------|------------|
| Nº de Lamina: | 06 | Nº de Hoja: | 6 de 1 |
| Sustitucion: | | | |
| DATOS | Nombre/codigo | Firma | Fecha |
| Dibujo | L.Miranda | | 2009-01-21 |
| Proyecto | L.Miranda | | 2009-01-21 |
| Reviso | Ing. W. Ruales | | 2009-01-21 |
| Aprovo | Ing.M.Pastor | | 2009-01-21 |

Denominacion:

SOPORTE

MATERIAL:

| | | | |
|----------------------------|------------|--------|----------|
| E.S.P.O.C.H | | | |
| MECANICA-INGENIERIA | | | |
| PESO(Kg) | TOLERANCIA | ESCALA | REGISTRO |
| 10 | | 1:10 | |
| CODIFICACION: | | | |
| M-001-7 3C- 2009 | | | |



Nº de Lamina: 07 Nº de Hoja: 7 de 1

Sustitucion:

| DATOS | Nombre/codigo | Firma | Fecha |
|----------|----------------|-------|------------|
| Dibujo | L. Miranda | | 2009-01-21 |
| Proyecto | L. Miranda | | 2009-01-21 |
| Reviso | Ing. W. Ruales | | 2009-01-21 |
| Aprovo | Ing.M.Pastor | | 2009-01-21 |

Denominacion:

TUBO BASE

MATERIAL:
API 5L

E.S.P.O.C.H
MECANICA-INGENIERIA

| PESO(Kg) | TOLERANCIA | ESCALA | REGISTRO |
|----------|------------|--------|----------|
| 30 | | 1:5 | |

CODIFICACION:
M-001-9 B2-2009