

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ**  
**FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA**



PONTIFICIA  
**UNIVERSIDAD**  
**CATÓLICA**  
DEL PERÚ

**“Evaluación de la capacidad para el servicio de una tubería,  
sometida a presión interna, con presencia de pérdida  
localizada de material, en el marco de la norma API-579-  
1/ASME FFS-1”**

Tesis para optar el Título de INGENIERO MECÁNICO, que presenta el bachiller:

**GIAN GIOVANNI GIL PINGO**

**ASESOR : ANÍBAL ROZAS GALLEGOS**

**Lima, junio del 2016**

## Resumen

En resumen, en el presente documento de tesis se ejecutó la aplicación de una metodología de evaluación de la capacidad para el servicio, brindada por la institución API en la su norma API 579-1/ASME FFS-1 2007, a una tubería de acero A 53 grado B que presente pérdida localizada de material; esto después de haberla dañado de forma conveniente para que presente el defecto en mención.

En el primer capítulo, se desarrolló y cumplió con el primer objetivo específico del proyecto de tesis, el cual era estudiar los fundamentos teóricos, como por ejemplo qué es la entidad reguladora API, cuál es el alcance de la norma involucrada y sobre todo cuáles son los mecanismos de daño que causan una pérdida localizada de material, todo lo cual era necesario conocer para la adecuada comprensión y desarrollo de la metodología de evaluación.

En el segundo capítulo del documento de tesis, se cumplió con otro de los objetivos, el cual era estudiar y desarrollar la metodología de evaluación, la cual brinda un procedimiento a seguir para poder inspeccionar cualquier tubería que esté dentro del alcance de la norma. Sobre esta base, en el capítulo 3, este procedimiento fue aplicado al componente adquirido para el presente trabajo de tesis, el cual fue la tubería de acero A 53 grado B. Hay que mencionar que previo a la aplicación de la evaluación de la capacidad para el servicio (o evaluación FFS) a la tubería, esta debía presentar algún tipo de pérdida localizada, por lo que también se describió el procedimiento que se siguió para dañar la tubería con el objetivo que presente el defecto mencionado anteriormente.

Finalmente, se concluye el presente documento de tesis con el capítulo 4, en el cual se desarrolló el ensayo hidrostático practicado a la tubería involucrada. Este ensayo permite validar la evaluación de la capacidad para el servicio (o evaluación FFS) que se desarrolló en el capítulo 3 y de esa forma respaldar todo el trabajo desarrollado en esta tesis cumpliendo así el objetivo principal de la tesis, el cual era aplicar una metodología de evaluación FFS a la tubería dañada.



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ  
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA

TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

TÍTULO : Evaluación de la capacidad para el servicio de una tubería, sometida a presión interna, con presencia de pérdida localizada de material, en el marco de la norma API-579-1/ASME FFS-1

ÁREA : Materiales # 116

PROPUESTO POR : Aníbal Rozas Gallegos

ASESOR : Aníbal Rozas Gallegos

TESISTA : Gian Giovanni Gil Pingo

CÓDIGO : 20094134

FECHA : 26/10/2015



**DESCRIPCIÓN Y OBJETIVOS:**

El presente proyecto de tesis propone aplicar una metodología de evaluación de las condiciones para continuar en servicio, a una tubería presurizada dañada intencionalmente para que presente pérdida localizada de material.

Para esto, en primer lugar se deberá estudiar los mecanismos de falla que originan tal deterioro (pérdida localizada de material) y estudiar la norma API 579, FFS-1, la cual brinda una metodología de análisis, criterios de aceptación y procedimientos para estimar la vida útil de componentes que presentan este tipo de daño. Posteriormente, se procederá a dañar la tubería adquirida para simular los defectos que pueden generarse en la industria durante el servicio.

El objetivo de la presente tesis será evaluar el daño producido y determinar una nueva presión máxima permisible con la finalidad de garantizar la integridad estructural de la tubería en presencia del daño estudiado.

Finalmente, se procederá a realizar una prueba hidrostática que permita validar el diagnóstico resultante de la evaluación realizada y que además nos permita analizar y evaluar resultados y realizar algunas recomendaciones y conclusiones.

AS

AS



TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

Introducción

1. Fundamentos Teóricos.
2. Desarrollo del método.
3. Dañado de la tubería y Procedimiento de evaluación.
4. Validación experimental: Prueba hidrostática

Conclusiones

Bibliografía

Anexos

*Máximo: 100 páginas*

---

Ing. Aníbal Rozas Gallegos  
Asesor

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>JUSTIFICACIÓN E IMPACTO DE LA TESIS</b> .....	<b>2</b>
<b>1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b> .....	<b>3</b>
1.1 American Petroleum Institute .....	3
1.2 API 579-1_ASME FFS-1 .....	4
1.2.1 Listado de conceptos básicos .....	4
1.2.2 Alcance y Descripción General de la API 579-1_ASME FFS-1 .....	7
1.2.3 Clasificación de Defectos .....	7
1.3 Definición Teórica del Problema.....	10
1.4 Mecanismos de Daños:.....	10
1.4.1 Corrosión .....	11
1.4.2 Erosión.....	12
1.4.3 Abrasión - Esmerilado.....	13
<b>2. DESARROLLO DEL MÉTODO</b> .....	<b>15</b>
2.1 Etapas de una evaluación FFS .....	15
2.2 Alcance y Limitaciones del procedimiento.....	17
2.3 Tipo de Componentes.....	20
2.4 Información requerida .....	21
2.4.1 Datos de fabricación .....	21
2.4.2 Historial de operación y mantenimiento.....	21
2.4.3 Datos a medir.....	22
2.4.4 Dimensionamiento del área a evaluar .....	24
2.5 Técnicas de Evaluación .....	29
2.5.1 Evaluación FFS Nivel 1:.....	30

2.5.2	Evaluación FFS Nivel 2: .....	35
2.5.3	Vida útil restante: .....	38
2.6	Técnicas de Remediación .....	38
2.6.1	Método 1 .....	38
2.6.2	Método 2 .....	39
2.6.3	Método 3 .....	39
<b>3.</b>	<b>DAÑADO DE LA TUBERÍA Y PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN.....</b>	<b>40</b>
3.1	Información técnica del componente .....	40
3.2	Evaluación mediante END .....	42
3.3	Dañado del Componente .....	43
3.3.1	Descripción del contexto de operación.....	43
3.3.2	Definición del Defecto .....	44
3.3.3	Dañado real de la tubería.....	50
3.4	Evaluación FFS del Componente.....	54
3.4.1	Inspección del Componente.....	55
3.4.2	Evaluación FFS del LTA.....	57
3.4.3	Cálculo de la Vida útil remanente del componente debido al LTA.....	73
3.4.4	Evaluación FFS del Canal.....	74
3.4.5	Diagnóstico General del Componente.....	82
<b>4.</b>	<b>DAÑADO DE LA TUBERÍA Y PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN.....</b>	<b>83</b>
4.1	Instrumentación.....	84
4.2	Prueba hidrostática .....	84
4.2.1	Procedimiento .....	84
4.2.2	Cargas parciales .....	85

4.3	Gráficas de Prueba Hidrostática.....	87
4.4	Resultados y Observaciones.....	88
	<b>Conclusiones.....</b>	<b>90</b>
	<b>Observaciones .....</b>	<b>91</b>
	<b>Recomendaciones.....</b>	<b>92</b>
	<b>Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO 1 .....</b>	<b>94</b>
	<b>ANEXO 2 .....</b>	<b>95</b>
	<b>ANEXO 3 .....</b>	<b>96</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Fuerzas de contacto sobre la partícula _____	12
Figura 1.2 - Desgaste abrasivo _____	14
Figura 2.1 - Dimensiones "s" y "c" _____	23
Figura 2.2 - Radio de un Canal _____	23
Figura 2.3 - Dimensiones de un canal _____	24
Figura 2.4 - Planos de inspección para componentes cilíndricos, cónicos y tuberías	25
Figura 2.5 - Trazo de perfiles críticos _____	26
Figura 2.6 - Corte longitudinal de zona con daño _____	26
Figura 2.7 - Corte circunferencial de zona con daño _____	27
Figura 2.8 - Dimensionamiento de zona afectada _____	27
Figura 2.9 - Recuadro con dimensiones 2sx2c _____	28
Figura 2.10 - Inclusión de otro daño en zona a evaluar _____	28
Figura 2.11 - Perfiles críticos independientes _____	28
Figura 2.12 - Perfil crítico general de "s" _____	29
Figura 2.13 - Red de Inspección _____	30
Figura 2.14 - Gráfica de Aceptabilidad _____	33
Figura 2.15 - División del defecto en sub regiones _____	36
Figura 3.1 - Componente Adquirido _____	41
Figura 3.2 - Líquidos Penetrantes _____	42
Figura 3.3 - Partículas Magnéticas _____	43
Figura 3.4 - Localización del LTA _____	45
Figura 3.5 - Daño teórico 1 – LTA _____	48
Figura 3.6 - Localización del Canal _____	49
Figura 3.7 - Daño teórico 2 – Canal _____	50
Figura 3.8 - Localización física del LTA _____	51
Figura 3.9 - Medición de espesores antes del dañado _____	51
Figura 3.10 - Ejecución del Daño 1 LTA _____	52
Figura 3.11 - Daño real 1 – LTA _____	52
Figura 3.12 - Localización física del Canal _____	53
Figura 3.13 - Daño real 2 – CANAL _____	54
Figura 3.15 - Gráfica de Aceptabilidad - LTA _____	62



Figura 3.16 - División del defecto en sub regiones _____	67
Figura 3.17 – Aceptabilidad de la dimensión circunferencial _____	73
Figura 3.18 - CTP del Canal _____	74
Figura 3.19 - Gráfica de Aceptabilidad _____	78
Figura 3.20 - Aceptabilidad de la dimensión circunferencial del Canal _____	82
Figura 4.1 - Tubería a ensayar hidrostáticamente _____	85
Figura 4.2 - Deformación plástica del componente _____	89



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 - Clasificación de Defectos según API 579-1 <sup>1</sup> _____	8
Tabla 1.2 - Velocidad de corrosión según el tipo de ambiente _____	11
Tabla 2.1 - Temperatura máximas de operación dependiendo del material _____	19
Tabla 2.2 - RSFa según el Código de Fabricación _____	34
Tabla 3.1- Composición química de los aceros utilizados _____	41
Tabla 3.2 - Mapeo de Espesores del LTA _____	56
Tabla 3.3 - Formato para cálculo del COV _____	58
Tabla 3.4 - CTP Longitudinal del LTA _____	59
Tabla 3.5 - CTP Circunferencial del LTA _____	59
Tabla 3.6 - RSFa según el Código de Fabricación _____	63
Tabla 3.7 - CTP Longitudinal del LTA _____	66
Tabla 4.1 - Presiones hidrostáticas _____	86

## ÍNDICE DE SÍMBOLOS

$A^i$	Área de pérdida localizada de material con un ancho de $S^i$ incluyendo el efecto de FCA (Figura 5.9).
$A_o^i$	Área original del metal con un ancho de $S^i$ .
$\beta$	Orientación de la falla (ranura) con respecto al eje longitudinal.
$C_{rate}$	Velocidad futura de corrosión prevista.
$C_{rate}^c$	Tasa estimada de cambio en la longitud circunferencial en la región con pérdida localizada de metal.
$C_{rate}^s$	Tasa estimada de cambio en la longitud meridional en la región con pérdida localizada de metal.
$c$	Dimensión circunferencial o la longitud de la región con pérdida localizada de metal (véase la Figura 5.2 y Figura 5.11) en el momento de la inspección.
$D$	Diámetro interior del cilindro, cono (en la ubicación de la falla), esfera, o cabezales; D se corregirá en función del LOSS y FCA, según corresponda.
$D_o$	Diámetro exterior del cilindro, corregido por el LOSS y FCA según corresponda.
$d$	Profundidad máxima de la región con pérdida localizada de metal.
$E$	Eficiencia de Soldadura resultante.
$E_C$	Eficiencia de la junta de soldadura circunferencial.
$E_L$	Eficiencia de la junta de soldadura longitudinal.
$E_y$	Módulo de elasticidad.
FCA	Futura corrosión admisible aplicada a la región con pérdida localizada de metal.
$g_l$	Longitud de un defecto de canal.
$g_w$	Ancho de un defecto de canal.
$g_r$	Radio de la base de un defecto de canal.

$H_f$	Factor de tensión admisible en función del caso de carga que se está evaluando.
$LOSS$	Cantidad uniforme de pérdida de metal lejos de la ubicación de la región con pérdida localizada de metal en el momento de la evaluación.
$L_{msd}$	Distancia a la discontinuidad crítica más cercana.
$\lambda$	Longitud de un defecto longitudinal.
$\lambda^i$	Incrementos en la longitud de un defecto longitudinal.
$\lambda_c$	Longitud de un defecto circunferencial.
$MA$	Tolerancia de mecanizado
$M_t$	Factor de Folias para un defecto de pared en base a la dimensión longitudinal de la LTA.
$M_t^i$	Factor de Folias para un defecto de pared en base a la dimensión longitudinal de la LTA.
$M_t^c$	Factor de Folias para un defecto de pared en base a la dimensión circunferencial de la LTA.
$MAWP$	Presión máxima de trabajo admisible
$MAWP_r$	Nueva Presión máxima de trabajo admisible (reducida)
$MFH$	Altura máxima de llenado del depósito
$R$	Radio exterior de la zona $A_f$ corregido por el LOSS y FCA, según corresponda.
$R_t$	Tasa de espesor restante.
$RSF$	Factor de fuerza remanente calculado basado en la medida meridional de la LTA.
$RSF^i$	$RSF$ para la subsección actual que se está evaluando.
$RSF_a$	Factor de fuerza remanente admisible.
$s$	Dimensión longitudinal o longitud de la región con pérdida localizada de metal en el momento de la inspección.

$S$	Resistencia del material a la fluencia
$s^i$	Dimensión longitudinal o incrementos longitudinales de la pérdida de metal.
$t_c$	Espesor de pared corroído lejos de la región con pérdida localizada de metal.
$t_i$	Espesor de pared del cilindro $i$ que se utiliza para determinar la presión externa máxima admisible de un recipiente cilíndrico con una LTA.
$t_{\min}$	Espesor mínimo requerido para que el componente soporte el MAWP o MFH calculado.
$t_{\text{mm}}$	Menor espesor remanente determinado en el momento de la evaluación.
$t_{\text{nom}}$	Espesor nominal del componente.
$t_{\text{rd}}$	Espesor uniforme lejos de la ubicación de la pérdida localizada de metal determinado a través de mediciones de espesor en el momento de la evaluación.
$t_{\text{sl}}$	Espesor requerido para soportar cargas suplementarias
$t_{\text{ime}}$	Duración de la siguiente operación.
TSF	Factor de resistencia a la tracción.
$Y_{B31}$	Coefficiente brindado por el código de tuberías ASME B31.

## INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, el petróleo ha sido uno de los principales recursos que impulsan la economía a nivel mundial. De allí que todo lo concerniente al sector de la industria petrolera es de gran interés en lo que es la ingeniería. Este tipo de industria tiene un gran alcance de operación en el territorio nacional y constituye un aporte más que interesante a la economía peruana, por lo que el tema desarrollado en la presente tesis tiene un aval que lo respalda.

Cuando se habla de la industria petrolera, se está hablando de sistemas y componentes típicos a esta área de la ingeniería, los cuales generalmente están sometidos a presión durante el ciclo de trabajo. Dentro de estos podemos mencionar sistemas de tuberías, tanques de almacenamiento, recipientes a presión, etc. Estos sistemas y elementos, a medida que transcurre el tiempo de operación, se ven expuestos a un deterioro natural y a niveles de degradación debido a los cargas de trabajo, dando lugar a defectos como corrosión y/o erosión, presencia de fractura frágil, defectos de agrietamiento, daño por fuego, daño por termofluencia y daños mecánicos<sup>1</sup>.

La tesis que se ha desarrollado tuvo como objetivo evaluar la capacidad para el servicio de una tubería presurizada que presente pérdida localizada de metal, la cual fue provocada a conveniencia para poder simular los posibles defectos que se puedan presentar en la industria durante la operación. Dicha pérdida localizada de material fue generada a través de los mecanismos de daño de corrosión y abrasión. Finalmente, se realizó un ensayo experimental, el cual consistió en una prueba hidrostática, la cual nos permitió validar la evaluación (diagnóstico) que se le realizó a nuestra tubería. Hay que precisar que esta evaluación se realizó en el marco de la norma API-579-1/ASME FFS-1 2007.

---

<sup>1</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 – Capítulo 2

## JUSTIFICACIÓN E IMPACTO DE LA TESIS

El presente trabajo de tesis desarrolló uno de los defectos típicos que se encuentran en la industria (pérdida localizada de material) y la importancia que puede llegar a tener el uso de las evaluaciones FFS, las cuales nos permiten determinar, evaluar y tomar una decisión más ingenieril frente a la presencia de este tipo de deterioro, evitando así que el desconocimiento de la condición actual del componente lleve a la decisión de reemplazar el elemento afectado, lo cual se hace en la actualidad generando pérdidas económicas considerables en la industria.

Por este motivo, el estudio de esta norma, su contexto y la difusión de esta, en pro de aplicarla a la industria con una frecuencia cada vez mayor, deja entrever resultados positivos de cara a evitar y/o controlar los diferentes tipos de defectos que existen y de esta forma aumentar la productividad y eficiencia de las industrias. Esta metodología, abarcará un campo de aplicación en el que involucre no solamente la industria petrolera, si no que le abrirá la puerta también a otras industrias, las cuales han tenido un crecimiento sostenido e interesante en las últimas décadas como por ejemplo la industria cervecera o toda aquella empresa que cuente con sistemas de tuberías, tanques de almacenamiento, etc.

## CAPÍTULO 1

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En este primer capítulo de la tesis se ha desarrollado los fundamentos teóricos que fueron necesarios estudiar y aplicar para poder desarrollar el presente trabajo de tesis.

En primer lugar, se ayudará al lector a situarse en un contexto general que explique cuál fue el tema desarrollado en el presente trabajo de tesis.

#### 1.1 American Petroleum Institute

El primer punto que debe conocer el lector es qué es la institución American Petroleum Institute o API, de sus siglas en inglés. API es una asociación comercial americana que está encargada de regir todos los procesos de la industria del petróleo y del gas natural en su país, yendo desde la mayor compañía petrolera hasta los pequeños empresarios independientes.

Hay que resaltar que API, a pesar de haberse enfocado en el mercado nacional, ha ido extendiendo en los últimos años su territorio de operación, siendo así que hoy en día es reconocido alrededor del mundo por amplia gama de programas y servicios donde incluyen también sistemas de certificación para la normas ISO 9001, ISO 14001 y OHS18001. Hay que destacar que Perú es uno de los mercados que ha logrado



alcanzar la API y en el cual ha tenido un crecimiento muy importante en las últimas décadas.

En la actualidad, API cuenta con más de 500 normas y prácticas recomendadas, las cuales muchas de ellas han sido incorporadas en las regulaciones estatales y federales y que hoy en día están siendo adoptadas por la Organización Internacional de Normalización<sup>2</sup>.

El presente documento, es necesario tratar los aspectos generales de esta entidad para poder situar al lector en un contexto cada vez más específico que le permita ir comprendiendo el trabajo desarrollado.

En este caso, API, dentro del listado de normas con las que dispone, cuenta con la norma API 579-1\_ASME FFS-1, la cuál es el marco teórico para el desarrollo del presente trabajo de tesis.

## 1.2 API 579-1\_ASME FFS-1

En este apartado, conoceremos de forma general el alcance y contexto de esta norma, la cual se ha utilizado como marco teórico para desarrollar el presente trabajo de tesis. Sin embargo, antes de entrar de lleno al desarrollo de la norma, se listará un conjunto de términos, los cuales se usarán con suma frecuencia en este documento de tesis y que son necesarios conocer para su rápida comprensión.

### 1.2.1 Listado de conceptos básicos

- **Área con espesor reducido (LTA):** de sus siglas en inglés, locally thin area, la cual es una superficie, ya sea externa o interna, la cual presenta un desgaste localizado en su espesor.
- **Canal:** tipo de defecto en el que la longitud de pérdida de metal es mucho mayor que su ancho.

---

<sup>2</sup> <http://www.americanpetroleuminstitute.com/globalitems/globalheaderpages/about-api/api-overview>

- **Ciclo de operación:** un ciclo de operación se define como la iniciación y el establecimiento de nuevas condiciones de operación seguido de un retorno a las condiciones establecidas al principio del ciclo. Existen tres tipos de ciclos de operación: el ciclo de arranque-parada, definido como cualquier ciclo que tiene temperatura y/o presión atmosférica como uno de sus extremos y las condiciones de funcionamiento normales como su otro extremo; el ciclo donde hay una iniciación de, y una recuperación de, cualquier emergencia o condición imprevista que debe ser considerado en el diseño; y el ciclo de operación normal, donde hay un ciclo entre arranque y apagado requeridos.
- **Coeficiente de Variación (COV):** indicador estadístico, resultante de la relación entre la desviación estándar de distribución y la media de distribución, correspondiente a las lecturas de espesor en una evaluación.
- **Defecto:** una discontinuidad o irregularidad que se detecta mediante inspección, la cual puede originar modificaciones en la capacidad para funcionamiento u operación del elemento involucrado.
- **Ensayos no destructivos (END):** métodos de inspección de componentes en los que no se compromete la integridad de los mismos (ultrasonido, radiografía, etc).
- **Fitness-for-service assesment:** o evaluaciones FFS, o procedimientos de evaluación, las cuales son evaluaciones donde se inspecciona un componente que presenta un determinado defecto con el objetivo de determinar si el componente puede seguir operando o se necesita una reparación, re cálculo de condiciones de trabajo o un reemplazo.
- **Futura corrosión admisible (FCA):** futura corrosión admisible para un determinado periodo de operación del componente.
- **Máxima altura de llenado:** MFH, de sus siglas en inglés *Maximum Fill Height*. Es la máxima altura admisible de llenado de un tanque atmosférico de

almacenamiento para un líquido con una gravedad específica dada, a la temperatura de diseño. Este parámetro está en función del RSF.

- **Máxima presión admisible de trabajo:** MAWP, de sus siglas en inglés Maximum Allowance Work Pressure, la se define como la máxima presión que puede soportar un componente durante su operación.
- **Mecanismo de daño:** se define como el agente causal que origina el defecto existente en el componente involucrado.
- **Presión de Diseño:** máxima presión a la que el componente puede operar.
- **Reparación:** restauración de la integridad estructural de un componente y con ello de su capacidad de operar de forma segura y confiable.
- **Rerating:** se define como el re cálculo de las condiciones de trabajo (menor presión y temperatura) debido a que el componente ya no puede continuar operando a las condiciones actuales.
- **Factor de fuerza restante:** RSF, de sus siglas en inglés Remaining Strength Factor, el cual se define como la relación entre la presión de colapso de un componente dañado y la presión de colapso de un componente sin daños.
- **Temperatura de Diseño:** máxima temperatura a la que el componente puede operar.
- **Zona afectada por el calor (ZAC):** zona del metal de base adyacente a una soldadura que no se ha fundido, pero cuya microestructura y propiedades mecánicas han sido modificadas (por lo general de forma indeseable) debido al calor aportado durante el proceso de soldadura.

De este modo, conociendo ya la mayoría de los conceptos que se usarán en este documento de tesis, el lector podrá entender el alcance y descripción general que se hace en este apartado acerca de la norma API 579-1\_ASME FFS-1.

### 1.2.2 Alcance y Descripción General de la API 579-1\_ASME FFS-1

La norma API 579-1\_ASME FFS-1 contiene los procedimientos a seguir para poder evaluar la capacidad para el servicio de componentes presurizados que presenten algún tipo de daño. Si los resultados de estas evaluaciones de la capacidad para el servicio indican que el equipo está apto para continuar operando en las condiciones establecidas, entonces el equipo puede seguir operando sin ningún riesgo.

Sin embargo, si los resultados de la evaluación de la capacidad para el servicio indican que el equipo no es adecuado para las condiciones de funcionamiento actuales, entonces el equipo necesita ser re evaluado utilizando los métodos de cálculo que se brindan en la presente norma. Estos métodos de cálculo se pueden utilizar para encontrar una nueva presión máxima admisible de trabajo (MAWPr) y/o la temperatura para los componentes presurizados (por ejemplo, recipientes a presión, tubos y tuberías). Los métodos de cálculo también se pueden usar para determinar una altura máxima de llenado reducida (MFH) para los tanques atmosféricos.

Otro punto a resaltar, es que la norma API 579-1\_ASME FFS-1, además de brindar procedimientos de evaluación y criterios de aceptación para poder determinar si un componente puede seguir operando, establece procedimientos para poder determinar la vida restante del componente y cuál será su degradación (por ejemplo, tasa de corrosión). Todo esto con el fin de establecer programas de inspección, o monitoreo, con el objetivo de poder supervisar que el diagnóstico obtenido en la evaluación FFS se está cumpliendo y así poder evitar resultados no esperados.

### 1.2.3 Clasificación de Defectos

En los componentes a presión es frecuente encontrar determinados tipos de defectos. A continuación se listará los defectos típicos que se pueden encontrar en la industria y que además han sido objeto de estudio por API y que han sido desarrollados en la presente norma API 579-1\_ASME FFS-1.

Tabla 1.1 - Clasificación de Defectos según API 579-1<sup>1</sup>

Clasificación de Defectos según API 579-1		
Capítulo	Tipo de Defecto	Descripción General
3	Fractura Frágil	Se brindan procedimientos de evaluación de resistencia a la fractura frágil en recipientes a presión, sistemas de tuberías, y tanques de almacenamiento en servicio fabricados de aceros al carbono y de baja aleación. Se proveen criterios de evaluación para las condiciones de operación normal, arranque y parada.
4	Pérdida Generalizada de Metal	Se brindan procedimientos de evaluación para para componentes con corrosión general. Los datos de espesor que se utilizan para la evaluación pueden ser lecturas de espesores puntuales o perfiles de espesores detallados.
5	Pérdida localizada de Metal	Se brindan procedimientos de evaluación de componentes a presión que presenten los siguientes defectos: áreas con adelgazamiento local de espesor (LTA) o canales. Se requiere un adecuado registro de espesores. Los procedimientos de evaluación pueden ser también utilizados en conjunto con los capítulos 6 y 7.
6	Picaduras por Corrosión	Se brindan procedimientos de evaluación para componentes que presenten picaduras dispersas, picaduras localizadas, picaduras que se producen dentro de una región de pérdida local de metal y picaduras dispersas situadas dentro de una región de pérdida local de metal. Estos procedimientos de evaluación también se pueden utilizar para evaluar una red de ampollas poco espaciadas.
7	Ampollas, Agrietamiento Inducido por Hidrógeno (HIC) Y Esfuerzo Orientado por el Agrietamiento Inducido por el Hidrógeno (SOHIC).	Se brindan procedimientos de evaluación para componentes que presenten redes de ampollas, ampollas separadas y daños producidos por HIC/SOHIC. También se brinda prácticas para evaluar para ampollas localizadas en juntas soldadas y discontinuidades estructurales tales como, cambio de sección, anillos de rigidez y boquillas.

Clasificación de Defectos según API 579-1 (CONTINUACIÓN)		
Capítulo	Tipo de Defecto	Descripción General
8	Desalineamiento de Soldadura y Deformaciones en recipientes	Se brindan procedimientos de evaluación de esfuerzos resultantes de discontinuidades geométricas en estructuras tipo cascarones incluyendo desalineamientos de soldadura y distorsiones de cascarones (ovalizaciones, protuberancias).
9	Fisuras	Se brindan procedimientos de evaluación de fisuras. También se incluyen recomendaciones para evaluar el crecimiento de fisuras, incluyendo los efectos ambientales.
10	Operación a altas temperaturas y en Rango de fluencia	Se brindan procedimientos de evaluación para determinar la vida restante de un componente que se encuentra operando en el rango de fluencia. Los procedimientos de vida restante son aplicables a componentes con o sin defectos de fisura.
11	Daño por Fuego	Se brindan procedimientos de evaluación de equipos que han sufrido daños de fuego y también una metodología para clasificar y evaluar componentes basándose en el calor al que ha sido sometido el componente en el dañado por fuego.
12	Golpes y/o Hendiduras	Se proveen procedimientos de evaluación para evaluar golpes y hendiduras.
13	Laminación	Se brindan procedimientos de evaluación para laminaciones. Este defecto es fácilmente detectable por inspección de Ultra Sonido (UT). Los procedimientos de evaluación incluyen disposiciones para laminaciones ubicados en las juntas de soldadura y discontinuidades estructurales, como los cambios de sección, anillos de rigidez, y boquillas.

### 1.3 Definición Teórica del Problema

Conociendo ya el contexto general y marco teórico como los conceptos básicos, el alcance de la norma API 579-1\_ASME FFS-1 y los tipos de defectos que abarca, se puede definir el problema o situación a desarrollar en el presente trabajo de tesis.

La problemática de este trabajo de tesis es la **Pérdida Localizada de Metal**. La pérdida localizada de metal o desgaste localizado de metal es muy común en la industria. Este tipo de defecto consiste en la pérdida de material o de masa en la superficie, interna o externa, específicamente en ciertos puntos, los cuales tienen una tasa de pérdida de material diferente del resto de puntos de la superficie, generando así el desgaste localizado y con ello concentradores de esfuerzos que debilitan el componente.

Este tipo de defecto es generado por determinados mecanismos de daños, los cuales son tratados a continuación.

### 1.4 Mecanismos de Daños:

En el presente trabajo de tesis, se ha desarrollado una evaluación de un defecto en particular: pérdida localizada de metal. Este tipo de defecto tiene una influencia tal que puede ocasionar cambios en la capacidad del componente para la operación en la industria.

Por tal motivo, es necesario saber cuáles son los mecanismos de daño que producen una pérdida localizada de material en el componente, los cuales son los agentes causales que producen dicho defecto. Entre los mecanismos de daño más comunes asociados a la pérdida de material encontramos los siguientes:

- Corrosión
- Erosión
- Abrasión

### 1.4.1 Corrosión

La corrosión se define como el desgaste de un metal o varios metales debido a un ataque químico o electroquímico que es el resultado de una reacción al ambiente en el que se encuentra. En este proceso el metal se va disolviendo como iones y los productos sólidos pueden o no formarse mediante una reacción subsecuente.

Hay que destacar que la corrosión no siempre es un defecto indeseado. Por ejemplo, en algunas ocasiones, la corrosión es aprovechada como proceso de acabado superficial de metales. Sin embargo, las dificultades ocurren cuando por diversos factores la corrosión es desigual a lo largo de la superficie o excede los límites esperados.

Lo que complica a la corrosión, es el papel determinante que juegan factores tales como la geometría del componente, su composición, la rapidez de flujo (ver Tabla 1.1), variables climáticas como la temperatura (la corrosión a elevadas temperaturas es más agresiva que la corrosión a temperatura ambiente o bajas temperaturas), humedad intermitente, etc<sup>3</sup>.

Tabla 1.2 - Velocidad de corrosión según el tipo de ambiente<sup>4</sup>

Tipos de Ambiente	Velocidad de Corrosión (mm/año)
Ambiente marino	0.51 mm/año
Ambientes industriales	0.13 – 0.25 mm/año
Ambientes con precipitaciones moderadas	0.03 – 0.08 mm/año
Ambientes secos	< 0.03 mm/año

<sup>3</sup> West, J.M., Corrosión y Oxidación, Fundamentos. Ed. Limusa 1986

<sup>4</sup> API (American Petroleum Institute) Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry



Además, hay que mencionar que la corrosión puede tomar diversas formas. Para el defecto que se ha estudiado en el presente trabajo de tesis, los tipos de corrosión más comunes que causan el desgaste localizado son los siguientes:

- a) Corrosión por picaduras
- b) Corrosión Galvánica
- c) Corrosión intergranular
- d) Corrosión por resquicios

#### 1.4.2 Erosión

La erosión se define como el fenómeno de pérdida de material en un componente debido al impacto de partículas sólidas sobre una superficie.

En el desgaste erosivo, diversas fuerzas actúan sobre la partícula que está en contacto sobre la superficie (ver figura 1.1), tales como las fuerzas de contacto con el resto de partículas, fuerza de arrastre debido al fluido, gravedad y la fuerza de contacto con la superficie, la cual es la fuerza dominante, ya que es esta fuerza la que desacelera la velocidad inicial de impacto de la partícula.

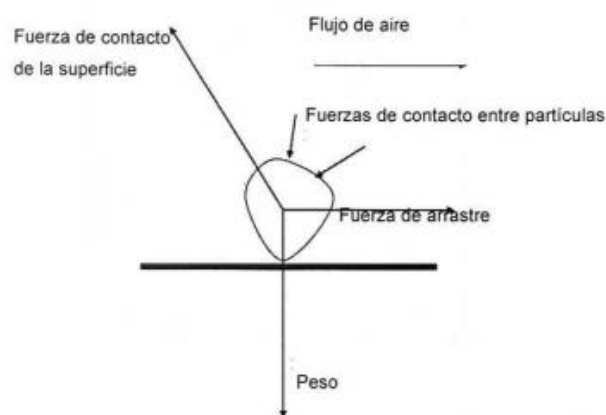


Figura 1.1 - Fuerzas de contacto sobre la partícula<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Universidad Autónoma de Nuevo León – Mecanismos de daños en la Industria petrolera – Cap 4. Erosión

Las partículas que impactan la superficie erosionada pueden ser conducidas en dos tipos de medio:

- Medio Seco: puede ser aire u otro gas
- Medio acuoso

Este tipo de fenómeno se da por lo general en las industrias mineras, alimenticias, petrolíferas y petroquímicas, entre muchas otras. Es por ello que el estudio de este mecanismo de daño representa un pilar importante en pro de reducir los importantes perjuicios financieros asociados a la reparación o reemplazo de componentes.

En este fenómeno, juegan un rol importante diversas variables como: velocidad de impacto, dureza y forma de las partículas, resistencia mecánica de la superficie, ángulo de impacto, capacidad de deformación del material, rugosidad superficial, rotación de partículas en el momento del impacto<sup>6</sup>.

Finalmente, hay que resaltar que un fenómeno que actúa de forma sinérgica con la erosión, es la corrosión, la cual se ha descrito en el punto anterior. La acción combinada de estos procesos produce la degradación acelerada de los materiales en mayor medida que si sumáramos sus efectos individuales. Es por tal motivo, la importancia del estudio de estos mecanismos de daño.

### 1.4.3 Abrasión - Esmerilado

La Norma ASTM G40-92 define el desgaste abrasivo como la pérdida de masa resultante de la interacción entre partículas o asperezas duras que son forzadas contra una superficie y se mueven a lo largo de ella.

La diferencia entre desgaste abrasivo y desgaste por deslizamiento, es el grado de desgaste generado en la superficie, ya que en el primer caso el desgaste es mayor. Esto se puede deber al tipo de material, composición química o por la configuración geométrica.

---

<sup>6</sup> Universidad Autónoma de Nuevo León – Mecanismos de daños – Cap 4. Erosión

Se pueden encontrar dos tipos de desgaste abrasivo: de dos cuerpos y de tres cuerpos (ver figura 1.2).

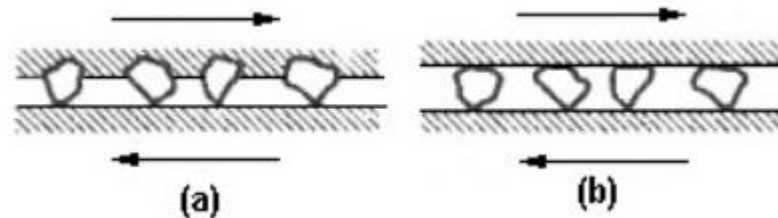


Figura 1.2 - desgaste abrasivo - a) de dos cuerpos - b) de tres cuerpos <sup>6</sup>

Esta teoría se puede acoplar al presente trabajo de tesis, ya que el desgaste abrasivo también forma parte de la lista de mecanismos de daños que originan una pérdida localizada de material. En este caso en particular, el desgaste abrasivo sería de dos cuerpos y específicamente se estaría hablando del proceso de “esmerilado”.

El proceso de esmerilado es un proceso de remoción de material en el cual las partículas abrasivas están contenidas en una rueda de esmeril y unidas entre sí por un material aglutinante. Por lo general, el elemento abrasivo tiene forma de disco, el cual opera a velocidades periféricas muy altas generando una acción de corte en la superficie trabajada. Además, el material abrasivo se escoge dependiendo del tipo de material a trabajar y en esta selección entran a tallar variables como dureza, resistencia al desgaste, tenacidad, fragilidad, etc. (la dureza, la resistencia, y la tenacidad son propiedades convenientes para cualquier herramienta de corte).

## CAPÍTULO 2 DESARROLLO DEL MÉTODO

Una vez conocidos los fundamentos teóricos del presente trabajo de tesis, el siguiente paso fue estudiar el método por el cual se puede evaluar el defecto de pérdida localizada de material.

La base de este capítulo es el desarrollo de un método como el descrito en el capítulo 5 de la norma API 579-1\_ASME FFS-1; todo esto con el objetivo de elaborar un procedimiento a seguir para realizar una evaluación FFS que nos ayude a evaluar el caso particular de pérdida localizada de material. Hay que resaltar que el desarrollo del método y el procedimiento descrito en este capítulo están orientados a evaluar un determinado tipo de componente: tuberías, ya que este fue el componente utilizado para la evaluación experimental y validación del método (Ver Capítulo 3 y 4)

### 2.1 Etapas de una evaluación FFS

Una evaluación FFS, independientemente del defecto a evaluar, tiene una secuencia guía de pasos a seguir para obtener el diagnóstico del componente evaluado. A continuación, se describirá dicha secuencia, la cual consta de 8 pasos:

PASO 1 - Identificación del defecto y mecanismo de daño: El primer paso en una evaluación FFS es identificar el tipo de defecto y el mecanismo de daño. Para el caso de este último, es necesario basarse en información conocida como el diseño original y las prácticas de fabricación del componente, el material de construcción, el historial de servicio y las condiciones ambientales.

PASO 2 – Determinar el alcance y las limitaciones del procedimiento de evaluación para poder determinar si se debe proceder a realizar una evaluación FFS.

PASO 3 – Información requerida: La información que se requiere para poder realizar una evaluación FFS depende del tipo de defecto o mecanismo de daño que se está evaluando. Esta información podría ser la siguiente: condiciones de diseño (presión y temperatura) del equipo, información relacionada con el mantenimiento y el historial de servicio, servicio futuro esperado, y datos específicos para la evaluación de las FFS, tales como el tamaño del defecto, ubicación de la falla, y las propiedades del material.

PASO 4 - Técnicas de evaluación y criterios de aceptación: en esta etapa se encuentra la esencia de la evaluación FFS, ya que es aquí donde se ejecuta el procedimiento de evaluación en base a los principios y criterios de aceptación brindados por la norma.

PASO 5 – Estimación de la vida restante: una vez evaluado el componente, se debe realizar una estimación de la vida útil restante, esto con el objetivo de poder determinar cuándo será la próxima inspección del componente. Dicho cálculo de la vida restante del componente se puede utilizar en conjunto con un código de inspección para establecer un intervalo de inspección.

PASO 6 - Remediación: Dependiendo del diagnóstico obtenido de la evaluación FFS, se debe determinar si es necesario algún método remediación. Esto se hace con el objetivo de remediar el defecto encontrado o incluso, en algunas ocasiones, para controlar el futuro daño asociado con el desarrollo del defecto y/o deterioro del material.

PASO 7 - Monitoreo: El monitoreo tiene como propósito evaluar constantemente la vida útil restante en el caso que esta no se haya podido determinar de forma confiable, para así poder evitar consecuencias no deseadas.

PASO 8 – Documentación: Se debe incluir un registro de toda la información requerida y de las decisiones tomadas en cada uno de los pasos previos para así poder calificar adecuadamente el componente y establecer la medida correcta a tomar.

## 2.2 Alcance y Limitaciones del procedimiento

A continuación, se listará el alcance y restricciones del procedimiento desarrollado en este capítulo:

- ❖ El procedimiento de este capítulo está destinado a la evaluación exclusiva de la pérdida localizada de material en los componentes.
- ❖ Los tipos de defectos que son considerados como pérdida localizada de material son los siguientes:
  - a) Superficie con adelgazamiento de espesor (LTA): Esta categoría incluye los defectos en los que la superficie afectada tiene una longitud igual a su ancho o en una relación que tiende a 1.
  - b) Canales: pueden ser grietas longitudinales, causadas por la erosión o corrosión, o canales causados por algún daño mecánico.
- ❖ El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que han sido diseñados en base a una de las siguientes normas:
  - a) ASME B&PV Code, Section VIII, Division 1
  - b) ASME B&PV Code, Section VIII, Division 2
  - c) ASME B&PV Code, Section I
  - d) ASME B31.1 Piping Code
  - e) ASME B31.3 Piping Code<sup>7</sup>
  - f) API 650
  - g) API 620

---

<sup>7</sup> El componente adquirido para la validación de este procedimiento fue diseñado según el código de fabricación de tuberías ASME B31.3

- ❖ El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que presenten una ductilidad adecuada. En caso no se conozca esta información, se deberá realizar una evaluación FFS de fragilidad previamente<sup>8</sup>.
- ❖ El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que no se encuentran en servicio cíclico.
- ❖ El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que no estén operando en el rango de fluencia; es decir, componentes que se encuentren operando en el rango elástico. Ver Tabla 2.1.
- ❖ La evaluación Nivel 3 se realiza cuando las Evaluaciones Nivel 1 y Nivel 2 no aplican o cuando estos niveles de evaluación generan resultados conservativos que no permitirían operar en las condiciones en las que se encuentra el componente. Sin embargo, para efectos del presente trabajo de tesis, no se han contemplado este tipo de evaluaciones.
- ❖ El nivel de las evaluaciones FFS depende del tipo de componente
  - a) Evaluación nivel 1: Componentes Tipo A sujetos a presión interna. Ver apartado 2.3.
  - b) Evaluación nivel 2: Componentes Tipo A o B sujetos a presión interna, externa, cargas suplementarias o alguna combinación de las anteriores. Ver apartado 2.3.
  - c) En caso el componente no satisfaga los criterios de aceptación brindados por lo norma, se procederá a recalcular los nuevos parámetros máximos admisibles de trabajo como presión, temperatura o incluso altura de llenado.

---

<sup>8</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 3

**Tabla 2.1 - Temperatura máximas de operación dependiendo del material**

Material	Temperatura Límite
Acero al carbono (UTS $\leq$ 414 MPa (60ksi))	343 C° (650° F)
Acero al carbono (UTS > 414 MPa (60ksi))	371 C° (700° F)
Acero al carbono - Grafitado	371 C° (700° F)
C-1/2 Mo	399 C° (750° F)
1-1/4Cr-1/2Mo Normalizado y templado	427 C° (800° F)
1-1/4Cr-1/2Mo-Recocido	427 C° (800° F)
2-1/4Cr-1Mo Normalizado y templado	427 C° (800° F)
2-1/4Cr-1Mo-Recocido	427 C° (800° F)
2-1/4Cr-1Mo y templado	427 C° (800° F)
2-1/4Cr-1Mo-V	441 C° (825° F)
3Cr-1Mo-V	441 C° (825° F)
5Cr-1/2Mo	427 C° (800° F)
7Cr-1/2Mo	427 C° (800° F)
9Cr-1Mo	427 C° (800° F)
9Cr-1Mo-V	454 C° (850° F)
12Cr	482 C° (900° F)
AISI Type 304 y 304H	510 C° (950° F)
AISI Type 306 y 306H	538C° (1000° F)
AISI Type 321 y 321H	538C° (1000° F)
AISI Type 347 y 347H	538C° (1000° F)
Aleación 800	565C° (1050° F)
Aleación 800H	565C° (1050° F)
Aleación 800HT	565C° (1050° F)
HK-40	649 C° (1200° F)



### 2.3 Tipo de Componentes

Existen tres tipos de componentes: Tipo A, Tipo B y Tipo C. A continuación, se listará los componentes que pertenecen a cada categoría.

- a) Componentes tipo A:
  - ✓ Tanques presurizados cilíndricos y cónicos.
  - ✓ Tanques esféricos presurizados y atmosféricos.
  - ✓ Componentes de tapa esférica, elíptica y toro esférica.
  - ✓ Los codos de tuberías.
  - ✓ Cilíndricos de almacenamiento atmosféricos.
  
- b) Componentes tipo B:
  - ✓ Inyectores para recipientes a presión
  - ✓ Boquillas de tanques y ramales en tuberías.
  - ✓ El refuerzo en la zona de transiciones cónicas.
  - ✓ Cilindro de tapa plana.
  - ✓ Placa porta tubos.
  - ✓ Bridas
  - ✓ Sistemas de tuberías.
  
- c) Componentes tipo C:
  - ✓ Unión entre tanques presurizados y sus tapas.
  - ✓ Anillos de refuerzo unido a la carcasa.
  - ✓ Soportes de componentes a presión.
  - ✓ Drenajes del tanque.

## 2.4 Información requerida

### 2.4.1 Datos de fabricación

A continuación se muestra una lista de los documentos necesarios para iniciar una evaluación:

- ❖ Un informe de fabricación ASME o documentación equivalente.
- ❖ Los planos de fabricación suficientemente detallados para poder calcular la presión máxima admisible, así mismo debe de indicarse si las condiciones de uso son diferentes a las de diseño. En caso de no poseer los planos, se podrá aceptar dibujos con los detalles suficientes para el cálculo de la presión máxima admisible.
- ❖ Los informes de prueba a los materiales utilizados en la construcción.
- ❖ Presión de alivio del dispositivo incluyendo la presión de la válvula de alivio.
- ❖ Registro original de la prueba hidrostática, incluyendo la presión de prueba y la temperatura del metal en el momento de la prueba.

### 2.4.2 Historial de operación y mantenimiento

El historial de operación y mantenimiento de cualquier componente es de vital importancia para realizar una evaluación FFS, es por ello que cualquier ocurrencia que se suscitara, deberá ser registrada con el fin de poder contar con un historial de operación y mantenimiento adecuado. Esto lleva a fomentar una cultura de prevención en el personal técnico de la planta.

A continuación una lista de los casos en los cuales es recomendable un informe:

- ❖ Se debe tener un reporte de la operación actual del componente incluyendo la presión real y la temperatura de trabajo. Si las condiciones de funcionamiento no están disponibles se deberá hacer una aproximación en base a los datos operacionales disponibles y consultas con el personal operativo.
- ❖ Se deberá documentar cualquier cambio significativo en las condiciones de servicio, incluyendo la presión, la temperatura, el contenido y la velocidad de corrosión.

- ❖ La fecha de instalación además de un resumen de todas las alteraciones y reparaciones incluyendo los cálculos necesarios, cambio de materiales, diseño y procedimientos de reparación. Los cálculos deben incluir el espesor de pared requerida y presión máxima admisible considerando cargas adicionales, tales como carga estática del líquido, el viento y terremotos.
- ❖ Registros de todas las pruebas hidrostáticas realizadas como parte de cualquier reparación incluyendo la presión de prueba y temperatura del metal en el momento de las pruebas.
- ❖ Los registros de evaluaciones en servicio, incluyendo la medición de espesores de pared y otras evaluaciones END que puedan ayudar a determinar la integridad estructural del componente.
- ❖ Los registros de todas las reparaciones internas, acumulación y superposición de cordones de soldadura y todo tipo de modificaciones.

### 2.4.3 Datos a medir

A continuación se listará los datos que son necesario medir para así poder realizar posteriormente la evaluación FFS:

- ❖ Registro de las lecturas de espesores donde ha ocurrido la pérdida de material.
- ❖ Dimensiones del defecto
  - a) Para LTA: las dimensiones “s” y “c” del defecto, las cuales son definidas como la dimensión longitudinal y circunferencial de la red, respectivamente. Ver Figura 2.1.

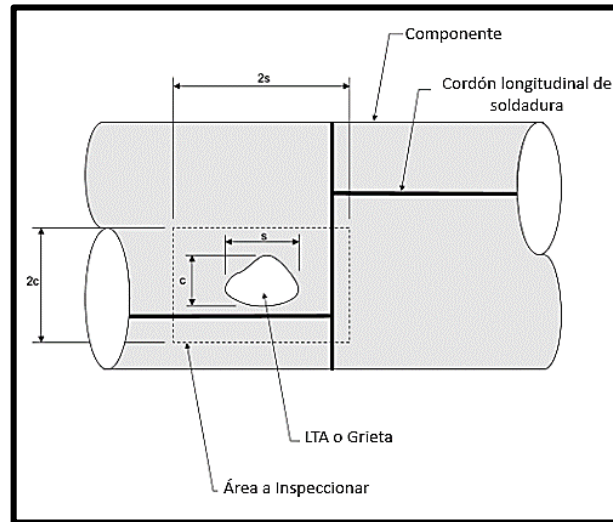


Figura 2.1 - Dimensiones "s" y "c" <sup>9</sup>

b) Para canal: los parámetros importantes son la longitud ( $g_l$ ), el ancho ( $g_w$ ), el radio más crítico ( $g_r$ ) y la orientación ( $\beta$ ) del canal. Ver Figura 2.2 y 2.3

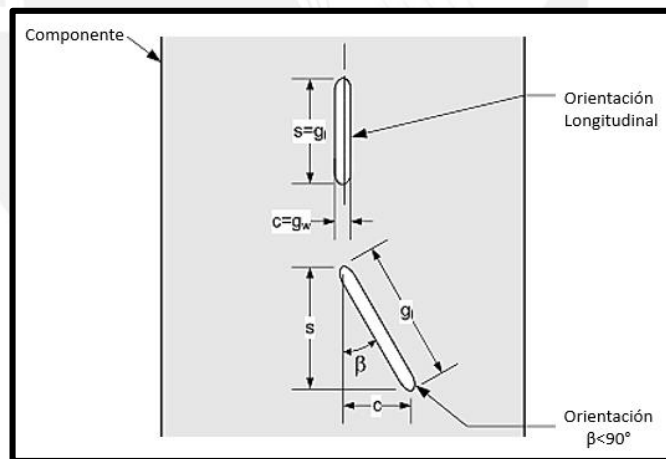


Figura 2.2 - Radio de un Canal<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 4

<sup>10</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 5

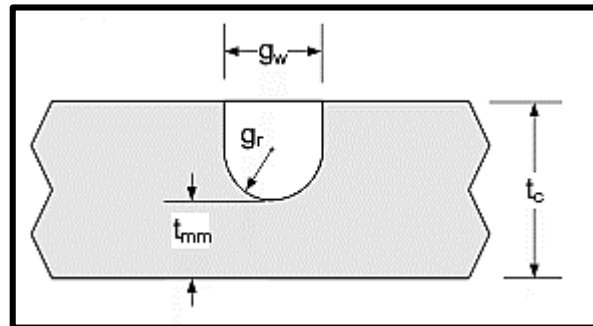


Figura 2.3 - Dimensiones de un canal <sup>10</sup>

- ❖ Distancia al próximo defecto
- ❖ Geometría del componente
- ❖ Propiedades del material

#### 2.4.4 Dimensionamiento del área a evaluar

El dimensionamiento del área a evaluar depende del tipo de defecto, su tamaño y de otras variables. A continuación, se describirá el procedimiento para dimensionar el área que deberá ser evaluada.

- ❖ **PASO 1:** Situar la región de pérdida de metal en el componente determinando, es decir la ubicación, orientación y longitud del plano de inspección.
- ❖ **PASO 2:** Determinar los planos de inspección. En el caso de tuberías los planos de inspección están delimitados por un eje longitudinal y un eje vertical. Ver Figura 2.4.

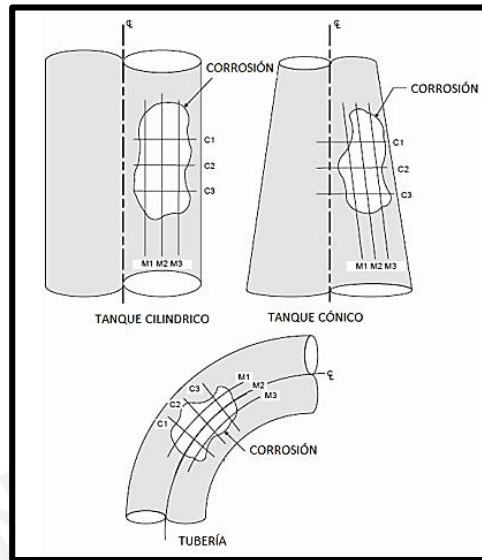


Figura 2.4 - Planos de inspección para componentes cilíndricos, cónicos y tuberías<sup>11</sup>

- ❖ **PASO 3:** Marcar una red de inspección en la zona o región corroída / erosionada. Esta red debe ser suficiente para abarcar la pérdida de metal.
- ❖ **PASO 4:** Determinar el espesor uniforme lejos de la zona de pérdida local de metal, esto con el fin de tener una referencia del estado en el momento de la evaluación.
- ❖ **PASO 5:** Medir y registrar los espesores de pared a lo largo de la red de inspección y determinar el espesor mínimo de pared medido,  $t_{mm}$ .

Además, la distancia entre mediciones debe permitir perfilar el daño. Esta se calcula de la siguiente manera:

$$L_s = \min (0.36 \sqrt{D * t_{mm}} , 2 * t_{rd})$$

Sin embargo, la separación entre lecturas de espesor puede ser modificada en función del tamaño real y la extensión de la región de pérdida de metal. Por ejemplo, si la región de pérdida de metal se determina que es uniforme basándose en una inspección visual, el espaciado utilizado para tomar lecturas

<sup>11</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 4

de espesor podrá ser aumentado sin ningún problema sin que la precisión en la evaluación se vea afectada.

- ❖ **PASO 5:** Determinar el perfil de espesor crítico en las direcciones longitudinal y circunferencial. Esta se determina proyectando el mínimo espesor restante para cada posición a lo largo de los planos paralelos como se muestra en las Figuras 2.5, 2.6 y 2.7.

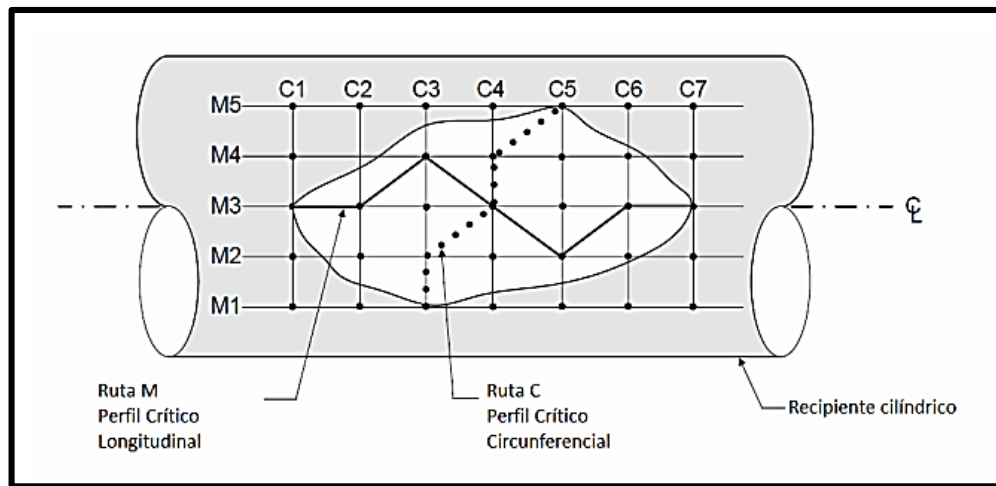


Figura 2.5 - Trazo de perfiles críticos<sup>12</sup>

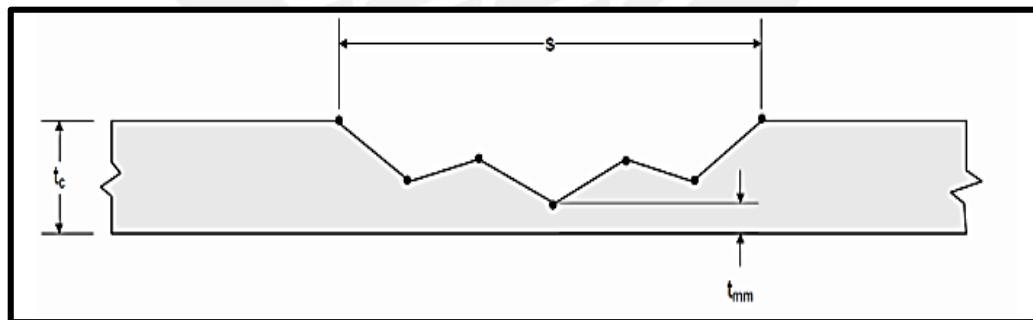


Figura 2.6 - Corte longitudinal de zona con daño<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 5

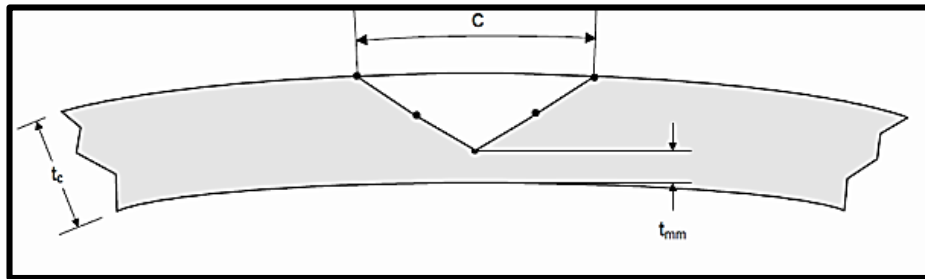


Figura 2.7 - Corte circunferencial de zona con daño<sup>13</sup>

- i. El perfil crítico en la dirección longitudinal se obtiene proyectando el espesor mínimo en cada intervalo a lo largo de los planos de inspección M1-M5 en un plano común como se puede observar en la Figura 2.6. La longitud que presenta pérdida de metal en la dirección longitudinal es denotada como  $S$  y  $t_{mm}$  como espesor mínimo.
- ii. El perfil crítico en la dirección circunferencial se obtiene proyectando el espesor mínimo en cada intervalo a lo largo de los planos de inspección C1-C7 en un plano como se observa en la Figura 2.7. La longitud que presenta pérdida de metal en dirección circunferencial es denotada como  $C$  y  $t_{mm}$  como espesor mínimo.
- iii. Si hay defectos múltiples cercanos entre sí, entonces el tamaño del defecto que se utilizará varía según el siguiente procedimiento, según corresponda.

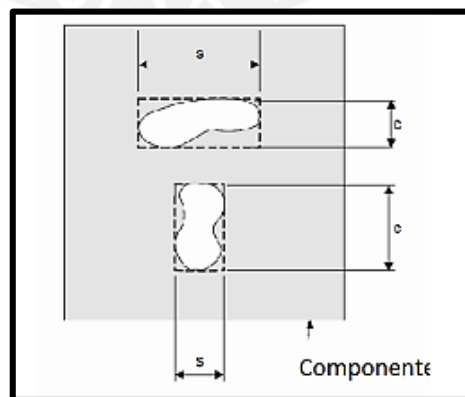


Figura 2.8 - Dimensionamiento de zona afectada<sup>14</sup>

<sup>13</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 5

<sup>14</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 4



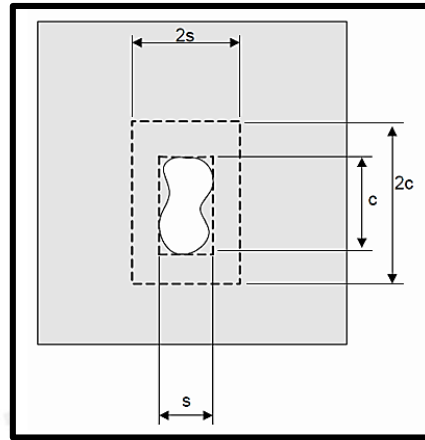


Figura 2.9 - Recuadro con dimensiones  $2s \times 2c$ <sup>15</sup>

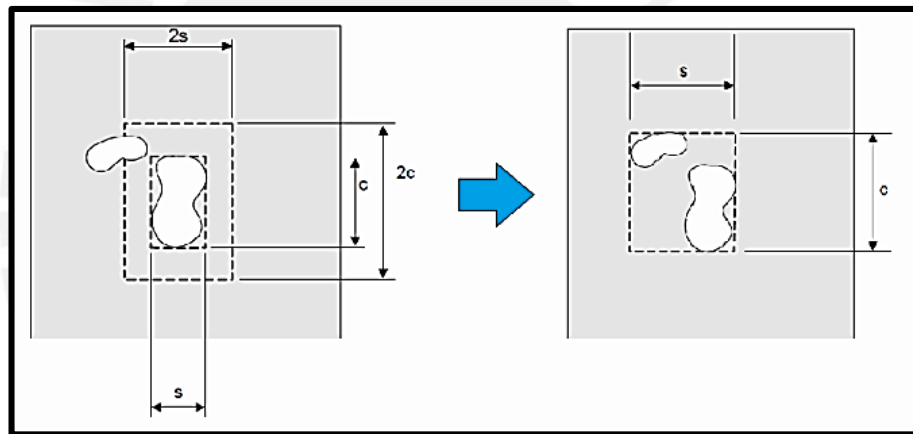


Figura 2.10 - Inclusión de otro daño en zona a evaluar <sup>15</sup>

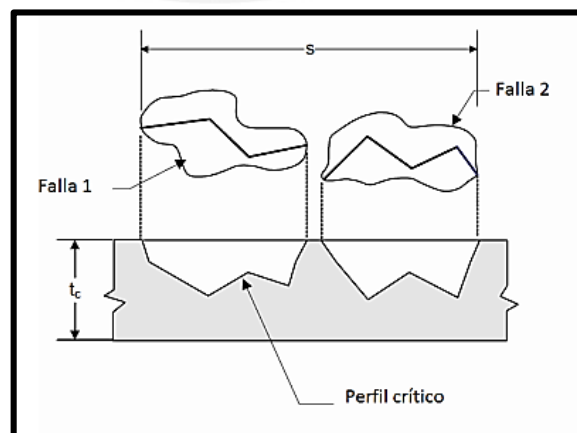


Figura 2.11 - Perfiles críticos independientes <sup>15</sup>

<sup>15</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 4

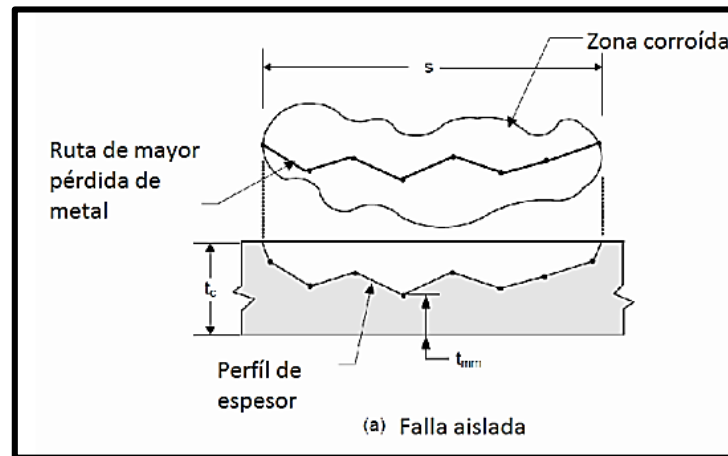


Figura 2.12 - Perfil crítico general de "s"<sup>16</sup>

Primero se debe encuadrar las zonas afectadas y tomar las dimensiones de ésta tal como se observa en la Figura 2.8. Posterior a esto se debe dibujar un recuadro con el doble de las dimensiones obtenidas en el paso anterior Figura 2.9. Si éste segundo recuadro logra abarcar otra zona afectada, entonces la nueva área a evaluar medirá "2s" x "2c", tal como se observa en la figura 2.10. En el caso de los perfiles críticos, el perfil crítico general será la unión de los dos perfiles críticos de las zonas dañadas, tal como se ve en las Figuras 2.11 y 2.12.

- iv. Hay que tener en cuenta que para grandes regiones de pérdida de metal, los resultados pueden ser demasiado conservadores. Para estos casos, es posible tener varios perfiles en las dos direcciones. El número de perfiles críticos depende de la uniformidad de la pérdida de metal.

## 2.5 Técnicas de Evaluación

En este apartado se desarrolló la esencia del presente trabajo de tesis, la cual es el procedimiento a seguir para ejecutar la evaluación FFS.

<sup>16</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 4

### 2.5.1 Evaluación FFS Nivel 1:

#### ❖ PASO 1:

Establecer una red de inspección de dimensiones “s” y “c” con planos de inspección longitudinales y circunferenciales. (Ver Figura 2.13).

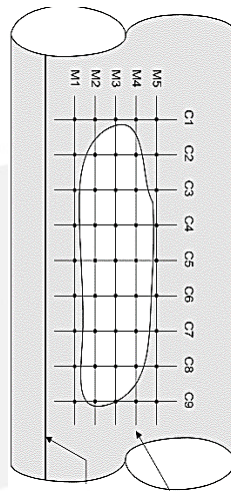


Figura 2.13 - Red de Inspección<sup>17</sup>

#### ❖ PASO 2:

Calcular el coeficiente de variación, el cual se define como la relación entre la desviación estándar de distribución y la media de distribución.

$$COV = \frac{1}{t_{am}} \left[ \frac{(B)^2}{N - 1} \right]^{0.5}$$

En base a esto, la API indica que si el COV es menor al 10%, entonces se trata de una pérdida generalizada de material, mientras que si el COV es mayor a 10%, se trata de una pérdida localizada de material, el cual es el defecto de nuestro interés en el presente trabajo de tesis. En el Anexo 1 se brinda un formato para el cálculo adecuado del COV.

<sup>17</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 - Capítulo 5

❖ **PASO 3:**

A partir de las lecturas de espesores registradas, determinar el perfil crítico de espesor, el cual consiste en ubicar los puntos con menor espesor dentro de la red de inspección. Ver apartado 2.4.4.

❖ **PASO 4:**

Determinar el espesor equivalente de pared.

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

❖ **PASO 5:**

Determinar el espesor mínimo de pared,  $t_{mm}$ , y el parámetro “s”.

❖ **PASO 6:**

Determinar la tasa de espesor restante,  $R_t$ .

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c}$$

Además, determinar la longitud equivalente del defecto,  $\lambda$ .

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D * t_c}}$$

Donde D:

$$D = D_{ext} - 2 * (t_{nom} - FCA)$$

❖ **PASO 6:**

Verificar el cumplimiento de las siguientes restricciones

Restricción 1:

$$R_t > 0.20$$

Restricción 2:

$$t_{mm} - FCA > 2.5 \text{ mm}$$

Restricción 3:

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{D * t_c}$$

❖ **PASO 7:**

Determinar la máxima presión admisible de trabajo, MAWP.

**Nota:** Hay que destacar que se debe elegir la presión de menor magnitud entre el MAWP<sup>L</sup> y el MAWP<sup>C</sup>

Máxima presión admisible en la dirección longitudinal:

$$MAWP^L = \frac{4 * S * E (t_c - t_{sl} - MA)}{D_o - 4Y_{B31}(t_c - t_{sl} - MA)}$$

Máxima presión admisible en la dirección circunferencial:

$$MAWP^C = \frac{2 * S * E (t_c - MA)}{D_o - 2Y_{B31}(t_c - MA)}$$

Donde:

MA: Tolerancia al mecanizado en caso de roscado o acanalado.

$t_{sl}$  : Espesor requerido para soportar cargas suplementarias

$Y_{B31}$ : Coeficiente brindado por el código de tuberías ASME B31.

$S$  : Resistencia del material a la fluencia

$E$ : Eficiencia resultante de Soldadura

$D_o$ ; Diámetro exterior del componente, corregido con el LOSS y FCA

❖ **PASO 8:**

Determinar si la dimensión longitudinal es aceptable. Ver figura 2.3

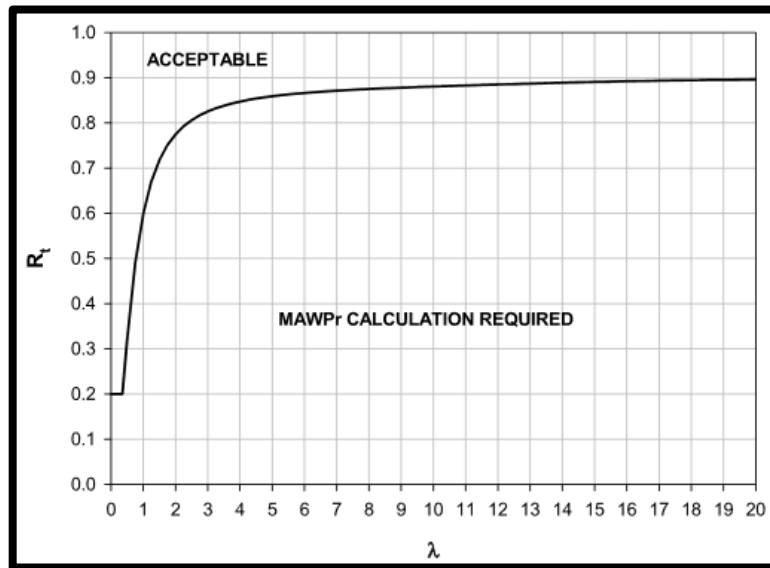


Figura 2.14 - Gráfica de Aceptabilidad

Donde MAWPr se define como la nueva presión máxima admisible de trabajo o presión máxima admisible de trabajo reducida. Esto debido a que el componente ya no se encuentra en la capacidad de soportar el MAWP nominal debido a la presencia de la pérdida localizada de material.

❖ **PASO 9:**

Determinar el factor de Folias,  $M_t$ , a partir del parámetro  $\lambda$ .

$$M_t = \left( \begin{array}{l} 1.0010 - 0.014195\lambda + 0.29090\lambda^2 - 0.096420\lambda^3 + 0.020890\lambda^4 - \\ 0.0030540\lambda^5 + 2.9570(10^{-4})\lambda^6 - 1.8462(10^{-5})\lambda^7 + 7.1553(10^{-7})\lambda^8 - \\ 1.5631(10^{-8})\lambda^9 + 1.4656(10^{-10})\lambda^{10} \end{array} \right)$$

❖ **PASO 10:**

Determinar el parámetro RSF

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)}$$

❖ **PASO 11:**

Se determinó el parámetro  $RSF_a$ . Ver Tabla 2.2

**Tabla 2.2 - RSFa según el Código de Fabricación<sup>18</sup>**

Código de Fabricación	$RSF_a$ recomendado
ASME Sección 1	0.9
ASME Sección VIII, División 1 (pre 1999)	0.9
ASME Sección VIII, División 1 (post 1999)	0.9
ASME Sección VIII, División 2	0.9
AS 1210	0.9
BS PD 5500	0.9
CODAP	0.9
ASME B31.1	0.9
ASME B31.3	0.9
API 620	0.9
API 650	0.9

• **PASO 12:**

Calcular el MAWPr

$$MAWPr = MAWP * \left(\frac{RSF}{RSF_a}\right)$$

• **PASO 13:**

Evaluar la dimensión circunferencial del defecto. Calcular la dimensión circunferencial equivalente del defecto

$$\lambda_c = \frac{1.285c}{\sqrt{D * t_c}}$$

<sup>18</sup> Norma API 579-1/ASME FFS-1 2007 Capítulo 2

- **PASO 14:**

Verificar el cumplimiento de las siguientes restricciones

Restricción 1:

$$\lambda_c \leq 9$$

Restricción 2:

$$\frac{D}{t_c} \geq 20$$

Restricción 3:

$$0.7 \leq E \leq 1$$

Restricción 4:

$$0.7 \leq RSF \leq 1$$

### 2.5.2 Evaluación FFS Nivel 2:

Esta evaluación nos permite obtener un diagnóstico más preciso y a la vez menos conservador, disminuyendo la magnitud del factor de seguridad y reemplazando dicho efecto por información más detallada del caso de estudio.

A continuación, el procedimiento seguido en esta evaluación:

- **PASO 1-7:**

Repetir los pasos del 1 al 7 de la Evaluación FFS Nivel 1

- **PASO 8:**

Clasificar las lecturas de espesor de los planos longitudinales y determinar el CTP longitudinal.

- **PASO 9:**

Dividir la longitud del defecto en sub regiones como se muestra en la Figura 2.15.



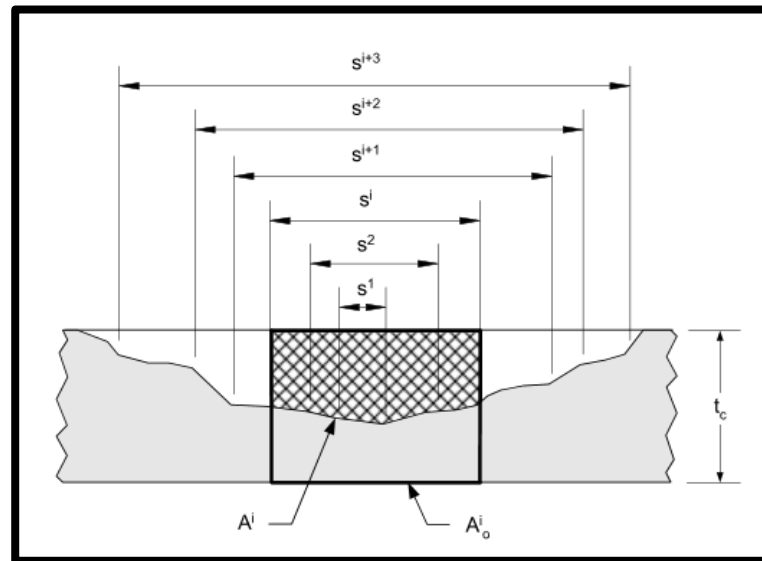


Figura 2.15 - División del defecto en sub regiones

• **PASO 10:**

Calcular el área de pérdida de material de cada sub región,  $A^i$ , y el área de cada sub región en caso que no presentara pérdida de material,  $A_o^i$ .

• **PASO 11:**

Calcular el factor de Folias,  $M_t$ , correspondiente a cada sub región a partir de la dimensión longitudinal equivalente del defecto,  $\lambda$ .

$$M_t = \left( \begin{array}{l} 1.0010 - 0.014195\lambda + 0.29090\lambda^2 - 0.096420\lambda^3 + 0.020890\lambda^4 - \\ 0.0030540\lambda^5 + 2.9570(10^{-4})\lambda^6 - 1.8462(10^{-5})\lambda^7 + 7.1553(10^{-7})\lambda^8 - \\ 1.5631(10^{-8})\lambda^9 + 1.4656(10^{-10})\lambda^{10} \end{array} \right)$$

• **PASO 12:**

Calcular el *RSF* correspondiente a cada sub región

$$RSF^i = \frac{1 - \frac{A^i}{A_o^i}}{1 - \left(\frac{A^i}{A_o^i}\right) * \frac{1}{M_t}}$$

- **PASO 13:**

Calcular el MAWP<sub>r</sub> a partir de  $RSF$  y  $RSF_a$

$$MAWP_r = MAWP * \left( \frac{RSF}{RSF_a} \right)$$

- **PASO 14:**

Evaluar la dimensión circunferencial del defecto. Para ello calcular la dimensión equivalente del defecto

$$\lambda_c = \frac{1.285c}{\sqrt{D * t_c}}$$

- **PASO 14:**

Verificar el cumplimiento de las siguientes restricciones

a) Restricción 1:

$$\lambda_c \leq 9$$

b) Restricción 2:

$$\frac{D}{t_c} \geq 20$$

c) Restricción 3:

$$0.7 \leq E \leq 1$$

d) Restricción 4:

$$0.7 \leq RSF \leq 1$$

### 2.5.3 Vida útil restante:

A continuación, se proporciona una ecuación para poder determinar la vida útil restante del componente.

$$R_{vida} = \frac{t_{am} - K * t_{mm}}{FCA}$$

**\* Nota:**

K = 1 para Evaluación FFS Nivel 1

K = RSF para Evaluación FFS Nivel 2

## 2.6 Técnicas de Remediación

La evaluación de la capacidad de un componente para la operación, para un determinado período, se determina en base a una tasa de degradación; sin embargo, en muchos casos, las tasas de degradación son difíciles de estimar por lo que es conveniente prevenir o minimizar los efectos de los mecanismos de daños que causan esta degradación.

A continuación, se describen algunos métodos de remediación; sin embargo, hay que resaltar que dichos métodos no sustituyen ninguna evaluación ingenieril, solo son mencionados como alternativas para reducir la tasa de corrosión.

### 2.6.1 Método 1

Realización de cambios físicos en el flujo de proceso:

- a) Aumentar o disminuir la temperatura del proceso, presión, o ambos.
- b) Aumentar o disminuir la velocidad de flujo del fluido. Algunos mecanismos de daño, como la erosión, la corrosión debido al agua, corrosión de ácidos hacen muy sensibles la velocidad de degradación. La ligera disminución o aumento de la velocidad de flujo del fluido puede cambiar la tasa de daño.
- c) La instalación de depuradores, tratadores, y filtros para eliminar ciertos elementos que sean causantes de corrosión y/o erosión.

### 2.6.2 Método 2

Aplicación de revestimientos mantener el medio ambiente aislado.

- a) Recubrimientos orgánicos.
- b) Los revestimientos metálicos.
- c) Los revestimientos refractarios.

### 2.6.3 Método 3

- a) Lavado de agua para diluir los contaminantes.
- b) Inyección de productos químicos para cambiar la agresividad del ambiente.
- c) La inyección de sustancias químicas con el objetivo de proteger la superficie del metal.
- d) Remediación por recubrimiento de soldadura
  - i. Reparación de material de base.
  - ii. Aplicación de revestimiento resistente a la corrosión.

## CAPÍTULO 3

### DAÑADO DE LA TUBERÍA Y PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

Una vez estudiado y desarrollado el método de evaluación (Capítulo 2 del documento de tesis), se dio lugar a lo que forma la esencia del presente trabajo de tesis: la evaluación de la capacidad para el servicio del componente adquirido.

#### 3.1 Información técnica del componente

Para el presente trabajo de tesis, se tramitó la adquisición de un componente de acero, el cual consta de una tubería de acero A 53 grado B soldado a dos placas de acero A 36 como se muestra en la figura 3.1.



Figura 3.1 - Componente Adquirido

A continuación, se listará la composición química nominal de los aceros utilizados y las dimensiones generales del componente adquirido:

Tabla 3.1- Composición química de los aceros utilizados

Acero	%C	%Cr	%Ni	%Mn	%Mo	%Cu	%V	%Si	%P	%S
A53 Grado B	0.30	0.40	0.40	1.20	0.15	0.40	0.08	-	0.05	0.045
A 36	0.25	-	-	0.8-1.2	-	0.20	-	0.40	0.03	0.03

Las dimensiones del componente son:

- a) Tubería:
- Longitud : 1000 mm
  - Diámetro externo : 280 mm
  - Espesor Nominal : 9.8 mm
- b) Placa 1 y 2:
- Espesor : 38 mm
  - Lados : 500 mm

### 3.2 Evaluación mediante END

Las evaluaciones mediante ensayos no destructivos son evaluaciones que nos permiten inspeccionar un componente con el objetivo de poder localizar posibles discontinuidades. Este tipo de evaluaciones, tienen como ventaja sobre otras el que no comprometen la integridad estructural del componente.

En este caso en particular, se necesitó de realizar este tipo de evaluaciones a la tubería adquirida para garantizar que no presente ningún tipo de defecto y así a la vez garantizar que al momento de ejecutar la prueba hidrostática (capítulo 4 del presente documento de tesis), la tubería falle por alguno de los defectos realizados por los tesisistas (daños simulados) y no por algún defecto de fabricación.

Los ensayos no destructivos aplicados a la tubería fueron los siguientes:

- Aplicación de Líquidos Penetrantes (ver figura 3.2)
- Aplicación de Partículas Magnéticas (ver figura 3.3)



Figura 3.2 - Líquidos Penetrantes



Figura 3.3 - Partículas Magnéticas

### 3.3 Dañado del Componente

Como se mencionó anteriormente, antes de poder evaluar el componente mediante la metodología descrita en el capítulo 2 del presente documento de tesis, se necesita dañar la tubería de forma conveniente con el objetivo de simular los daños posibles que se generan en la industria y que sean ilustrativos para la explicación del presente procedimiento de trabajo.

#### 3.3.1 Descripción del contexto de operación

Antes de definir el daño del componente, es necesario establecer el contexto de operación del cual forma parte el mismo.

“El componente a evaluar será asumido como una tubería (infinita), la cual transporta crudo de petróleo. Esta tubería se encuentra enterrada y por tal apoyada sobre una cama de arena”.

A continuación, se listará los datos de fabricación y las condiciones de operación del componente en mención:



- ❖ Código de construcción : ASME B31.3
- ❖ Material : Acero A 53 Grado B
- ❖ Presión de diseño : 600 psi (4.14 Mpa)
- ❖ Temperatura de diseño : 315 °C
- ❖ Diámetro exterior : 280 mm
- ❖ Espesor de pared : 9.8 mm

### 3.3.2 Definición del Defecto

Una vez definido el contexto de operación del cual forma parte el componente y las condiciones de operación, es necesario decidir qué tipo de daño se le realizará al componente y a su vez caracterizarlo; esto quiere decir que se necesita saber la tipo, forma, dimensión, etc. del defecto a realizar.

Conforme al apartado 2.2, existen dos tipos de defectos posibles que se consideran como desgaste localizado:

- ✓ Defecto 1: LTA o Área con reducción de espesor de pared
- ✓ Defecto 2: Canal

Es por ello que se decidió realizarle los dos defectos mencionados anteriormente al componente con el fin de ilustrar todos los posibles casos a encontrar en una tubería.

A continuación, se describirá el procedimiento que se siguió para caracterizar estos defectos.

#### 3.3.2.1 Daño 1: LTA

El primer defecto definido fue un LTA o área con adelgazamiento de espesor. A continuación, se mostrará el procedimiento seguido para caracterizar este defecto.

- ❖ **Paso 1:**

Se dividió la tubería en 3 sectores para no interferir con otros daños que se le realizarán al componente como parte de este proyecto. De esto se obtuvo que se cuenta con aproximadamente 333 mm como zona de trabajo.

❖ **Paso 2:**

Se definió la ubicación donde se localizaría la LTA (ver figura 3.4)

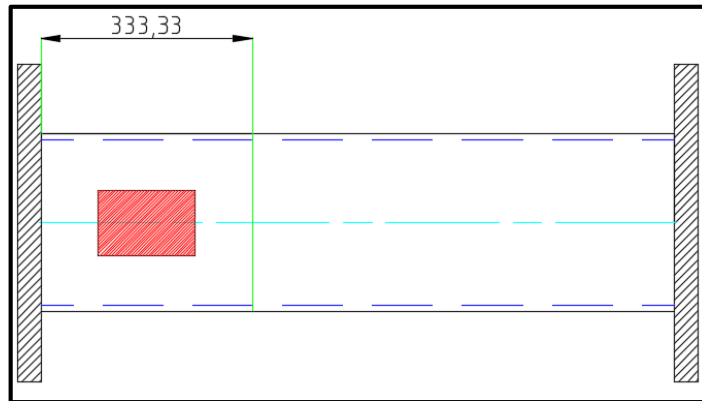


Figura 3.4 - Localización del LTA

❖ **Paso 3:**

Determinar la reducción de espesor del LTA. Para esto debemos determinar el mínimo espesor admisible para la presión de operación que se tiene,  $t_{mm}$ , y el máximo espesor promedio posible,  $t_{am\ max}$ .

Partimos de:

$$t_{mm} = \frac{P * D_o}{2 * (SE + PY_{B31})} + MA$$

$$t_{mm} = \frac{600 * 280}{2 * (17500 * 1 + 600 * 0.4)} + 0$$

$$t_{mm} = 0.185\ in = 4.7\ mm$$

Además, se debe cumplir que:

$$COV = \frac{1}{t_{am}} \left[ \frac{(B)^2}{N-1} \right]^{0.5} > 0.1$$

Si suponemos que:

$$t_{rd} = t_{nom} = 9.8 \text{ mm}$$

Y fijamos un número de lecturas

$$N = 20$$

Entonces obtenemos:

$$t_{am} < 6.82 \text{ mm}$$

De esto fijamos un espesor promedio

$$t_{am} = 5.0 \text{ mm}$$

Por lo tanto tenemos una reducción de espesor de

$$\Delta e = 9.8 - 5.0 = 4.8 \text{ mm}$$

❖ **Paso 4:**

Verificar que el daño cumpla con los criterios de limitación de tamaño del defecto dado por las siguientes restricciones:

a) Restricción 1

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c} > 0.2$$

Si tenemos que:

$$t_{mm} = t_{am} = 5 \text{ mm}$$

$$FCA = 1 \text{ mm} \quad (\text{Ver apartado 3.3.1})$$

$$t_c = t_{rd} - LOSS - FCA = 9.8 - 1 = 8.8 \text{ mm} \quad (\text{Ver apartado 3.3.1})$$

Entonces

$$R_t = 0.455 > 0.2 \quad (\text{Aceptable})$$

b) Restricción 2

$$t_{mm} - FCA \geq 2.5 \text{ mm}$$

$$5 - 1 = 4 \text{ mm} \geq 2.5 \text{ mm} \quad (\text{Aceptable})$$

c) Restricción 3

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{D \cdot t_c}$$

Calculamos D:

$$D = D_{ext} - 2(t_{nom} - FCA) = 280 - 2(1 - 4.8) = 262.6 \text{ mm}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{262.6 * 8.8}$$

$$L_{msd} \geq 86.52 \text{ mm}$$

**Nota:** En este caso, la restricción nos da un punto de partida para determinar el parámetro “s” en el siguiente paso.

❖ **Paso 5:**

Definir la dimensión “s” o dimensión longitudinal del LTA a partir del dato de  $L_{msd}$ .

$$2 * L_{msd} + s < \frac{1}{3} * 1000$$

$$S < 158.37 \text{ mm} = 6.23 \text{ in}$$

Entonces fijamos

$$S = 5 \text{ in}$$

❖ **Paso 6:**

Definir la dimensión “c” o dimensión circunferencial del LTA. Como el diámetro de la tubería es aproximadamente 5”, entonces se tomó como valor arbitrario

$$C = 4 \text{ in}$$

El primer daño a realizar quedaría definido de la siguiente manera como se aprecia en la figura 3.5.

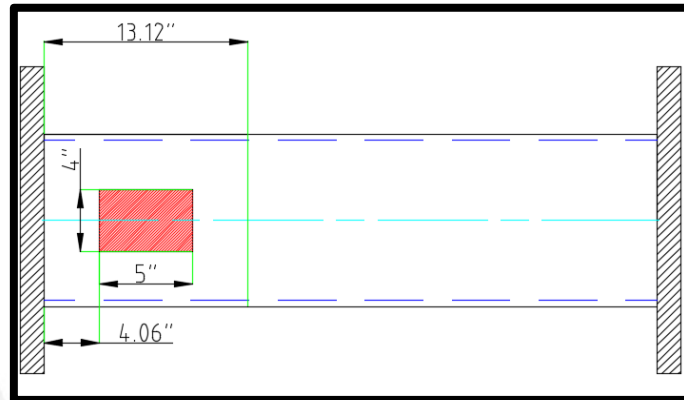


Figura 3.5 - Daño teórico 1 – LTA

### 3.3.2.2 Daño 2: CANAL

El segundo daño definido fue un “Canal”. A continuación, se mostrará el procedimiento seguido para caracterizar este defecto.

❖ **Paso 1:**

Se dividió la tubería en 3 sectores para no interferir con los otros daños que se le realizarán como parte de este proyecto. De esto se obtuvo que se cuenta con aproximadamente 333 mm como zona de trabajo.

❖ **Paso 2:**

Se definió la ubicación donde se localizaría la LTA (ver figura 3.4)

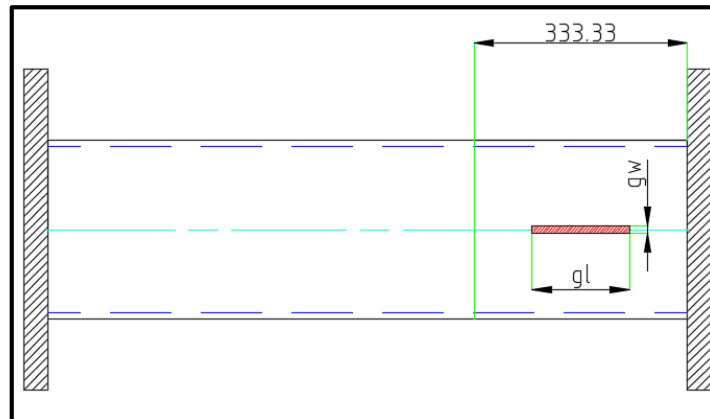


Figura 3.6 - Localización del Canal

❖ **Paso 3:**

Verificar que el daño cumpla con los criterios de limitación de tamaño del defecto dado por las siguientes restricciones:

a) Restricción 1

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c} > 0.2$$

Si tenemos que:

$$t_{mm} = t_{am} = 5 \text{ mm}$$

$$FCA = 0 \text{ mm}$$

(Ver apartado 3.3.1)

$$t_c = t_{rd} - LOSS - FCA = 9.8 - 0 = 9.8 \text{ mm}$$

(Ver apartado 3.3.1)

Entonces

$$R_t = 0.51 > 0.2 \quad (\text{Aceptable})$$

b) Restricción 2

$$g_r \geq (1 - R_t) * t_c$$

$$g_r \geq (1 - 0.51) * 9.8$$

$$g_r \geq 4.8 \text{ mm}$$

**Nota:** En este caso, la restricción nos da un punto de partida para determinar la profundidad del canal

❖ **Paso 4:**

Definir la dimensión longitudinal,  $g_l$ , del canal. Para este caso fijamos  $g_l$  en 5 pulgadas al igual que la longitud del defecto 1 – LTA.

**Nota:** El parámetro  $g_w$ , que corresponde al ancho del canal, está dado por el ancho del disco abrasivo del esmeril, por lo que no es necesario definirlo en esta etapa.

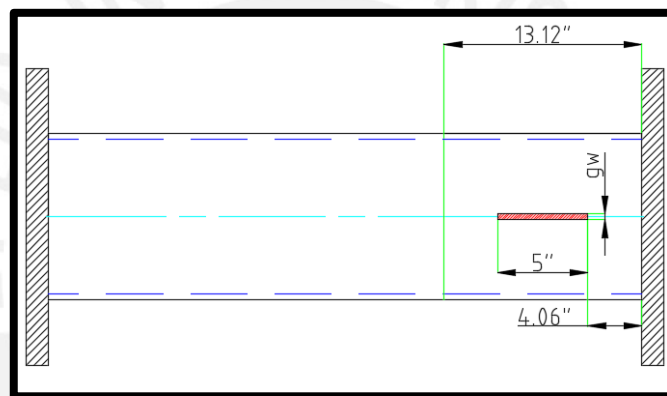


Figura 3.7 - Daño teórico 2 – Canal

### 3.3.3 Dañado real de la tubería

Una vez que los defectos a realizar ya se habían definido y caracterizado, el siguiente paso fue ejecutar dichos daños al componente adquirido.

#### 3.3.3.1 Daño 1: LTA

A continuación, se muestra el procedimiento seguido para el daño real, el cual se basó en la definición del “Daño teórico 1 – LTA” (ver figura 3.5)

❖ **Paso 1:**

Sectorizado de la tubería y localización de la zona a dañar (LTA).



Figura 3.8 - Localización física del LTA

❖ **Paso 2:**

Medición de espesor antes del dañado, mediante instrumento de ultrasonido.

$$t_{nom} = 9.7 \text{ mm}$$



Figura 3.9 - Medición de espesores antes del dañado

❖ **Paso 3:**

Ejecución del daño: Utilizando un esmeril con su respectivo disco abrasivo, se procedió a desbastar la zona delimitada en aproximadamente 4.8 mm. Este procedimiento se realiza conjuntamente con el instrumento de UT para ir corroborando que se alcance el desgaste requerido y así evitar la remoción deficiente o excesiva de material.



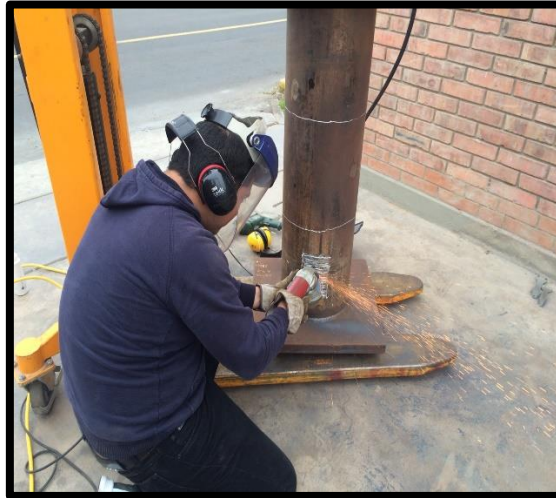


Figura 3.10 - Ejecución del Daño 1 LTA

Finalmente, se obtiene el daño requerido: Daño 1 - LTA



Figura 3.11 - Daño real 1 – LTA

### 3.3.3.2 Daño 2: CANAL

A continuación, se muestra el procedimiento seguido para ejecutar el dañado real 2, el cual se basó en la definición del “Daño teórico 2 – Canal” (ver figura 3.7).

❖ **Paso 1:**

Sectorizado de la tubería y localización de la zona a dañar (Canal).



Figura 3.12 - Localización física del Canal

❖ **Paso 2:**

Medición de espesor antes del dañado, mediante instrumento de ultrasonido. (Ver figura 3.9)

❖ **Paso 3:**

Ejecución del daño: Utilizando un esmeril con su respectivo disco abrasivo, se procedió a desbastar la zona delimitada en aproximadamente 4.7 mm. Este procedimiento se realiza conjuntamente con profundímetro para ir corroborando que se alcance el desgaste requerido y así evitar la remoción deficiente o excesiva de material.

Finalmente, se obtiene el daño requerido: Daño 2 – Canal



Figura 3.13 - Daño real 2 – CANAL

### 3.4 Evaluación FFS del Componente

Una vez dañado el componente, nos encontramos en el punto de partida en un caso cotidiano en la industria. El ingeniero se encuentra frente a defectos comunes que puede encontrar en su labor diaria.

A continuación, se describirá el procedimiento que se siguió para dar solución a este caso en particular, el cual consistió en aplicar la metodología de la norma API 579-1\_ASME FFS-1, la cual ha sido desarrollada en el capítulo 2 del presente documento de tesis.

### 3.4.1 Inspección del Componente

En esta etapa, se realizaron los siguientes pasos:

- ❖ Definición del defecto : **Ver Anexo 2**
- ❖ Caracterización del Defecto : **Ver Anexo 3**

Para el llenado de estas hojas de inspección, se realizó un mapeo de espesores, el cual se muestra en la tabla 3.2.

Como es conocido, los defectos presentes son ejemplos de pérdida localizada de material muestra en forma de LTA y de un canal; defectos que procedemos a evaluar a continuación.

**Nota:** el cálculo del COV menor al 10% se muestra en la evaluación del LTA, en el apartado 3.4.2

Tabla 3.2 - Mapeo de Espesores del LTA

REGISTRO DE ESPESORES	PLANOS LONGITUDINALES DE INSPECCIÓN					CTP LONGITUDINAL
	M1	M2	M3	M4	M5	
C1	6	5.9	6	6.2	6.6	5.9
C2	6.4	5.6	5.6	5.6	6.7	5.6
C3	6	5.6	5.6	5.6	6.5	5.6
C4	6.2	5.9	6	5.7	7.2	5.7
CTP CIRCUNFERENCIAL	6	5.6	5.6	5.6	6.5	

Notas:

1. Los espaciamientos longitudinales fueron de 2"
2. Los espaciamientos circunferenciales fueron de 1"
3. La pérdida localizada de metal está "alejada" de una costura de soldadura

### 3.4.2 Evaluación FFS del LTA

Datos adicionales del caso de estudio:

- ❖ LOSS : 0 mm
- ❖ FCA : 1 mm
- ❖ Esfuerzo admisible del material : 17500 ksi para 315 °C
- ❖ Eficiencia longitudinal de soldadura : 1
- ❖ Eficiencia circunferencial de soldadura : 1
- ❖ Cargas suplementarias : no aplica

Teniendo en cuenta las condiciones de operación del componente, las cuales han sido establecidos en el apartado 3.3.1 y los datos adicionales listados líneas arriba, se realizó la siguiente evaluación:

#### 3.4.2.1 Evaluación FFS Nivel 1:

- ❖ **PASO 1:**  
Se estableció una red de inspección con planos de inspección longitudinales y circunferenciales. (Ver figura 2.13). Las lecturas de espesor y los espaciamientos entre planos se muestran en la Tabla 3.2.
- ❖ **PASO 2:**  
Se calculó el COV para verificar que sea mayor al 10%.

$$COV = \frac{1}{t_{am}} \left[ \frac{(B)^2}{N-1} \right]^{0.5}$$

Si sabemos que:

$$N = 20$$

Y además, de los datos de la tabla 3.2 calculamos  $t_{am}$  y B. Ver tabla de 3.3

Tabla 3.3 - Formato para cálculo del COV

Localización	Lectura de espesor $t_i$	$(t_i - t_{am})^2$
1	6	0.002025
2	5.9	0.021025
3	6	0.002025
4	6.2	0.024025
5	6.6	0.308025
6	6.4	0.126025
7	5.6	0.198025
8	5.6	0.198025
9	5.6	0.198025
10	6.7	0.429025
11	6	0.002025
12	5.6	0.198025
13	5.6	0.198025
14	5.6	0.198025
15	6.5	0.207025
16	6.2	0.024025
17	5.9	0.021025
18	6	0.002025
19	5.7	0.119025
20	7.2	1.334025
	$t_{am} = \frac{1}{N} \sum_1^N t_i = 6.045$	$B = \sum_1^N (t_i - t_{am})^2 = 3.81$

Entonces

$$COV = \frac{1}{6.045} \left[ \frac{3.81}{20 - 1} \right]^{0.5}$$

$$COV = 14.46 \% > 10\% \quad (\text{Pérdida localizada})$$

❖ **PASO 3:**

Determinar el CTP (Ver datos de Tabla 3.2)

**Tabla 3.4 - CTP Longitudinal del LTA**

PLANO	C1	C2	C3	C4
CTP LONGITUDINAL	5.9 mm	5.6 mm	5.6 mm	5.7 mm

**Tabla 3.5 - CTP Circunferencial del LTA**

PLANO	M1	M2	M3	M4	M5
CTP CIRCUNFERENCIAL	6.5 mm	5.6 mm	5.6 mm	5.6 mm	5.6 mm

❖ **PASO 4:**

Se determinó el espesor de pared equivalente

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

$$t_c = 9.7 - 0 - 1$$

$$t_c = 8.7 \text{ mm}$$

❖ **PASO 5:**

Se determinó el espesor mínimo de pared y el parámetro “s”.

$$t_{mm} = 5.6 \text{ mm}$$

$$S = 127 \text{ mm} = 5 \text{ in}$$

❖ **PASO 6:**

Se determinó la tasa de espesor restante,  $R_t$ .

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c}$$

$$R_t = \frac{5.6 - 1}{8.7} = 0.529$$



Además, se determinó la longitud equivalente del defecto,  $\lambda_l$ .

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D * t_c}}$$

Se determinó D:

$$D = D_{ext} - 2 * (t_{nom} - FCA)$$

$$D = 280 - 2 * (9.7 - 1)$$

$$D = 262.6 \text{ mm}$$

Entonces

$$\lambda = \frac{1.285 * 6 * 25.4}{\sqrt{262.6 * 8.7}}$$

$$\lambda = 3.41$$

❖ **PASO 7:**

Se verificó el cumplimiento de las siguientes restricciones

Restricción 1:

$$R_t > 0.20$$

$$R_t = 0.529$$

**(cumple)**

Restricción 2:

$$t_{mm} - FCA > 2.5 \text{ mm}$$

$$t_{mm} - FCA = 5.6 - 1 = 4.6 \text{ mm}$$

**(cumple)**

Restricción 3:

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{D \cdot t_c}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{262.6 * 8.7}$$

$$L_{msd} \geq 86.04 \text{ mm}$$

$$L_{msd} = \frac{\text{Distancia total} - \text{Longitud de defecto}}{2}$$

$$L_{msd} = \frac{(13.12 - 5) * 25.4}{2}$$

$$L_{msd} = 103.24 \text{ mm}$$

(cumple)

## ❖ PASO 8:

Se determinó la máxima presión admisible de trabajo, MAWP.

**Nota:** Hay que destacar que se debe elegir la presión de menor magnitud entre el MAWP<sup>L</sup> y el MAWP<sup>C</sup>

Cálculo de la máxima presión admisible en la dirección longitudinal:

$$\text{MAWP}^L = \frac{4 * S * E (t_c - t_{sl} - MA)}{D_o - 4Y_{B31}(t_c - t_{sl} - MA)}$$

$$\text{MAWP}^L = \frac{4 * 17500 * 1 \left( \frac{8.7}{25.4} - 0 - 0 \right)}{262.6 - 4 * 0.4 \left( \frac{8.7}{25.4} - 0 - 0 \right)}$$

$$\text{MAWP}^L = 2448.93 \text{ psi}$$

Cálculo de la máxima presión admisible en la dirección circunferencial:

$$\text{MAWP}^C = \frac{2 * S * E (t_c - MA)}{D_o - 2Y_{B31}(t_c - MA)}$$

$$\text{MAWP}^C = \frac{2 * 17500 * 1 (8.7 - 0)}{262.6 - 2 * 0.4(8.7 - 0)}$$

$$\text{MAWP}^C = 1191.13 \text{ psi}$$

Entonces, se escoge el mínimo

$$\text{MAWP} = 1191.13 \text{ psi}$$

## ❖ PASO 9:

Se determinó si la dimensión longitudinal es aceptable. Ver figura 3.15

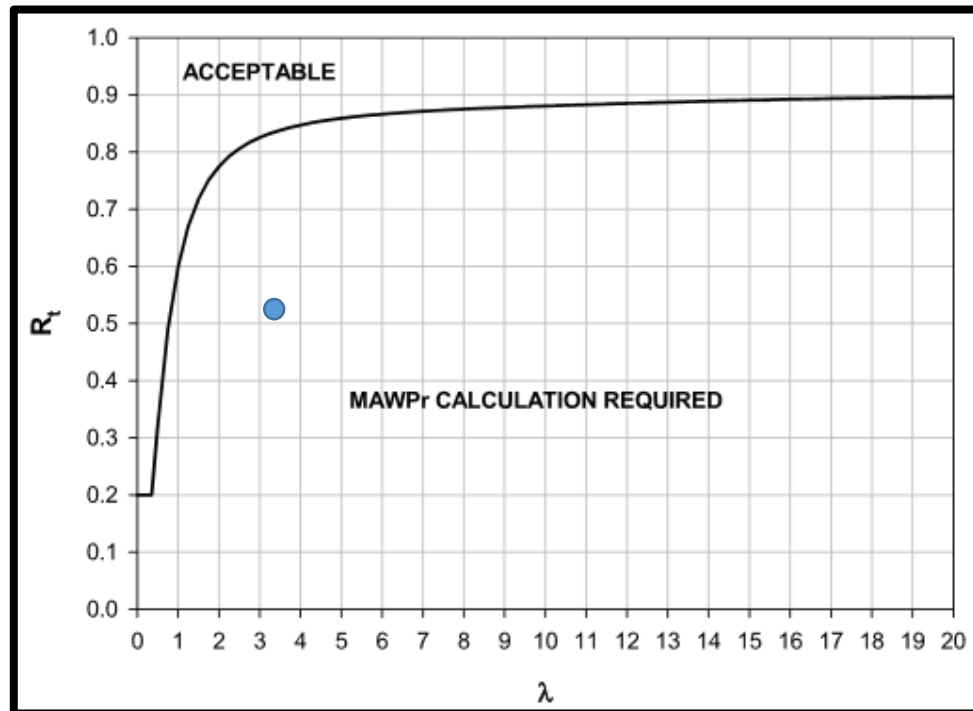


Figura 3.14 - Gráfica de Aceptabilidad - LTA<sup>19</sup>

De la figura 3.15, se aprecia que la dimensión longitudinal no es aceptable y que se necesita recalculer el MAWP.

❖ PASO 10:

Se determinó el parámetro  $M_t$ , a partir del parámetro  $\lambda$ .

$$M_t = \begin{pmatrix} 1.0010 - 0.014195\lambda + 0.29090\lambda^2 - 0.096420\lambda^3 + 0.020890\lambda^4 - \\ 0.0030540\lambda^5 + 2.9570(10^{-4})\lambda^6 - 1.8462(10^{-5})\lambda^7 + 7.1553(10^{-7})\lambda^8 - \\ 1.5631(10^{-8})\lambda^9 + 1.4656(10^{-10})\lambda^{10} \end{pmatrix}$$

Para

$$\lambda = 3.41$$

$$M_t = 2.3$$

❖ PASO 11:

<sup>19</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 – Capítulo 5

Se determinó el parámetro RSF

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)}$$

$$RSF = \frac{0.529}{1 - \frac{1}{2.3}(1 - 0.529)}$$

$$RSF = 0.665$$

❖ PASO 12:

Se determinó el parámetro  $RSF_a$ . Ver Tabla 3.6

Tabla 3.6 - RSFa según el Código de Fabricación<sup>20</sup>

Código de Fabricación	RSF <sub>a</sub> recomendado
ASME Sección 1	0.9
ASME Sección VIII, División 1 (pre 1999)	0.9
ASME Sección VIII, División 1 (post 1999)	0.9
ASME Sección VIII, División 2	0.9
AS 1210	0.9
BS PD 5500	0.9
CODAP	0.9
ASME B31.1	0.9
ASME B31.3	0.9
API 620	0.9
API 650	0.9

$$RSF_a = 0.9$$

❖ PASO 13:

Se calculó el MAWPr

$$MAWPr = MAWP * \left(\frac{RSF}{RSF_a}\right)$$

$$MAWPr = 1191.13 * \left(\frac{0.665}{0.9}\right)$$

<sup>20</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 – Capítulo 2

$$MAWPr = 880.1 \text{ psi}$$

$$MAWPr = 880.1 \text{ psi} > P = 600 \text{ psi}$$

**\* La dimensión longitudinal del defecto es aceptable por la Evaluación FFS Nivel 1**

❖ **PASO 14:**

Se procedió a evaluar la dimensión circunferencial del defecto. Para ello se calculó la dimensión equivalente del defecto

$$\lambda_c = \frac{1.285c}{\sqrt{D * t_c}}$$

$$\lambda_c = \frac{1.285 * 4 * 25.4}{\sqrt{262.6 * 8.7}}$$

$$\lambda_c = 2.73$$

❖ **PASO 15:**

Se verificó el cumplimiento de las siguientes restricciones

Restricción 1:

$$\lambda_c \leq 9$$

$$\lambda_c = 2.73$$

**(cumple)**

Restricción 2:

$$\frac{D}{t_c} \geq 20$$

$$\frac{262.6}{8.7} \geq 20$$

$$\frac{D}{t_c} = 30.18$$

**(cumple)**

Restricción 3:

$$0.7 \leq E \leq 1$$

$$E = 1 \quad \text{(cumple)}$$

Restricción 4:

$$0.7 \leq RSF \leq 1$$

$$RSF = 0.665 \quad \text{(NO CUMPLE)}$$

\* La dimensión circunferencial del defecto NO es aceptable por la Evaluación FFS Nivel 1, por lo que es necesario evaluar el componente mediante una Evaluación FFS Nivel 2



### 3.4.2.2 Evaluación FFS Nivel 2:

Esta evaluación nos permitió obtener un diagnóstico más preciso y acertado y a la vez menos conservador, disminuyendo la magnitud del factor de seguridad y reemplazando dicho efecto por información más detallada del caso de estudio.

Esto permitió evaluar al componente logrando que este satisfaga los criterios de aceptación brindados por la norma API-579-1/ASME FFS-1 2007.

A continuación, el procedimiento seguido en esta evaluación:

❖ **PASO 1 - 8:**

Se repitieron los pasos del 1 al 8 realizados en la Evaluación FFS Nivel 1, obteniendo los mismos resultados.

❖ **PASO 9:**

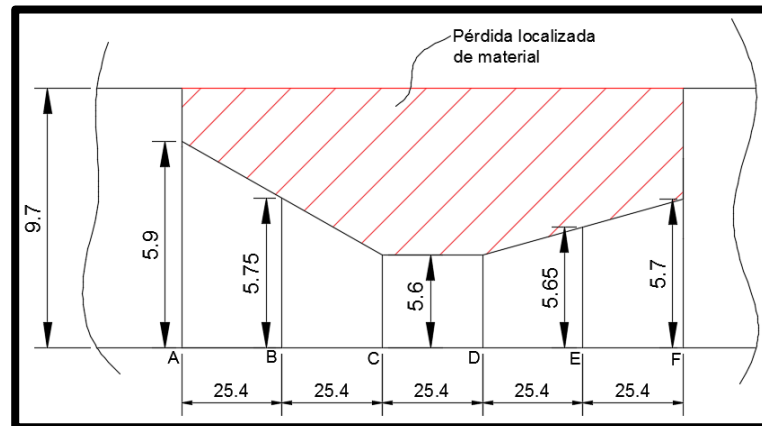
Se clasifico las lecturas de espesor de los planos longitudinales hallando el CTP longitudinal. Ver Tabla 3.7

**Tabla 3.7 - CTP Longitudinal del LTA**

PLANO	C1	C2	C3	C4
CTP LONGITUDINAL	5.9 mm	5.6 mm	5.6 mm	5.7 mm

❖ **PASO 10:**

Se dividió la longitud del defecto en 3 sub regiones (CD, BE, AF) como se muestra en la Figura 3.16.



**Figura 3.15 - División del defecto en sub regiones**

\* Nota: La Figura 3.16 no presenta una escala normalizada. Solo tiene fines ilustrativos

❖ **PASO 11:**

Se calculó el área de pérdida de material de cada sub región y el área de cada sub región en caso que no presentara pérdida de material.

a) Sub región CD:

$$A_o^{CD} = tc * ancho$$

$$A_o^{CD} = (9.7 - 1) * 25.4$$

$$A_o^{CD} = 220.98 \text{ mm}^2 \quad (\text{Área sin pérdida de material})$$

\* Nota: Este cálculo contempla los efectos del FCA

Además

$$A^{CD} = \frac{(B + b) * h}{2}$$

$$A^{CD} = \frac{(5.6 + 5.6) * 25.4}{2}$$

$$A^{CD} = 142.24 \text{ mm}^2$$

$$A^{CD'} = 220.98 - 142.24$$

$$A^{CD'} = 78.74 \text{ mm}^2 \quad (\text{Área de la pérdida de material})$$



b) Sub región BE:

$$A_o^{BE} = tc * ancho$$

$$A_o^{BE} = (9.7 - 1) * 3 * 25.4$$

$$A_o^{BE} = 662.94 \text{ mm}^2 \quad (\text{Área sin pérdida de material})$$

Además

$$A^{BC} = \frac{(5.75 + 5.6) * 25.4}{2}$$

$$A^{BC} = 144.145 \text{ mm}^2$$

$$A^{DE} = \frac{(5.6 + 5.65) * 25.4}{2}$$

$$A^{DE} = 142.88 \text{ mm}^2$$

$$A^{BE'} = A_o^{BE} - (A^{BC} + A^{CD} + A^{DE})$$

$$A^{BE'} = 662.94 - 144.145 - 142.24 - 142.88$$

$$A^{BE'} = 233.68 \text{ mm}^2 \quad (\text{Área de la pérdida de material})$$

c) Sub región AF:

$$A_o^{AF} = tc * ancho$$

$$A_o^{AF} = (9.7 - 1) * 5 * 25.4$$

$$A_o^{AF} = 1104.9 \text{ mm}^2 \quad (\text{Área sin pérdida de material})$$

Además

$$A^{AB} = \frac{(5.9 + 5.75) * 25.4}{2}$$

$$A^{AB} = 147.96 \text{ mm}^2$$

$$A^{EF} = \frac{(5.65 + 5.7) * 25.4}{2}$$

$$A^{EF} = 144.15 \text{ mm}^2$$

$$A^{AF'} = A_o^{AF} - (A^{AB} + A^{BC} + A^{CD} + A^{DE} + A^{EF})$$

$$A^{AF'} = 1104.9 - 147.96 - 144.145 - 142.24 - 142.88 - 144.15$$

$$A^{AF'} = 604.5 \text{ mm}^2 \quad (\text{Área de la pérdida de material})$$

❖ PASO 12:

Se calculó el  $M_t$  correspondiente a cada sub región a partir del parámetro  $\lambda$

$$M_t = \left( \begin{array}{l} 1.0010 - 0.014195\lambda + 0.29090\lambda^2 - 0.096420\lambda^3 + 0.020890\lambda^4 - \\ 0.0030540\lambda^5 + 2.9570(10^{-4})\lambda^6 - 1.8462(10^{-5})\lambda^7 + 7.1553(10^{-7})\lambda^8 - \\ 1.5631(10^{-8})\lambda^9 + 1.4656(10^{-10})\lambda^{10} \end{array} \right)$$

a) Sub región CD:

$$\lambda = \frac{1.285 * 1 * 25.4}{\sqrt{262.6 * 8.7}}$$

$$\lambda = 1.365$$

Entonces

$$M_t = 1.341$$

b) Sub región BE:

$$\lambda = \frac{1.285 * 3 * 25.4}{\sqrt{262.6 * 8.7}}$$

$$\lambda = 2.05$$

Entonces

$$M_t = 1.641$$

c) Sub región AF:

$$\lambda = \frac{1.285 * 5 * 25.4}{\sqrt{262.6 * 8.7}}$$

$$\lambda = 3.414$$

Entonces

$$M_t = 2.3$$

❖ PASO 13:

Se calculó el *RSF* correspondiente a cada sub región

a) Sub región CD:

$$RSF^i = \frac{1 - \frac{A^{CD}}{A_o^{CD}}}{1 - \left(\frac{A^{CD}}{A_o^{CD}}\right) * \frac{1}{M_t}}$$

$$RSF^{CD} = \frac{1 - \frac{78.74}{220.98}}{1 - \left(\frac{78.74}{220.98}\right) * \frac{1}{1.341}}$$

$$RSF^{CD} = 0.871$$

b) Sub región BE:

$$RSF^{BE} = \frac{1 - \frac{233.675}{662.94}}{1 - \left(\frac{233.675}{662.94}\right) * \frac{1}{1.641}}$$

$$RSF^{BE} = 0.824$$

c) Sub región AF:

$$RSF^{AF} = \frac{1 - \frac{604.5}{1104.9}}{1 - \left(\frac{604.5}{1104.9}\right) * \frac{1}{2.3}}$$

$$RSF^{AF} = 0.721$$

Por lo tanto

$$RSF = 0.721$$

❖ **PASO 14:**

Se calculó el MAWPr a partir de  $RSF$  y  $RSF_a$

$$MAWPr = MAWP * \left(\frac{RSF}{RSF_a}\right)$$

$$MAWPr = 1191.13 * \left(\frac{0.721}{0.9}\right)$$

$$MAWPr = 954.22 \text{ psi} > 600 \text{ psi}$$

\* **La dimensión longitudinal del defecto es aceptable por la Evaluación FFS Nivel 2**

❖ **PASO 15:**

Se procedió a evaluar la dimensión circunferencial del defecto. Para ello se calculó la dimensión equivalente del defecto

$$\lambda_c = \frac{1.285c}{\sqrt{D * t_c}}$$

$$\lambda_c = \frac{1.285 * 4 * 25.4}{\sqrt{262.6 * 8.7}}$$

$$\lambda_c = 2.73$$

❖ **PASO 16:**

Se verificó el cumplimiento de las siguientes restricciones

e) Restricción 1:

$$\lambda_c \leq 9$$

$$\lambda_c = 2.73$$

**(cumple)**

f) Restricción 2:

$$\frac{D}{t_c} \geq 20$$

$$\frac{262.6}{8.7} \geq 20$$

$$\frac{D}{t_c} = 30.18 \quad \text{(cumple)}$$

g) Restricción 3:

$$0.7 \leq E \leq 1$$

$$E = 1 \quad \text{(cumple)}$$

h) Restricción 4:

$$0.7 \leq RSF \leq 1$$

$$RSF = 0.721 \quad \text{(cumple)}$$

❖ **PASO 17:**

Se determinó el factor de seguridad a la tracción

$$TSF = \frac{E_c}{2RSF} * \left(1 + \frac{\sqrt{4 - 3E_L^2}}{E_L}\right)$$

$$TSF = \frac{1}{2 * 0.721} * \left(1 + \frac{\sqrt{4 - 3 * 1}}{1}\right)$$

$$TSF = 1.386$$

❖ **PASO 18:**

Se determinó la aceptabilidad de la dimensión circunferencial a partir del parámetro TSF. Ver figura 3.17

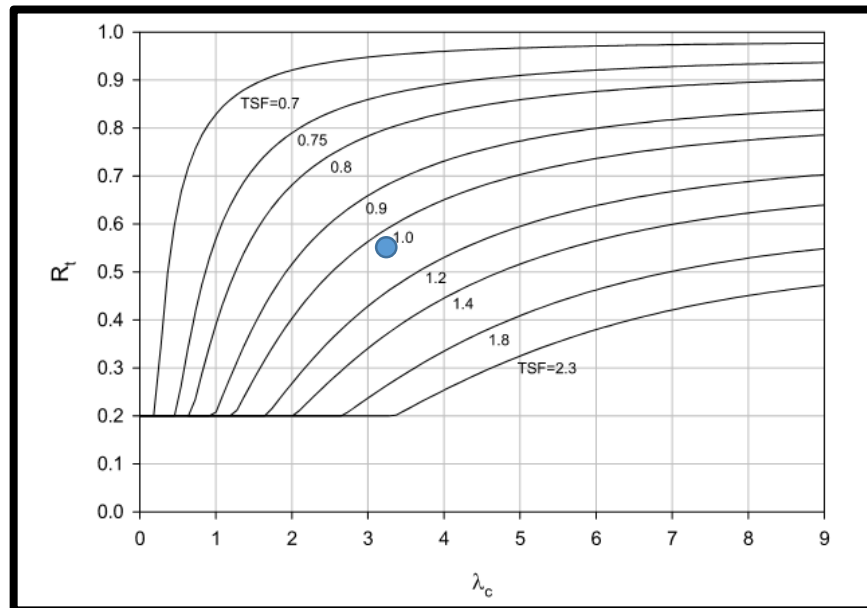


Figura 3.16 – Aceptabilidad de la dimensión circunferencial

\* La dimensión circunferencial del defecto es aceptable por la Evaluación FFS Nivel 2

### 3.4.3 Cálculo de la Vida útil remanente del componente debido al LTA

$$R_{vida} = \frac{t_{am} - K * t_{mm}}{FCA}$$

$$R_{vida} = \frac{6.045 - 0.721 * 5.6}{1}$$

$$R_{vida} = 2 \text{ años}$$

\* **Nota:**

K = 1 para Evaluación FFS Nivel 1

K = RSF para Evaluación FFS Nivel 2

### 3.4.4 Evaluación FFS del Canal

En este apartado, se desarrolló la evaluación del segundo defecto encontrado en el componente: canal (Ver Anexo 2).

Antes de desarrollar la Evaluación FFS, se lista algunos datos adicionales del caso de estudio:

- LOSS : 0 mm
- FCA : 0 mm
- Esfuerzo admisible del material : 17500 ksi para 315 °C
- Eficiencia longitudinal de soldadura : 1
- Eficiencia circunferencial de soldadura : 1
- Cargas suplementarias : no aplica

Teniendo en cuenta las condiciones de operación del componente, las cuales han sido establecidos en el apartado 3.3.1 y los datos adicionales listados líneas arriba, se realizó la siguiente evaluación:

#### 3.4.4.1 Evaluación FFS Nivel 1:

❖ **PASO 1:**

Se determinó el CTP. Ver Figura 3.18

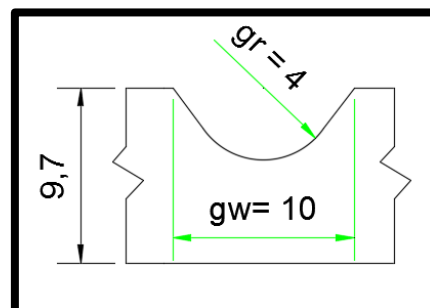


Figura 3.17 - CTP del Canal

**Nota:** medidas en mm

❖ **PASO 2:**

Se determinó el espesor de pared equivalente

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

$$t_c = 9.7 - 0 - 0$$

$$t_c = 9.7 \text{ mm}$$

❖ **PASO 3:**

Se determinó el espesor mínimo de pared y el parámetro "s".

$$t_{mm} = 5.7 \text{ mm}$$

$$S = 127 \text{ mm} = 5 \text{ in}$$

❖ **PASO 4:**

Se determinó la tasa de espesor restante,  $R_t$ .

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c}$$

$$R_t = \frac{5.7 - 0}{9.7} = 0.588$$

Además, se determinó la longitud equivalente del defecto,  $\lambda_l$ .

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D * t_c}}$$

Se determinó D:

$$D = D_{ext} - 2 * (t_{nom} - FCA)$$

$$D = 280 - 2 * (9.7 - 0)$$

$$D = 260.6 \text{ mm}$$

Entonces

$$\lambda = \frac{1.285 * 5 * 25.4}{\sqrt{260.6 * 9.7}}$$

$$\lambda = 3.246$$



❖ **PASO 5:**

Se verificó el cumplimiento de las siguientes restricciones

Restricción 1:

$$R_t > 0.20$$

$$R_t = 0.588$$

**(cumple)**

Restricción 2:

$$t_{mm} - FCA > 2.5 \text{ mm}$$

$$t_{mm} - FCA = 5.7 - 0 = 5.7 \text{ mm}$$

**(cumple)**

Restricción 3:

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{D \cdot t_c}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{260.6 \cdot 9.7}$$

$$L_{msd} \geq 90.499 \text{ mm}$$

$$L_{msd} = \frac{\text{Distancia total} - \text{Longitud de defecto}}{2}$$

$$L_{msd} = \frac{(13.12 - 5) \cdot 25.4}{2}$$

$$L_{msd} = 103.24 \text{ mm}$$

**(cumple)**

❖ **PASO 6:**

Se determinó la aceptabilidad del radio del canal

$$gr \geq (1 - R_t) \cdot t_c$$

$$gr = 4 \text{ mm} \geq (1 - 0.588) \cdot 9.7$$

$$gr = 4 \text{ mm} \geq 3.99 \text{ mm}$$

**(cumple)**

## ❖ PASO 7:

Se determinó la máxima presión admisible de trabajo, MAWP.

**Nota:** Hay que destacar que se debe elegir la presión de menor magnitud entre el MAWP<sup>L</sup> y el MAWP<sup>C</sup>

Cálculo de la máxima presión admisible en la dirección longitudinal:

$$\begin{aligned} \text{MAWP}^L &= \frac{4 * S * E (t_c - t_{sl} - MA)}{D_o - 4Y_{B31}(t_c - t_{sl} - MA)} \\ \text{MAWP}^L &= \frac{4 * 17500 * 1 \left( \frac{9.7}{25.4} - 0 - 0 \right)}{260.6 - 4 * 0.4 \left( \frac{9.7}{25.4} - 0 - 0 \right)} \\ \text{MAWP}^L &= 2770.52 \text{ psi} \end{aligned}$$

Cálculo de la máxima presión admisible en la dirección circunferencial:

$$\begin{aligned} \text{MAWP}^C &= \frac{2 * S * E (t_c - MA)}{D_o - 2Y_{B31}(t_c - MA)} \\ \text{MAWP}^C &= \frac{2 * 17500 * 1 (9.7 - 0)}{260.6 - 2 * 0.4(9.7 - 0)} \\ \text{MAWP}^C &= 1342.75 \text{ psi} \end{aligned}$$

Entonces, se escoge el mínimo

$$\text{MAWP} = 1342.75 \text{ psi}$$

❖ **PASO 8:**

Se determinó si la dimensión longitudinal es aceptable. Ver figura 3.18

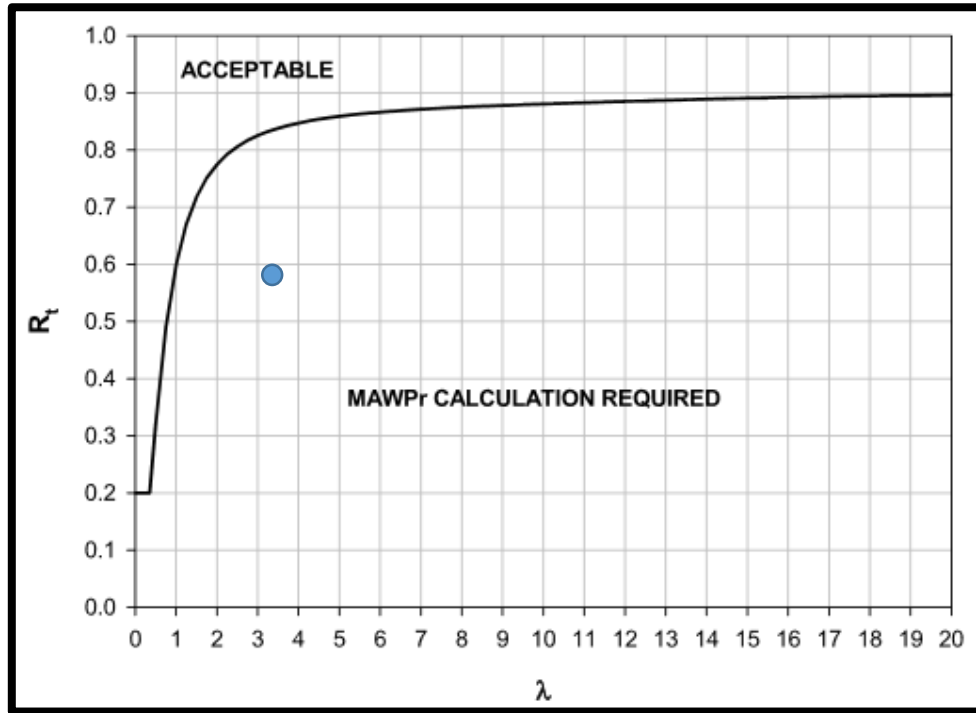


Figura 3.18 - Gráfica de Aceptabilidad<sup>21</sup>

De la figura 3.18, se aprecia que la dimensión longitudinal no es aceptable y que se necesita recalculer el MAWP.

❖ **PASO 9:**

Se determinó el parámetro  $M_t$ , a partir del parámetro  $\lambda$ .

$$M_t = \left( \begin{array}{l} 1.0010 - 0.014195\lambda + 0.29090\lambda^2 - 0.096420\lambda^3 + 0.020890\lambda^4 - \\ 0.0030540\lambda^5 + 2.9570(10^{-4})\lambda^6 - 1.8462(10^{-5})\lambda^7 + 7.1553(10^{-7})\lambda^8 - \\ 1.5631(10^{-8})\lambda^9 + 1.4656(10^{-10})\lambda^{10} \end{array} \right)$$

<sup>21</sup> Norma API-579-1/ASME FFS-1 – Capítulo 5

Para

$$\lambda = 3.246 \quad \rightarrow \quad M_t = 2.225$$

❖ **PASO 10:**

Se determinó el parámetro RSF

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)}$$

$$RSF = \frac{0.588}{1 - \frac{1}{2.225}(1 - 0.588)}$$

$$RSF = 0.721$$

❖ **PASO 11:**

Se determinó el parámetro  $RSF_a$ . Ver Tabla 3.3

$$RSF_a = 0.9$$

❖ **PASO 12:**

Se calculó el MAWPr

$$MAWPr = MAWP * \left(\frac{RSF}{RSF_a}\right)$$

$$MAWPr = 1191.13 * \left(\frac{0.721}{0.9}\right)$$

$$MAWPr = 1075.69 \text{ psi}$$

$$MAWPr = 1075.69 \text{ psi} > P = 600 \text{ psi}$$

**\* La dimensión longitudinal del defecto es aceptable por la Evaluación FFS Nivel 1**

❖ **PASO 13:**

Se procedió a evaluar la dimensión circunferencial del defecto. Para ello se calculó la dimensión equivalente del defecto

$$\lambda_c = \frac{1.285c}{\sqrt{D * t_c}}$$

Si

$$c = g_w = 10 \text{ mm} = 0.393 \text{ in}$$

$$\lambda_c = \frac{1.285 * 0.393 * 25.4}{\sqrt{260.6 * 9.7}}$$

$$\lambda_c = 0.255$$

❖ **PASO 14:**

Se verificó el cumplimiento de las siguientes restricciones

Restricción 1:

$$\lambda_c \leq 9$$

$$\lambda_c = 0.255$$

**(cumple)**

Restricción 2:

$$\frac{D}{t_c} \geq 20$$

$$\frac{260.6}{9.7} \geq 20$$

$$\frac{D}{t_c} = 26.86$$

**(cumple)**

Restricción 3:

$$0.7 \leq E \leq 1$$

$$E = 1$$

(cumple)

Restricción 4:

$$0.7 \leq RSF \leq 1$$

$$RSF = 0.721$$

(cumple)

❖ **PASO 14:**

Se determinó el factor de seguridad a la tracción

$$TSF = \frac{E_c}{2RSF} * \left(1 + \frac{\sqrt{4 - 3E_L^2}}{E_L}\right)$$

$$TSF = \frac{1}{2 * 0.721} * \left(1 + \frac{\sqrt{4 - 3 * 1}}{1}\right)$$

$$TSF = 1.386$$

❖ **PASO 15:**

Determinar la aceptabilidad de la dimensión circunferencial a partir del parámetro TSF. Ver figura 3.20

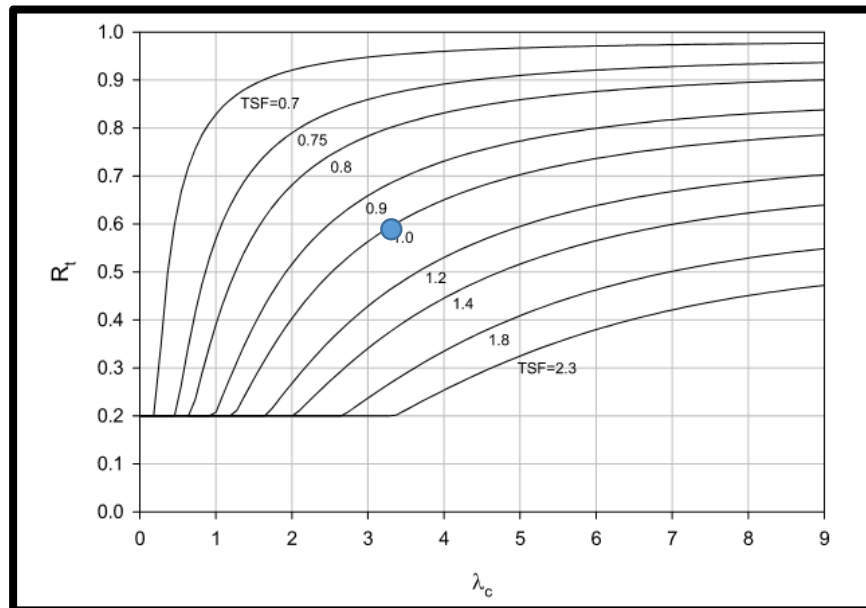


Figura 3.19 - Aceptabilidad de la dimensión circunferencial del Canal

\* La dimensión circunferencial del defecto es aceptable por la Evaluación FFS Nivel 1

### 3.4.5 Diagnóstico General del Componente

El componente satisfizo los criterios de aceptación de la Evaluaciones FFS, según la norma API-579-1/ASME FFS-1 2007:

- ❖ Mediante una Evaluación FFS Nivel 2 para el LTA y
- ❖ Mediante una Evaluación FFS Nivel 1 para el canal

**“El componente se encuentra apto para continuar operando”**

## CAPÍTULO 4

### VALIDACIÓN EXPERIMENTAL: PRUEBA HIDROSTÁTICA

Una vez realizada la evaluación FFS del componente, desarrollada en el capítulo anterior, en este capítulo se describirá la parte experimental del trabajo de tesis: la prueba hidrostática. Dicha prueba sirvió de aval para respaldar la evaluación realizada en el capítulo 3, la cual diagnosticó que el componente involucrado podía continuar operando a la presión de diseño, ya que su máxima presión admisible de trabajo continuaba siendo mayor que esta. Es por este motivo, que la ejecución de esta experiencia pudo asegurar la confiabilidad de la evaluación FFS realizada.



## 4.1 Instrumentación

Para poder llevar a cabo la prueba hidrostática, se utilizó los siguientes instrumentos:

- Tubería de acero A53 Grado B (Ver apartado 3.1)
- Hidrolavadora Karcher (0 - 12000 psi )
- Sistema mecánico regulador de presión
- *Data Chart* o registrador de datos
- Fluido : agua potable a 20 °C

## 4.2 Prueba hidrostática

### 4.2.1 Procedimiento

A continuación, se describe el procedimiento que se siguió y que es necesario ejecutar en caso se desee reproducir dicha experiencia nuevamente.

- a) Limpiar el componente antes de la prueba, utilizando agua o aire a presión, con el objetivo de eliminar suciedad o algún tipo de material extraño.
- b) Establecer puntos de desfogues en la zona más elevada del sistema de tuberías para expulsar los residuos de aire que se hubieran podido formar al momento de llenar el componente con el fluido.
- c) Aislar las partes que no serán sometidas a la prueba (en caso existiesen).
- d) Cubrir el componente a ser evaluado para evitar algún accidente en caso falle el componente. Ver Figura 4.1



**Figura 4.1 - Tubería a ensayar hidrostáticamente**

- e) La presión de prueba será aplicada mediante a través de alguna fuente de presión, la cual se aislara del sistema hasta que este quede dispuesto para la prueba. A su vez, es necesario el acoplamiento de un manómetro en la descarga de la bomba, el cual servirá para controlar la presión del sistema. La bomba debe ser supervisada constantemente durante la prueba por una persona, quien la desconectara del sistema cuando se requiera.
- f) Incrementar la presión gradualmente hasta alcanzar el 50% de la presión de prueba, momento en el cual debe hacerse una inspección visual de toda la tubería. Posteriormente, se continuará incrementando gradualmente la presión hasta llegar a la presión de prueba. En ese momento se realizara la inspección a todas las tuberías.
- g) El tiempo que se mantuvo cada presión de prueba fue de como mínimo un minuto.

#### **4.2.2 Cargas parciales**

El componente involucrado fue sometido a diferentes cargas parciales. A continuación, se describirá las consideraciones que se tuvieron en este experimento:

- a) La presión de prueba debe ser al menos 1.5 veces la presión de diseño
- b) Si la prueba hidrostática se realiza a una temperatura menor que la temperatura de diseño, entonces la presión de prueba se calcula a través de la siguiente relación

$$P_p = \frac{1.5 * P * \sigma_T}{\sigma}$$

Donde:

$P_p$  = Presión de prueba hidrostática

$P$  = Presión de diseño

$\sigma_T$  = Esfuerzo admisible a la temperatura de prueba

$\sigma$  = Esfuerzo admisible a la temperatura de diseño

Como el experimento se realizó a temperatura ambiente de 20 °C, entonces obtenemos que:

$$\sigma_T = 20000 \text{ psi}$$

$$\sigma = 17500 \text{ psi (a la temperatura de diseño de 315°C)}$$

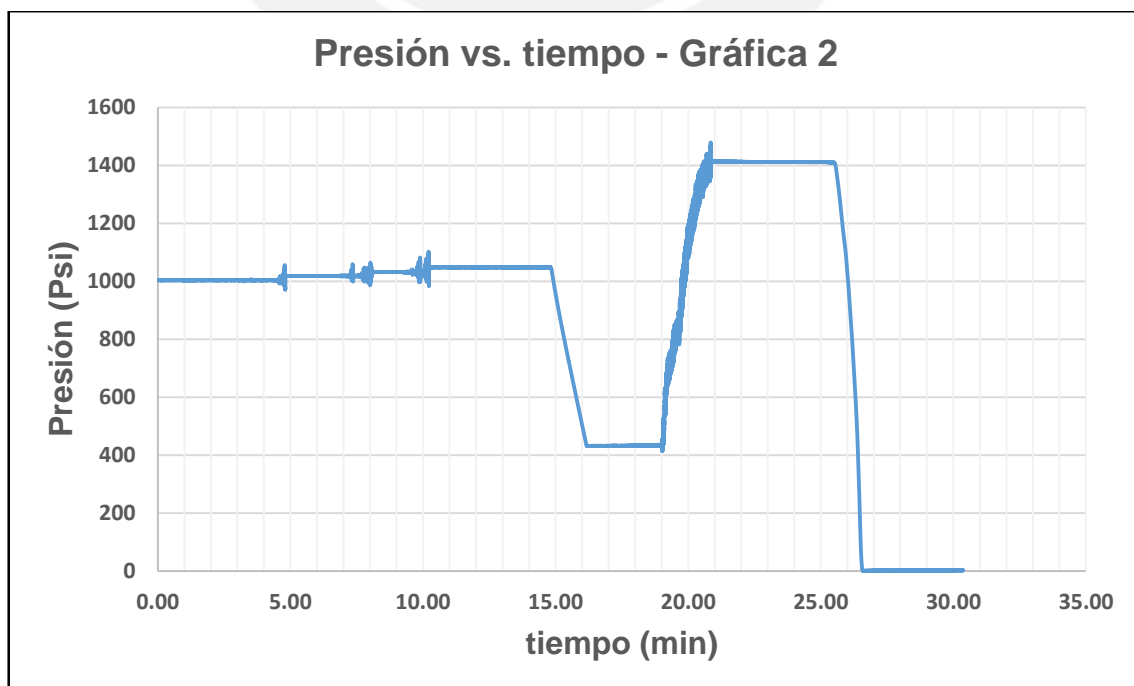
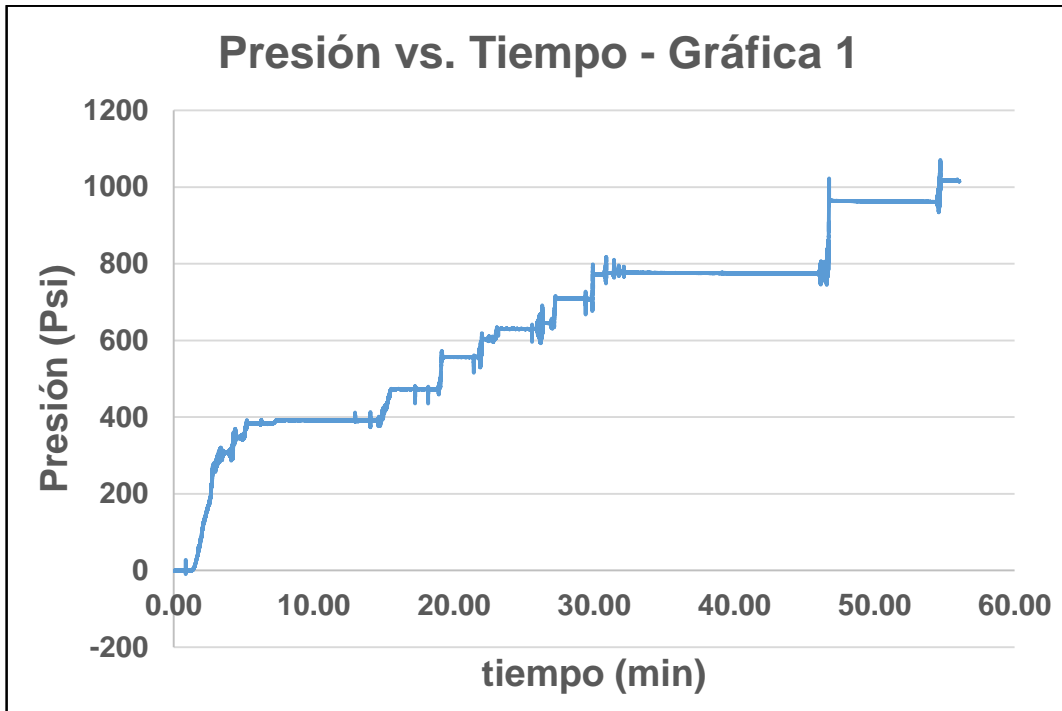
A continuación, en la tabla 4.1 se muestra las diferentes presiones que se evaluaron, así como sus pruebas hidrostáticas correspondientes teniendo en cuenta las consideraciones expuestas líneas arriba.

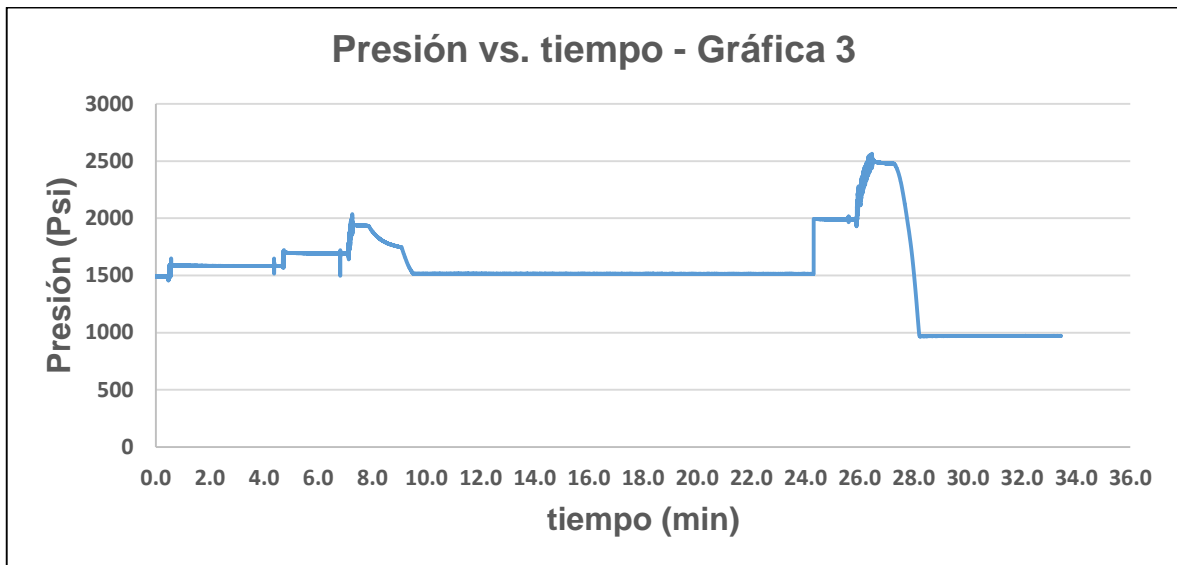
**Tabla 4.1 - Presiones hidrostáticas**

Presión de diseño	Presión hidrostática	Unidades	Observaciones
600.00	1028.60	Psi	Presión de diseño
954.20	1635.80	Psi	MAWP <sub>r</sub> del LTA
1075.70	1844.00	Psi	MAWP <sub>r</sub> del Canal
	2500.00	Psi	El componente falló

### 4.3 Gráficas de Prueba Hidrostática

A continuación, se muestran las gráficas resultantes de la prueba hidrostática





#### 4.4 Resultados y Observaciones

- ❖ Las gráficas mostradas en el apartado anterior son el resultado del ensayo hidrostático practicado al componente adquirido. El ensayo se dividió en tres intervalos: de 0 – 1000 psi, 1000 – 1500 psi, 1500 – 2500 psi. Es por ello que, en cada gráfica, el tiempo se reinicia en cero minutos.
- ❖ En la gráfica 2 se puede apreciar la evaluación de la presión de prueba de 1028.60 psi, la cual avala la operación del componente a la presión de diseño de 600 psi.
- ❖ En la gráfica 3 se puede apreciar la evaluación de las presiones de prueba de 1635.80 y 1844.00 psi, las cuales avalan la resistencia del componente a las presiones de 954.2 y 1075.7 psi respectivamente, con lo cual **se valida** la evaluación FFS realizada en el capítulo 3 del presente documento de tesis.
- ❖ Al finalizar la prueba hidrostática, el componente no presentó fugas; sin embargo, en las gráficas se pueden apreciar ligeras variaciones de presión al pie de cada inspección. Estas variaciones se deben a un problema del tipo mecánico con una de las válvulas *check* controladoras de presión más no con la falla del componente.

- ❖ En la gráfica 2 se puede apreciar una notable caída de presión aproximadamente a los 15 min de iniciado el ensayo. Esto se debió a que la manguera se desconectó por accidente del suministro de agua y produjo una fuga de fluido.
- ❖ En la gráfica 3, aproximadamente en el minuto 7, se alcanzó la presión de prueba de 1844 psi. Después de ello, se despresurizó el componente hasta los 1500 psi para proceder a inspeccionar visualmente el componente. En esta inspección no se encontró ninguna fuga como lo muestra la gráfica y tampoco ningún defecto.
- ❖ Finalmente se procedió a ensayar el componente a 2000 psi y posteriormente se llegó hasta 2500 psi. Después de transcurrido un minuto, se inspeccionó nuevamente el componente, el cual no presentó fugas como se puede apreciar en la gráfica 3; sin embargo, en la inspección visual se encontró que el componente ya había fallado por deformación plástica. Ver Figura 4.2



**Figura 4.2 - Deformación plástica del componente**

## Conclusiones

- ❖ Según la evaluación FFS correspondiente al capítulo 3 del presente documento de tesis, se concluye que el componente evaluado **puede continuar operando a las condiciones de diseño**. De esta evaluación se obtuvo que el defecto crítico, entre el canal y la LTA, es la LTA, ya que el componente, debido a la presencia de este defecto, puede soportar hasta una MAWP de 954.20 psi. Sin embargo, como la presión de diseño es de 600 psi, se concluye que el componente está apto para continuar operando.
- ❖ Además, basándose en la realización de la prueba hidrostática, al haber soportado la presión de prueba que se estableció, se concluye que la evaluación FFS, realizada al componente, es confiable y por ende el componente puede seguir operando a las condiciones de diseño.
- ❖ Según la evaluación desarrollada en el capítulo 3 del presente documento de tesis, para el caso del defecto del LTA, se concluye que una evaluación FFS nivel 1 sirve para poder obtener un diagnóstico preliminar, ya que arroja resultados conservadores. Sin embargo, si se quiere un diagnóstico más preciso de la condición actual del componente se debe realizar una evaluación FFS nivel 2, la cual requiere de mayor información de entrada pero arroja resultados más exactos y cercanos a la realidad.
- ❖ Del desarrollo del presente trabajo de tesis, se concluye que la implementación de esta metodología en la industria peruana puede generar consecuencias tan positivas como la prevención de accidentes, prevención de pérdidas de infraestructura y por último dotar al ingeniero de un procedimiento que le permita tomar decisiones consistentes y sustentadas que eviten gastos en reparaciones innecesarias o incluso en el reemplazo del componente evaluado cuando este aún tiene la posibilidad de continuar operando.
- ❖ Por último, se concluye que el conocimiento de los mecanismos de daños es fundamental no solo para poder identificar el tipo de defecto que presenta el componente, sino también para poder determinar el método de remediación en caso de ser necesario o al menos tomar medidas para reducir la velocidad de

desgaste del componente. Además, es necesario también con el objetivo de prevenir los mismos defectos en otros componentes.

### Observaciones

- ❖ Para efectos de la evaluación FFS realizada en el capítulo 3 del presente documento de tesis, se asumió al componente adquirido como una tubería de longitud infinita, sin presencia de cargas adicionales más que la presión interna.
- ❖ Todo cálculo de pérdida de material, ya sea por corrosión, erosión o abrasión debe ser antecedido por una evaluación de ruptura frágil. En este caso, se asumió que el componente ya había superado satisfactoriamente esta evaluación.
- ❖ Se asumió que el mecanismo de daño del LTA (corrosión), en la evaluación FFS del componente, tiene un comportamiento lineal en el tiempo.
- ❖ De la prueba hidrostática, se observa que la presión de falla fue 2500 psi. Sin embargo, hay que tener en cuenta que dicho valor es un valor aproximado, ya que la tubería nunca presentó fuga, sino que falló por deformación plástica. Por lo tanto, al encontrarse cubierta la tubería (Ver Figura 4.1), no se captó el momento exacto en que comenzó la deformación; sin embargo, a los 2000 psi se realizó una inspección visual sin encontrarse ninguna deformación. Por tal motivo, se aproxima la presión de falla a 2500 psi que fue la última presión de ensayo y en donde ya presentaba deformación plástica.
- ❖ De la presión de falla, en conjunto con el MAWP correspondiente al LTA calculado en el capítulo 3, se obtuvo un factor de seguridad de 2.6. Este factor de seguridad obtenido es menor que el factor de seguridad nominal de la norma API que es de 3.5. Esto se debe a que el componente falló debido a una deformación plástica **SIN** fugas; es decir, sin llegar a la rotura. Por el contrario, el factor de seguridad de 3.5 supone la presencia de rotura del componente, lo



cual no es el caso de este ensayo, ya que no se llegó a experimentar este tipo de falla.

- ❖ Por último, debe tenerse en cuenta que el determinar la vida útil restante no es un cálculo importante en sí mismo, sino que es la base para poder determinar, junto con algún código de inspección, la frecuencia de monitoreo para poder supervisar que el componente siga contando con capacidad para continuar operando sin ningún problema.

### Recomendaciones

- ❖ Del desarrollo del presente de tesis, se recomienda a la industria que corresponda, practicar el debido manejo de información como datos de fabricación, historial de mantenimiento, etc. (Ver apartado 2.4), ya que esta información es de vital importancia para la reproducción del procedimiento desarrollado en este documento de tesis.

## Referencias Bibliográficas

- [1] American Petroleum Institute and American Society of Mechanical Engineers, API 579-1/ASME FFS-1, 2007, Fitness-For-Service, Second Edition
- [2] Holtam C. M., Baxter D. P., Aschroft I. A., Thomson R. C. "A Survey of Fitness-For-Service Trends in Industry", Journal of Pressure Vessel Technology", Vol. III, February (2011).
- [3] American Petroleum Institute . Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries API 530 Annex G, 2003.
- [4] American Petroleum Institute .Fitness-For-Service API 579-1/ASME FFS-1 JUNE 5, 2011.
- [5] American Petroleum Institute. Pressure Vessel Inspection Code : In-Service Inspection, Rating, Repair and Alteration API 510, 2006.
- [6] West, J.M., Corrosión y Oxidación, Fundamentos. Ed. Limusa 1986
- [7] American Society of Mechanical Engineer. Rules for Construction of Pressure Vessel ASME VIII D1, 2010.
- [8] Dr.Fosca, C. Fundamentos de Corrosion para ingenieros. Lima: Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2004.
- [9] Z. Ahmad, Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control, Butterworth-Heinemann, Oxford, UK, 2006.
- [10] P. Roberge, Corrosion Engineering: Principles and Practice, McGraw-Hill Professional, New York, NY, USA, 2008.
- [11] P.MN(END)VT-01, Rev. 0, "Método de Evaluación en Servicio de Recipientes Sujetos a Presión Mediante la Aplicación de Técnicas de Inspección Visual", ININ
- [12] P.MN(END)-09, Rev. 0, "Método de Medición por Ultrasonido del Espesor de Pared de diferentes Materiales", ININ.
- [13] DG-GPASI-IT-00204, Rev. 6, "Procedimiento para el Registro, Análisis y Programación de la Medición Preventiva de Espesores", PEMEX.