



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
SEDE DE CONCEPCIÓN - REY BALDUINO DE BÉLGICA

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
SEDE CONCEPCIÓN – REY BALDUINO DE BÉLGICA**

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE CARCASA DE  
INTERCAMBIADOR DE CALOR DE CRUDO SEGÚN API 579-1/ASME FFS-1.**

Trabajo de Titulación para optar al Título  
de Ingeniero en Ejecución en  
Mantenimiento Industrial.

Alumno:  
Felipe Andrés Inostroza Paredes

Profesor Guía:  
Marcelo Enrique Quiroz Neira

**2025**



## CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

### 1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción):  Memoria o trabajo de título  Tesis de Postgrado

Título del trabajo: ANALISIS Y EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE CARCASA DE INTERCAMBIADOR DE CALOR DE CRUDO SEGÚN API 579-1 ASME FFS-1.

Nombre del candidato(a): FELIPE ANDRÉS INOSTROZA PAREDES

Carrera / Grado: INGENIERÍA EN EJECUCIÓN EN MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

Campus: CONCEPCIÓN Departamento: MECÁNICA.

### 2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, MARCELO ENRIQUE QUIROZ NEIRA, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

### 3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses  12 meses  2 años  3 años  5 años  10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):


---

---


---

### 4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 02-diciembre-2025 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 02-diciembre-2025 Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiera agradecer en primer lugar a Dios por permitirme llegar a este momento de mi vida profesional, y rodearme de personas que me aprecian y apoyan en cada uno de mis pasos.

Agradezco a mi esposa Fernanda por estar siempre a mi lado y ser mi compañera incondicional, por cuidar lo que muchas veces tuve que dejar de lado para avanzar en este camino, por instarme a continuar y cerrar los procesos.

Gracias a mis padres por su instrucción, que no hay otro camino más que el esfuerzo y la superación.

A amigos como don Pedro muchas gracias por siempre estar ahí para conversar y rebatir cuestiones técnicas, por motivar, por la generosidad al siempre compartir información, documentación y conocimientos.

No me cabe duda, que sin cada uno de ellos esto no habría sido posible. Gracias.



## **RESUMEN**

El API 579 es una herramienta esencial para la gestión de la integridad mecánica en la industria, proporcionando un marco para evaluar y asegurar la seguridad y funcionalidad de los equipos en servicio.

En el presente documento se presenta de manera estructurada una evaluación destinada a determinar la aptitud para el servicio de un componente afectado por corrosión generalizada y pérdida general de metal base, esta evaluación sigue los pasos de la Parte 4 y 2C del estándar API 579.

Esta evaluación considera los datos recabados mediante inspecciones realizadas según recomendaciones de API 510 y los mecanismos de daño asociados al producto y las condiciones operativas para las cuales fue diseñado el equipo y sus componentes respectivos.

El estándar API 579 es determinante a la hora de definir el estado estructural, ya que mediante sus procedimientos establece de manera clara si el equipo o componente cumple o no con los distintos niveles de evaluación, y en el cumplir con los criterios de aceptación establecidos se deberá realizar recomendaciones de remediación (reparación), disminución de cargas de trabajo, o poner fin a la vida útil del activo.

Dado que el equipo fue diseñado de acuerdo con ASME Sección VIII División 1, las recomendaciones de reparación son realizadas de acuerdo con el código ASME PCC-2, las cuales han sido reconocidas y son generalmente aceptadas tanto por API como por ASME.

Se presentará también una evaluación considerando los aspectos de carácter económicos para tener en cuenta los costos asociados a cada decisión que se tome.



## INDICE DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
1.1	OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
<b>2</b>	<b>UBICACIÓN DEL EQUIPO EN EL PROCESO DE REFINACIÓN DE CRUDO.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>MECANISMO DE DAÑO.....</b>	<b>8</b>
3.1	IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO DENTRO DEL PROCESO.....	8
3.2	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL FLUJO DE PROCESO .....	8
3.3	MATERIALIDAD DE LOS COMPONENTES AFECTADOS .....	9
3.4	IDENTIFICACIÓN DEL MECANISMO DE DAÑO .....	9
<b>4</b>	<b>TASA DE CORROSIÓN.....</b>	<b>13</b>
4.1	TASA DE CORROSIÓN ESTIMADA .....	14
<b>5</b>	<b>MARCO TEORICO DE DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESION INTERNA .....</b>	<b>16</b>
5.1	ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO PARA CARCASAS CILÍNDRICAS .....	16
5.2	ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO PARA BOQUILLAS .....	17
5.3	CÁLCULO DE APERTURAS EN MANTO Y REFUERZOS.....	17
<b>6</b>	<b>ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.....</b>	<b>20</b>
6.1	EVALUACIÓN DE PÉRDIDA GENERALIZADA DE METAL EN CARCASA (LOSS) .....	20
6.1.1	Evaluación de integridad nivel 1.....	21
6.1.1.1	Perfil de Espesores Críticos Circunferenciales CTP <sub>C</sub> .....	24
6.1.1.2	Perfil de Espesores Críticos Longitudinales CTP <sub>L</sub> .....	24
6.1.1.3	Variables esenciales para determinar $t_{am}^c$ y $t_{am}^s$ .....	25
6.1.1.4	Esposores promedio medidos basados en CTP. ....	26
6.1.1.5	Promedio espesores mínimos medidos circunferencialmente $t_{am}^c$ basado en perfil CTP <sub>C</sub> . ....	26
6.1.1.6	Promedio espesores mínimos medidos longitudinalmente $t_{am}^s$ basado en perfil CTP <sub>L</sub> . ....	28
6.1.1.7	Criterios de aceptabilidad del componente basado en $t_{am}^c$ y $t_{am}^s$ . ....	29
6.1.1.8	Esposor mínimo requerido para la presión interna para esfuerzos circunferenciales y longitudinales $t_{min}^c$ ; $t_{min}^L$ . ....	29
6.1.1.9	Comprobación del criterio de aceptación para la evaluación nivel 1. ....	29
6.1.2	Evaluación de integridad nivel 2.....	30
6.1.2.1	Esposor mínimo requerido para la presión interna para esfuerzos circunferenciales y longitudinales $t_{min}^c$ ; $t_{min}^L$ . incluyendo el factor $RSFa$ . ....	30



6.1.2.2	Comprobación del criterio de aceptación para la evaluación nivel 2. ....	30
6.2	EVALUACIÓN DE PÉRDIDA GENERALIZADA DE METAL EN BOQUILLA .....	31
6.2.1	Evaluación de integridad nivel 2.....	31
6.2.1.1	Identificación de la zona de refuerzo.....	31
6.2.1.2	Espesores promedio medidos $t_{am}^{nozz}$ y $t_{am}^{shll}$ en zona de refuerzo.....	32
6.2.1.3	Determinación de área requerida en zona de refuerzo.....	33
6.2.1.4	Evaluación de áreas disponibles. ....	34
6.2.2	Análisis de los resultados .....	37
6.3	MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO PARA EL COMPONENTE AFECTADO .....	37
6.4	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	39
<b>7</b>	<b>RECOMENDACIONES DE REMEDIACIÓN .....</b>	<b>41</b>
7.1	ASME PCC-2 PARTE 2 REPARACIONES SOLDADAS. ....	41
7.1.1	Artículo 201, Placas de inserción soldadas a tope en componentes presurizados.....	41
7.2	RECOMENDACIÓN .....	43
7.2.1	Especificaciones del inserto .....	43
7.2.2	Procedimiento de soldadura .....	44
7.2.3	Exámenes no destructivos en soldaduras .....	44
7.2.4	Prueba de presión .....	44
<b>8</b>	<b>ASPECTOS ECONÓMICOS.....</b>	<b>46</b>
8.1	IMPLICANCIAS ECONÓMICAS .....	46
8.2	CONSECUENCIAS ANTE UNA EMERGENCIA.....	46
8.3	COSTO DEL PLAN DE REPARACIÓN .....	48
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>49</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>50</b>



## **INDICE DE FIGURAS**

Fig 1-1. Reducción de diagrama de instrumentación y proceso (P&ID) de la unidad de destilación en vacío.....	6
Fig 2-1. Figura 4-1 Crude Unit/Vacuum de API-571.....	10
Fig 3-1. Curvas McConomy.....	11
Fig 4-1. Vista en corte de apertura se indica las áreas requeridas para el cálculo, ASME BPVC Sección VIII División 1 2023.....	18
Fig 5-1. Vista general del equipo y la zona afectada por la pérdida de metal base.....	22
Fig 6-1. Planos de inspección y perfiles de espesor críticos. ....	23
Fig 7-1 y 2. Perfiles de espesor críticos en el plano longitudinal y circunferencial .....	23
Fig 8-1. Detalle de perfil de espesores críticos circunferenciales.....	26
Fig 9-1. Detalle de perfil de espesores críticos longitudinales.....	28
Fig 10-1. Zona de refuerzo requerida para boquillas con o sin pad de refuerzo. ....	31
Fig 11-1. Muestra parámetros para el cálculo de refuerzo en boquillas.....	34
Fig 12-1. Área requerida vs área disponible. ....	39
Fig 13-1. Presión de diseño vs MAWPr .....	39



## **INDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Propiedades físicas de crudo Sururu TOTAL de origen Brasileño. ....	13
Tabla 2. Propiedades físicas según corte de extracción y producto.....	13
Tabla 3. Corrosión estimada para aceros al carbono según peso porcentual S wt%, TAN y temperatura de fluido.....	14
Tabla 4. Espesores medidos en la zona de pérdida generalizada de metal en carcasa. ...	21
Tabla 5. Criterios de aceptación para evaluación nivel 1, API 579-1.....	29
Tabla 6. Criterio de aceptación para evaluación nivel 2, API 579-1 .....	30
Tabla 7. Espesores medidos en boquilla. ....	32
Tabla 8. Registro de espesores en zona de refuerzo de carcasa.....	32
Tabla 9. Costos asociados a una detención de emergencia. ....	47
Tabla 10. Detalle de costos de la reparación.....	48



## **NOMENCLATURA**

**API:** American Petroleum Institute.

**ASME:** The American Society of Mechanical Engineers.

**END:** Ensayos No Destructivos.

**HAZ:** Heat Affected Zone o Zona afectada por el calor.

**MAWP:** Maximum Allowable Working Pressure, Máxima presión de trabajo admisible.

**MAWPr:** Maximum Allowable Working Pressure reduced, Máxima presión de trabajo admisible reducida para el componente dañado.

**P&ID:** Process and Instrumentation Diagram, Diagrama de instrumentación y procesos.

**Q:** Factor para determinar la longitud para el promedio de espesor basado en  $RFS_a$  y  $R_t$ .

**RSF:** Remaining Strength Factor, o Factor de resistencia remanente.

**RSF<sub>a</sub>:** Allowable Remaining Strength Factor, o Factor de resistencia remanente permisible.

**R<sub>t</sub>:** Relación de espesor remanente.

**TAN:** Total Acid Number o Número de acidez total.

**TURNAROUND:** Detención de planta para mantenimiento.



## **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**



## **1 INTRODUCCIÓN**

La seguridad es una preocupación constante en cualquier industria, es por eso que tener un control y buena gestión de los activos físicos de la compañía es fundamental para poder garantizar una operación rentable, segura y libre de incidentes que afecten tanto a las personas como a la operación misma.

Por esta razón el monitoreo y los planes de inspección predictiva juegan un papel clave dentro la gestión de activos.

El mantenimiento predictivo nos permite anticiparnos a los eventos de falla que podrían desatar inclusive una catástrofe. En ese sentido los ensayos END y los nuevos desarrollos tecnológicos son claves en conjunto con el conocimiento de los mecanismos de daño presentes en nuestros procesos para poder definir los planes de inspección/mantenimiento y la criticidad de cada equipo.

Es por esta razón que durante mantenimiento general mayor el intercambiador precalentador de crudo perteneciente a una unidad de destilación al vacío de la planta ENAP Refinerías, entra en detención para su evaluación, tanto interior como exterior, y haciendo uso de las herramientas tecnológicas presentes se realizó monitoreo de espesores en su carcasa y demás componentes interiores.

Como resultado de dicha inspección, se registra una pérdida generalizada de espesor en carcasa y boquilla de ingreso de crudo al equipo registrando valores mínimos de 0,13 y 0,063 pulgadas respectivamente.

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

El objetivo principal del proyecto es determinar si el recipiente, de acuerdo con la data recopilada mediante END, cumple con los requerimientos mínimos de espesores para soportar la presión del servicio para el cual fue diseñado, durante el lapso establecido hasta la siguiente detención, luego de que los datos recolectados arrojaran como resultado la pérdida generalizada de metal base en manto y boquilla de carcasa.

Mediante el análisis realizado podremos respaldar y dar sustento técnico a la toma de decisiones, otorgándoles validez frente a estándares y buenas prácticas.



## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- I. Aplicar el procedimiento detallado en la parte 4 y 2C de API 579 para determinar la aptitud para el servicio del componente afectado.
- II. Determinar una tasa de corrosión específica con las variables de producto, temperatura y materiales de construcción del equipo, de acuerdo es estándar API 581.
- III. Realizar recomendaciones para una eventual reparación de ser requerida, de acuerdo con el estándar ASME PCC-2.
- IV. Realizar un análisis económico de las implicancias de la reparación frente a una no reparación de las partes afectadas.



## **CAPÍTULO 2: UBICACIÓN DEL EQUIPO EN EL PROCESO DE REFINACIÓN DE CRUDO**



## **2 UBICACIÓN DEL EQUIPO EN EL PROCESO DE REFINACIÓN DE CRUDO**

Dentro del proceso de refinación la unidad de vacío cumple la función de procesar el crudo reducido procedente del fondo de la torre de destilación de crudo atmosférico. Esta operación en vacío permite disminuir la temperatura en la torre y posibilitar el fraccionamiento de este producto de fondo, evitando la ruptura de moléculas o cracking térmico.

Previo al ingreso a la torre de vacío, el crudo reducido proveniente de la torre de destilación atmosférica pasa por un proceso de calentamiento en un horno de tubos horizontales donde se produce una vaporización parcial, luego se alimenta la torre de destilación a vacío a unos 390°C, en la cual a una presión absoluta de 40 mmHg (aproximadamente 0,05 psig) los vapores que ascienden se van encontrando con zonas frías, produciéndose de esta forma la condensación y separación de los productos.

Mediante este proceso la unidad de destilación al vacío separa el crudo reducido en corrientes de gasoil al vacío ligeras, medias y pesadas. Todas las corrientes se procesan posteriormente en unidades de hidrotratamiento, hidrocraqueo u otras unidades de mejora de residuos aguas abajo para producir productos más ligeros y valiosos. Este método se utiliza para mejorar la recuperación de productos destilados medios a partir del crudo reducido.

El intercambiador precalentador de crudo se posiciona en una etapa intermedia de la torre de vacío, extrayendo un corte de gasóleo intermedio el cual mediante el paso por la carcasa entrega calor al crudo que pasa por el haz tubular proveniente del estanque de almacenamiento de crudo, para enviarlo a proceso a la unidad de destilación a presión atmosférica.

El intercambiador luego de precalentar el crudo destina el gasóleo intermedio a dos intercambiadores consecutivos antes de volver a inyectar el gasóleo en la sección superior de la torre de vacío esta vez a 210°C enfriando la columna para así evitar la formación de vapores producto del exceso de temperatura.

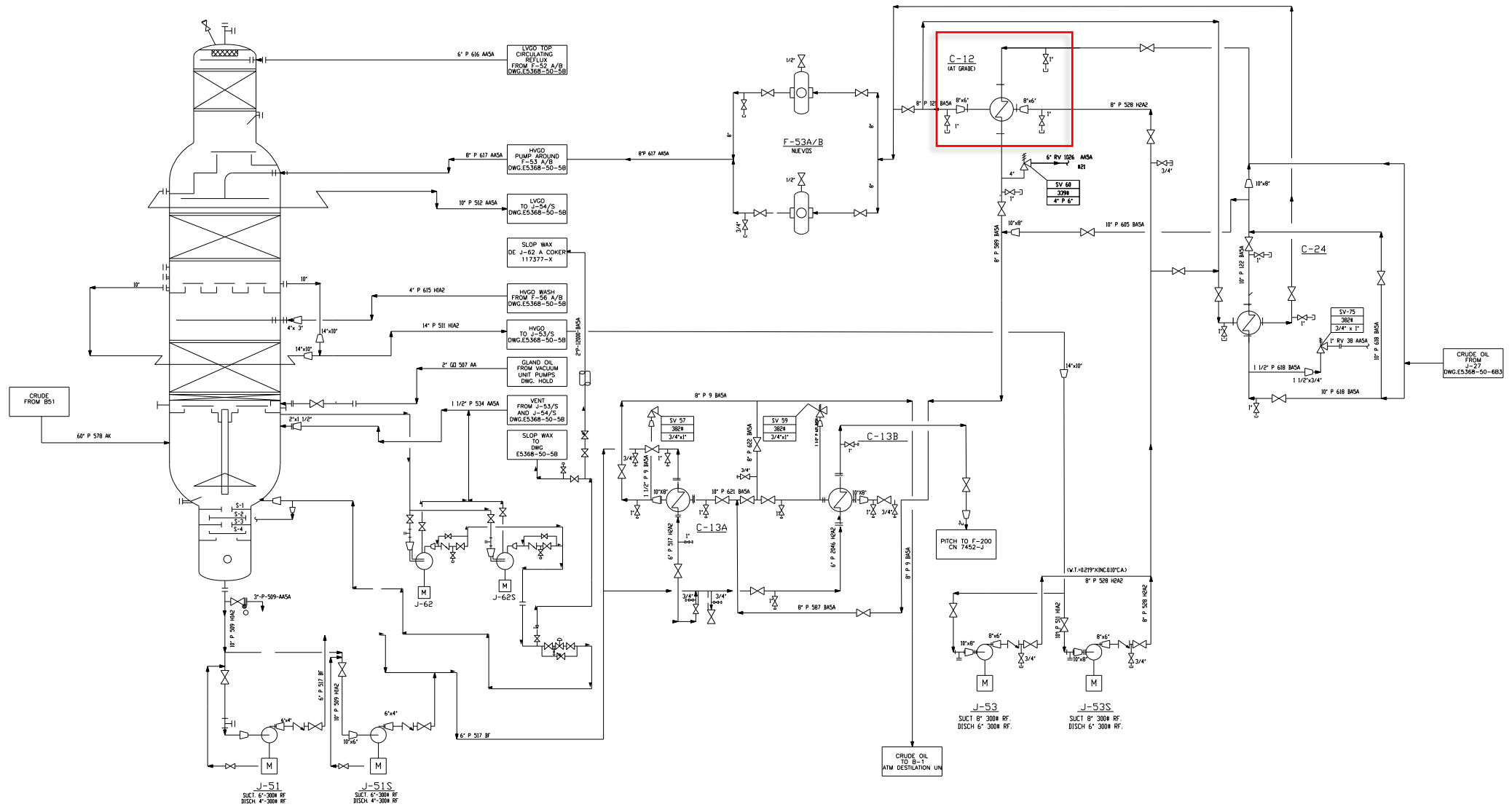


Fig 1-1. Reducción de diagrama de instrumentación y proceso (P&ID) de la unidad de destilación en vacío



### **CAPÍTULO 3: MECANISMO DE DAÑO**



### **3 MECANISMO DE DAÑO**

Las interacciones entre los materiales de construcción y las condiciones ambientales a las que están expuestos, incluidas las condiciones del proceso y las condiciones externas, son extremadamente variadas dentro de una refinería de petróleo en funcionamiento.

Las refinerías de petróleo contienen muchas unidades de procesamiento diferentes, cada una con su propia combinación de flujos de proceso y condiciones de temperatura y presión.

En este capítulo se describirá de manera general, basado en la práctica recomendada API-571 DAMAGE MECHANISMS AFFECTING FIXED EQUIPMENT IN THE REFINING INDUSTRY el mecanismo de daño mediante el cual la carcasa del intercambiador de calor precalentador

#### **3.1 IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO DENTRO DEL PROCESO**

Una vez identificado el equipo y su ubicación dentro del proceso, usando API RP 571 podemos acotar los posibles mecanismos de daño que de acuerdo con la Parte 4 *Process Unit Process Flow Diagrams* en la cual encontramos diagramas de flujo de proceso comunes de una refinería y en los cuales se resaltan los mecanismos de daño que pudiesen afectar las distintas áreas de las unidades.

#### **3.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL FLUJO DE PROCESO**

Como hemos visto anteriormente el intercambiador de calor al cual hacemos referencia cumple la función principal de enfriar el gasoil extraído de un corte intermedio de la torre de vacío, y a la vez precalentar el crudo para su ingreso al horno de proceso de la unidad de destilación atmosférica, de este modo logramos evitar el sobrecalentamiento de la torre de destilación al vacío y generar las condiciones requeridas para el proceso, y a la vez se optimiza el consumo de energía en la unidad de destilación atmosférica.

El gasoil que sale de una etapa intermedia de la torre de destilación al vacío ingresa a la carcasa del intercambiador por la boquilla superior N3, a una temperatura aproximada de 580°F (304°C) y una presión de 90 psig.



### **3.3 MATERIALIDAD DE LOS COMPONENTES AFECTADOS**

El intercambiador de calor principalmente, tanto sus interiores como la membrana de presión externa, están contruidos en base a acero carbono de baja aleación.

En la carcasa encontramos un ASTM A-516 Grado 60 para servicio de moderada y baja temperatura.

Las boquillas de alimentación y descarga de carcasa N3 y N4 respectivamente, son contruidas a partir de un ASTM A-106 Grado A, los cuales se especifican como tubos de acero al carbono sin costura para servicio a alta temperatura.

### **3.4 IDENTIFICACIÓN DEL MECANISMO DE DAÑO**

De acuerdo con lo observado en las subsecciones anteriores, podemos concluir en primera instancia que el mecanismo de daño presente en la carcasa y boquilla del equipo se trataría de CORROSIÓN SULFÍDICA o SULFIDACIÓN.

La práctica recomendada API 571 en su Figura 4-1 (ver Fig 2-1) nos señala los distintos mecanismos de daño presente en las distintas zona de la unidad específica. En la figura 2-1 se resalta en rojo el intercambiador de calor que analizaremos en el caso actual. De acuerdo con API 571, este mecanismo de daño puede afectar a aceros al carbono y otras aleaciones como resultado a la reacción con compuestos con azufre a alta temperatura.

Entre los materiales susceptibles el documento señala los siguientes:

- todos los materiales a base de hierro, incluidos el acero al carbono y los aceros de baja aleación,
- el acero inoxidable de la serie 400, todos estos ordenados de mayor a menor susceptibilidad.
- También pueden verse afectados aleaciones en base a níquel y aleaciones en base a cobre.

Los factores que mayormente influyen en la corrosión sulfídica son la composición del metal base, la temperatura de operación, y la concentración de azufre en el fluido.

La velocidad de corrosión sulfídica aumenta con la temperatura entre los 440 y 800°F (230-425°C) y luego disminuye a medida que aumenta la temperatura hasta los 1000°F (540°C).

Las tasas de corrosión sulfídica aumentan con el alza en la concentración de azufre en el fluido, sin embargo, la cantidad de azufre dentro del flujo es de menos importancia que el efecto de la temperatura a la hora de determinar una tasa de corrosión. En la figura 3-1 se muestra las Curvas McConomy que muestran el efecto típico de la temperatura sobre la sulfidación a alta temperatura en aceros carbono y aceros inoxidables.



El cromo es un elemento de aleación beneficioso que protege contra la corrosión por sulfuración, es decir, la velocidad de corrosión del acero con un 5% de *Cr* es inferior a la velocidad de corrosión del acero al carbono.

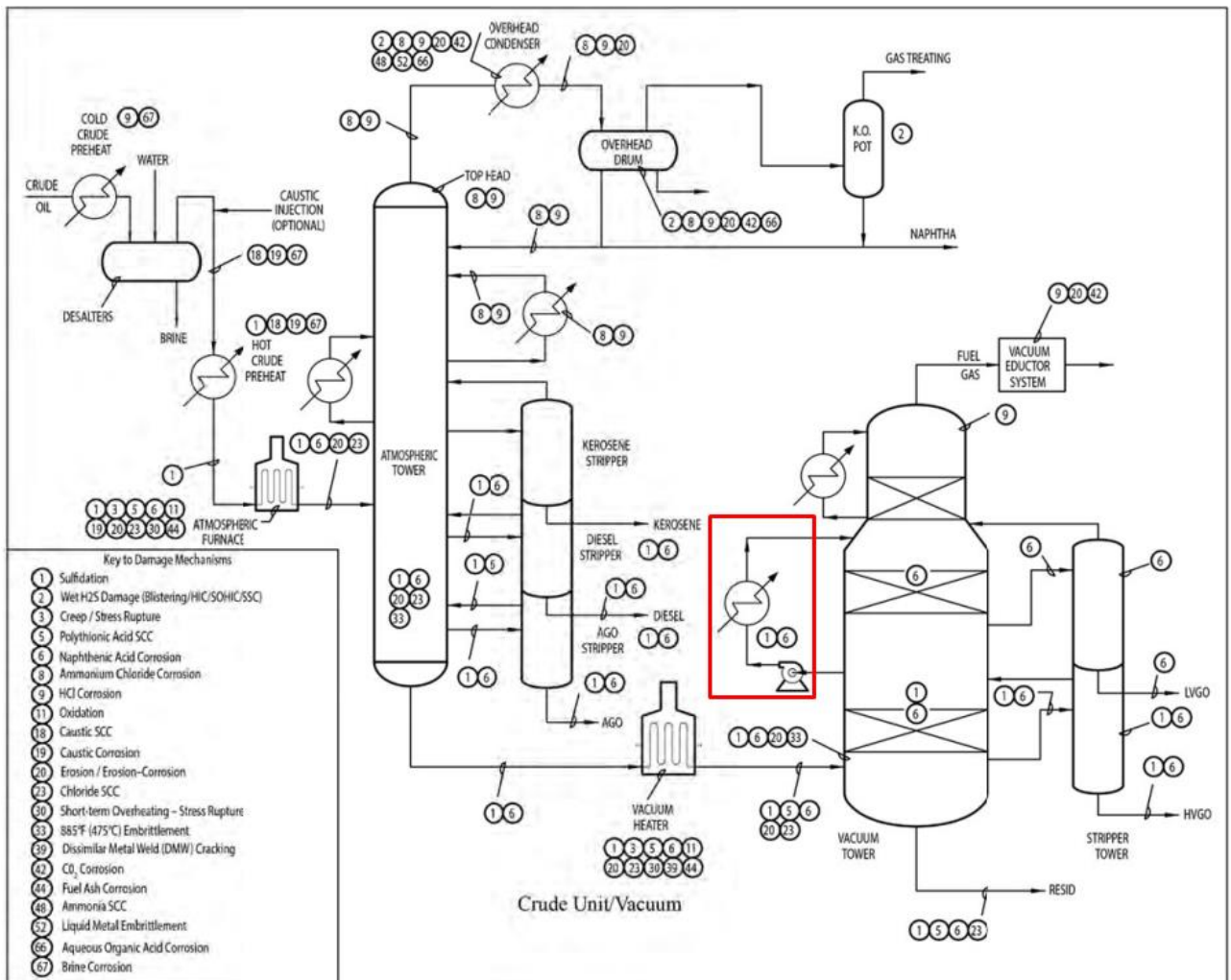


Fig 2-1. Figura 4-1 Crude Unit/Vacuum de API-571.

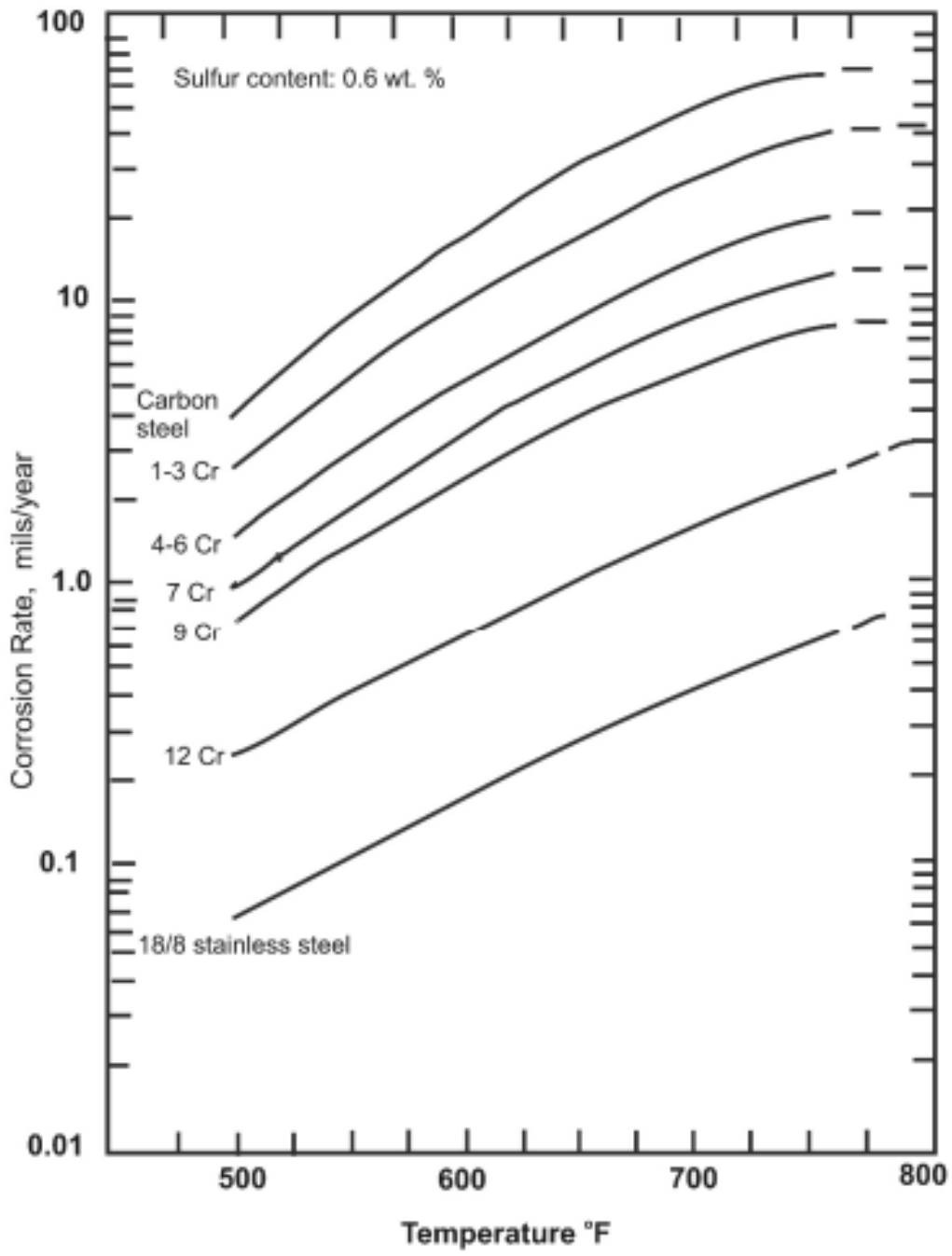


Fig 3-1. Curvas McConomy.



## **CAPÍTULO 4: TASA DE CORROSIÓN**



## 4 TASA DE CORROSIÓN

De acuerdo con la información de procesos, se ha estado utilizando como materia prima principal el crudo SURURU de origen brasileño, el cual, según los datos proporcionados por el proveedor TOTAL, presenta las siguientes características.

TOTAL	Crude				TBP							
	Country		Brazil		DISTILLATION							
Density at 15°C, kg/m3	884.5		Assay Date		01-Mar-18		°C	wt%	vol%	°C	wt%	vol%
*API	28.4						080	4.4	6.0	460	59.4	63.5
Bbl/mt	7.123						090	5.1	6.9	480	62.7	66.6
Acidity, mg KOH/g	0.28						100	5.9	7.9	500	66.0	69.7
Sulphur, wt%	0.32						120	7.7	10.0	520	69.3	72.8
Hydrogen Sulphide, mg/kg	7						140	9.7	12.4	540	72.5	75.8
Mercaptan Sulphur, mg/kg	36						160	12.1	15.1	560	75.7	78.7
Viscosity, cSt at 10 °C	56.8						180	14.6	17.9	580	78.7	81.4
Viscosity, cSt at 50 °C	11.8						200	17.4	21.0			
Pour Point, °C	-15						220	20.3	24.2			
Total Nitrogen, wt%	0.32						240	23.5	27.5			
Wax, wt%	-						260	26.7	30.9			
Wax Appearance Temperature, °C	-						280	30.0	34.3			
RVP at 37.8 °C, kPa	-						300	33.3	37.7			
Water, vol%	0.1						320	36.6	41.1			
NaCl, mg/kg	269						340	39.9	44.4			
Nickel, mg/kg	10.0						360	43.1	47.7			
Vanadium, mg/kg	6.7						380	46.4	50.9			
Iron, mg/kg	-						400	49.6	54.1			
Mercury, µg/kg	-						420	52.9	57.2			
							440	56.1	60.3			

Tabla 1. Propiedades físicas de crudo Sururu TOTAL de origen brasileño.

PROPERTIES OF TBP CUTS																
LIGHT NAPHTHA	Cuts °C	Yield wt%	Yield vol %	Den 15°C kg/m3	S wt%	RSH mg/kg	RON clear	MON clear			Napht. vol%	Aro. vol%	RVP kPa			
	15-65	2.5	3.3	655	0.00	8	73.3	72.9			9.4	0.3	-			
	15-80	3.5	4.6	667	0.00	16	70.2	70.0			15.3	1.0	-			
HEAVY NAPHTHA	Cuts °C	Yield wt%	Yield vol %	Den 15°C kg/m3	S wt%	RSH mg/kg					Napht. vol%	Aro. vol%				
	80-150	6.5	7.7	747	0.02	48					38.4	8.7				
	80-175	9.6	11.1	758	0.02	46					37.9	10.3				
	100-150	5.0	5.8	755	0.02	48					38.4	9.7				
KEROSENE	Cuts °C	Yield wt%	Yield vol %	Den 15°C kg/m3	S wt%	RSH mg/kg	Smoke Pt mm	Acidity mgKOH/g	Cetane Index	Freez. Pt °C		Aro. vol%	Visc cSt		Flash Point	
	150-230	11.0	12.1	803	0.05	37	22	0.07	39.9	-46		15.6	1.0		57.4	
	175-230	7.9	8.6	811	0.06	34	22	0.07	40.6	-43		16.3	1.1		69.6	
	150-250	14.2	15.5	810	0.06	34	22	0.07	41.4	-42		16.3	1.1		60.7	
GASOIL	Cuts °C	Yield wt%	Yield vol %	Den 15°C kg/m3	S wt%		Anilin Point °C		Cetane Index	Cloud Pt C	CFPP C	Pour Pt C	Visc cSt 50°C	Visc cSt 100°C	UOPK	Flash Point
	175-400	35.7	36.9	853	0.17		68		48.6	-7	-9	-12	2.9	1.3	11.8	83.0
	230-400	27.8	28.3	866	0.20		71		51.2	-4	-5	-5	4.0	1.7	11.8	106.8
	230-375	23.7	24.3	860	0.18		70		51.4	-9	-9	-10	3.4	1.5	11.8	105.0
VACUUM DISTILLATE	Cuts °C	Yield wt%	Yield vol %	Den 15°C kg/m3	S wt%	Conrad. wt%	Anilin Point °C	Ni mg/kg	Va mg/kg	Total N wt%	Bas N mg/kg	Pour Pt C	Visc cSt 100°C	Visc cSt 150°C	UOPK	Asp C7 wt %
	375-550	28.5	27.1	928	0.38	0.3	85	0	0	0.35	572	35	12.4	4.1	11.8	0.1
	375-565	30.9	29.3	930	0.38	0.5	86	0	0	0.37	648	37	13.8	4.4	11.8	0.1
	375-580	33.1	31.3	932	0.39	0.7	86	1	1	0.38	723	38	15.4	4.8	11.8	0.1
	400-580	29.1	27.4	937	0.40	0.8	87	1	1	0.41	818	40	19.3	5.6	11.9	0.2
RESIDUE	Cuts °C	Yield wt%	Yield vol %	Den 15°C kg/m3	S wt%	Conrad. wt%	Acidity mgKOH/g	Ni mg/kg	Va mg/kg	Total N wt%		Pour Pt C	Visc cSt 100°C	Visc cSt 150°C	Pene mm/10	Asp C7 wt %
	> 375	54.4	49.9	962	0.50	7.8	0.1	18	12	0.57		27	84	16	-	1.7
	> 550	25.9	22.8	1003	0.63	16.0	0.1	38	26	0.82		65	3180	188	50	3.5
	> 565	23.6	20.6	1008	0.65	17.3	0.1	42	28	0.85		68	5350	266	38	3.8
	> 580	21.3	18.6	1012	0.66	18.8	0.1	46	31	0.87		71	9470	390	31	4.1

Tabla 2. Propiedades físicas según corte de extracción y producto.



#### 4.1 TASA DE CORROSIÓN ESTIMADA

Al no contar con registros de inspecciones pasadas, se utilizarán estos datos para determinar una tasa de corrosión estimada siguiendo las recomendaciones de *API RP 581*, 2025 2.B.3.4 Determination of Corrosion Rate usando la tabla 2.B.3.2 (Tabla 3).

Table 2.B.3.2—High-temperature Sulfidic and Naphthenic Acid Corrosion—Estimated Corrosion Rates for Carbon Steel (mpy)

Sulfur (wt %)	TAN (mg/g)	Temperature (°F)							
		≤ 450	500	550	600	650	700	750	> 750
0.2	0.3	1	3	7	15	20	35	50	60
	0.65	5	15	25	35	45	55	65	75
	1.5	20	25	35	65	120	150	180	200
	3.0	30	60	60	120	150	160	240	240
	4.0	40	80	100	160	180	200	280	300
0.4	0.3	1	4	10	20	30	50	70	80
	0.65	5	10	15	25	40	60	80	90
	1.5	8	15	25	35	50	75	90	110
	3.0	10	20	35	50	70	100	120	130
	4.0	20	30	50	70	90	120	140	160
0.6	0.3	1	5	10	25	40	60	90	100
	0.65	5	10	15	30	50	80	110	130
	1.5	10	15	30	50	80	100	130	150
	3.0	15	30	50	80	100	120	140	170
	4.0	25	40	60	100	120	150	180	200
1.5	0.3	2	5	15	30	50	80	110	130
	0.65	7	10	20	35	55	100	130	150
	1.5	15	20	35	55	100	120	140	170
	3.0	20	30	55	85	110	150	170	200
	4.0	30	45	75	120	140	180	200	260
2.5	0.3	2	7	20	35	55	95	130	150
	0.65	7	10	30	45	60	120	140	170
	1.5	15	20	40	60	75	140	170	200
	3.0	20	35	60	90	120	170	200	260
	4.0	35	50	80	120	150	200	260	280
3.0	0.3	2	8	20	40	60	100	140	160
	0.65	8	15	25	45	65	120	150	170
	1.5	20	25	35	65	120	150	180	200
	3.0	30	60	60	120	150	160	240	240
	4.0	40	80	100	160	180	200	280	300

Tabla 3. Corrosión estimada para aceros al carbono según peso porcentual S wt%, TAN y temperatura de fluido.

Mediante lo datos entregados por el proveedor de crudo, los cortes de gasoil destilado a una temperatura de entre 440-750°F (230-400°C) tienen un peso porcentual de 0,2% de azufre. Y una acidez de 0,28 mg KOH/g (TAN).

Estos parámetros llevados a la tabla YY (Tabla 2.B.3.2 API RP 581) utilizando la temperatura de diseño de la carcasa 605°F obtenemos una tasa de corrosión estimada de **15 mpy (0,381 mm/yr)**.



## **CAPÍTULO 5: MARCO TEORICO DE DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESION INTERNA.**



## **5 MARCO TEORICO DE DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESION INTERNA**

### **5.1 ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO PARA CARCASAS CILÍNDRICAS**

El diseño o selección del espesor nominal de la plancha mediante el cual será construido la carcasa o manto de un recipiente sometido a presión interna tiene directa relación con la presión y el esfuerzo admisible del material seleccionado.

Para el caso de una carcasa cilíndrica, el espesor requerido por la presión interna se determina por los requerimientos generales de ASME Sección VIII División 1 en UG-27, mediante la siguiente expresión:

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$$

Siendo:

*P*: La presión interna de diseño para el recipiente, esta deberá ser siempre mayor al valor de operación.

*D*: Diámetro interior del cilindro.

*E*: Factor de eficiencia de la junta.

*S*: Esfuerzo admisible del material, este se determina mediante las tablas de ASME Sección II Parte D, y vienen determinadas según la temperatura de trabajo del metal.

A este valor de espesor se le deberá adicionar un valor extra denominado Corrosión Permitida (C.A por sus siglas en ingles *Corrosion Allowance*), el cual es determinado por el diseñador teniendo en consideración las condiciones del servicio y la vida útil prevista para el equipo.



## 5.2 ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO PARA BOQUILLAS

De igual manera para determinar el espesor mínimo requerido para el cuello de una boquilla  $t_{UG-45}$  conectada a una carcasa o un cabezal, se deben ponderar según el procedimiento descrito en ASME Sección VIII División 1 requerimientos generales UG-45 los siguientes valores:

$t_a$ : Espesor requerido por presión interna y/o externa para el cuerpo cilíndrico de la boquilla, este se realiza de acuerdo con el procedimiento descrito en UG-27 y UG-28.

$t_{b1}$ : Espesor requerido por presión interna para el cuerpo del componente al cual será conectada la boquilla.

$t_{b2}$ : Espesor requerido por presión externa para el cuerpo del componente al cual será conectada la boquilla.

$t_{b3}$ : Espesor mínimo estructural del cuello de la boquilla, dado por la tabla UG-45 de ASME Sección VIII División 1.

Mediante estos valores de entrada se procede a ponderar de la siguiente manera:

$$t_b = \min[t_{b3}, \max(t_{b1}, t_{b2})]$$

Para luego evaluar y determinar  $t_{UG-45}$ .

$$t_{UG-45} = \max(t_a, t_b)$$

## 5.3 CÁLCULO DE APERTURAS EN MANTO Y REFUERZOS

Para determinar los refuerzos requeridos este método consiste esencialmente, en la compensación del material de la carcasa del recipiente (es decir, la pared de cualquier parte de un recipiente, incluyendo cabezal, cilindro y otros) que será retirado para la instalación de una boquilla o conexión branch en caso de un sistema de tuberías, visto desde una vista seccionada a lo largo de un eje de simetría perpendicular a la abertura.

Para el cálculo del área requerida para ser compensada, se consideran el espesor de la carcasa, el espesor de la boquilla, la altura de los filetes de soldadura y la configuración de la boquilla, así como también si dentro del diseño de la apertura se considera un elemento de refuerzo (pad). Este procedimiento se describe en ASME Sección VIII División 1, UG-37.



La sumatoria total de las áreas transversales que se encuentran en el interior de la zona de refuerzo de la carcasa no deberá ser inferior al Área Requerida, la cual es determinada de la siguiente forma:

$$A = dt_r F + 2t_n t_r F(1 - f_{r1})$$

Por lo tanto para que la apertura esté adecuadamente reforzada:

$$A \leq A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43}$$

En donde tenemos:

- $A_1$ : Área disponible en el manto en la zona de refuerzo.
- $A_2$ : Área disponible en la boquilla proyectada hacia el exterior.
- $A_3$ : Área disponible en la boquilla proyectada hacia el interior.
- $A_{41}$ : Área disponible en las soldaduras del exterior.
- $A_{43}$ : Área disponible en las soldaduras del interior.

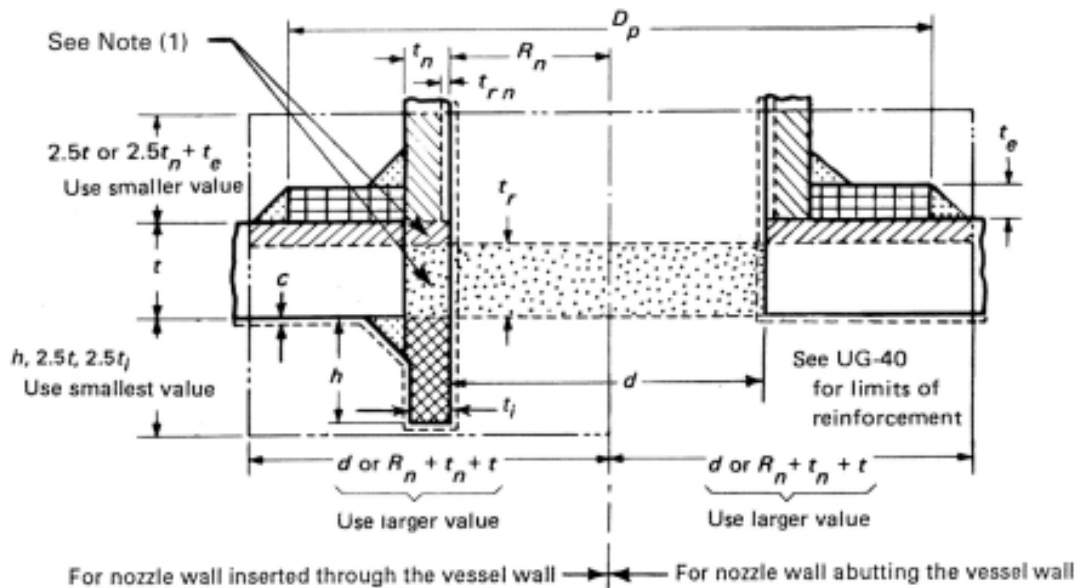


Fig 4-1. Vista en corte de apertura se indica las áreas requeridas para el cálculo, ASME BPVC Sección VIII División 1 2023.

Estos procedimientos de diseño nos entregan el parámetro de referencia a la hora de evaluar la integridad mecánica de un recipiente a presión interna y su capacidad para contener las cargas y el fluido para el cual fue diseñado.



## **CAPÍTULO 6: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**



## 6 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD

A diferencia de los cálculos sencillos y conservadores que se suelen encontrar en los códigos de diseño, una evaluación más sofisticada de las condiciones metalúrgicas y los análisis de tensiones y deformaciones pueden indicar con mayor precisión si el equipo en funcionamiento es apto para el servicio previsto o si el deterioro en servicio amenaza su integridad. Estos análisis ofrecen una base sólida para decidir si seguir funcionando tal como está o modificar, reparar, controlar, retirar o sustituir el equipo.

Para la evaluación de pérdida generalizada de metal base en la carcasa (*General Metal Loss*) el procedimiento se realiza de acuerdo con los lineamientos planteados en API 579-1 Parte 4.

En el caso específico de la pérdida de metal base en boquillas es necesario realizar una evaluación de nivel 2 de acuerdo con el párrafo 4.2.6 (d)(2) de API 579-1, al clasificarse una boquilla como un componente tipo B clase 2.

### 6.1 EVALUACIÓN DE PÉRDIDA GENERALIZADA DE METAL EN CARCASA (LOSS)

La información base o variables esenciales para realizar el análisis de integridad y determinar si el componente cumple con los requerimientos mínimos para operar un tiempo determinado bajo las sollicitaciones operacionales son las siguientes:

$D_i$	42 in	$S_v$	16400 psi	$t_{nom}$	0.512 in
$P$	110 psi	$T^\circ$	605 °F	$t_{mm}$	0.126 in
$C_{rate}$	15 mpy	$time$	4 yr	$RSF_a$	0.9

Donde a partir de las variables anteriores tenemos las siguientes subvariables:

$$\begin{array}{lll}
 FCA_{ml} & D_{ml} & t_{ml} \\
 FCA_{ml} = C_{rate} \times time & D_{ml} = D_i + 2FCA_{ml} & t_{ml} = t_{nom} - FCA_{ml} \\
 FCA_{ml} = 0,06 \text{ in} & D_{ml} = 42,12 \text{ in} & t_{ml} = 0,452 \text{ in}
 \end{array}$$

Existen 2 formas obtener datos de espesor para realizar la evaluación.

- I. Lecturas de Espesores Puntuales (PTR), serán utilizadas para caracterizar la pérdida generalizada de metal si no existen diferencias significativas entre las lecturas de espesor.



- II. Perfiles de Espesores (CTP), estos serán utilizados para caracterizar la pérdida de metal si en las lecturas existen diferencias significativas entre los valores obtenidos. En estos casos la pérdida de material base podría estar localizada, y los perfiles de espesor deben ser utilizados para caracterizar el espesor remanente y dimensionar la pérdida de material.

Para realizar la evaluación mediante las lecturas de espesores puntuales se deberá cumplir los siguientes requisitos, de lo contrario se deberá realizar la evaluación mediante perfiles de espesores:

- El daño debe ser confirmado como pérdida uniforme de material de pared.
- Se deberán realizar al menos 15 lecturas de espesor.
- Para evitar que las variaciones locales de espesores de carácter significativas sean consideradas como uniformes, el  $t_{mm}$  deberá dar cumplimiento al siguiente requerimiento.

$$t_{mm} \geq 0,9t_{am}$$

### 6.1.1 Evaluación de integridad nivel 1

A partir de los datos obtenidos mediante medición de espesores, se tiene la siguiente matriz de espesores en la zona afectada por la corrosión en la carcasa. Dado el carácter generalizado de la pérdida de material base cada punto de medición se realizó a una distancia de 7 pulgadas uno de otro, tanto longitudinal como circunferencialmente en la sección perimetral media superior de la carcasa. Los valores se encuentran en pulgadas y la ubicación de la grilla puede verse en la Tabla 4, encontrándose el valor mínimo medido en el contorno del metal base de unión boquilla carcasa.

Thickness Readings (in)																					
--	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	CTP C
M1	0,37	0,40	0,43	0,40	0,39	0,41	0,46	0,42	0,41	0,46	0,39	0,41	0,39	0,42	0,41	0,44	0,40	0,42	0,44	0,39	0,37
M2	0,37	0,25	0,28	0,28	0,32	0,29	0,36	0,29	0,29	0,32	0,25	0,32	0,31	0,32	0,31	0,31	0,25	0,28	0,27	0,27	0,25
M3	0,34	0,31	0,24	0,31	0,31	0,30	0,36	0,34	0,31	0,29	0,25	0,26	0,29	0,33	0,25	0,30	0,29	0,28	0,28	0,29	0,24
M4	0,36	0,27	0,30	0,33	0,26	0,32	0,34	0,23	0,18	0,19	0,20	0,19	0,19	0,25	0,25	0,26	0,21	0,29	0,29	0,32	0,18
M5	0,36	0,32	0,25	0,32	0,29	0,33	0,34	0,22	0,18	0,16	0,19	0,19	0,17	0,17	0,17	0,21	0,20	0,17	0,13	0,28	0,13
M6	0,36	0,26	0,28	0,27	0,25	0,32	0,35	0,22	0,19	0,16	0,18	0,18	0,18	0,18	0,20	0,19	0,16	0,15	0,21	0,33	0,15
M7	0,36	0,27	0,26	0,29	0,33	0,26	0,35	0,30	0,19	0,18	0,16	0,20	0,16	0,23	0,27	0,19	0,25	0,23	0,32	0,29	0,16
M8	0,37	0,33	0,32	0,29	0,31	0,32	0,33	0,32	0,28	0,25	0,25	0,28	0,30	0,31	0,28	0,28	0,34	0,29	0,26	0,27	0,25
M9	0,36	0,29	0,30	0,29	0,25	0,27	0,35	0,25	0,30	0,33	0,31	0,27	0,34	0,31	0,33	0,34	0,32	0,28	0,29	0,27	0,25
M10	0,44	0,45	0,45	0,37	0,37	0,46	0,44	0,43	0,39	0,38	0,46	0,42	0,42	0,42	0,41	0,43	0,44	0,36	0,46	0,42	0,36
CTPM	0,34	0,25	0,24	0,27	0,25	0,26	0,33	0,22	0,18	0,16	0,16	0,18	0,16	0,17	0,17	0,19	0,16	0,15	0,13	0,27	

Tabla 4. Espesores medidos en la zona de pérdida generalizada de metal en carcasa (pulgadas).



Con la totalidad de las lecturas de espesor registradas en la zona afectada podemos determinar un espesor promedio  $t_{am}$  y encontrar el mínimo espesor registrado  $t_{mm}$ , de esta forma podremos determinar si para la evaluación se utilizará el espesor promedio como dato de entrada o el espesor promedio medido tanto circunferencial como longitudinalmente  $t_{am}^c$  y  $t_{am}^s$ .

$$t_{am} = 0,30 \text{ in}$$

$$t_{mm} = 0,126 \text{ in}$$

$$t_{mm} \geq 0,9t_{am}$$

$$0,126 \text{ in} < 0,9 \times 0,30 \text{ in}$$

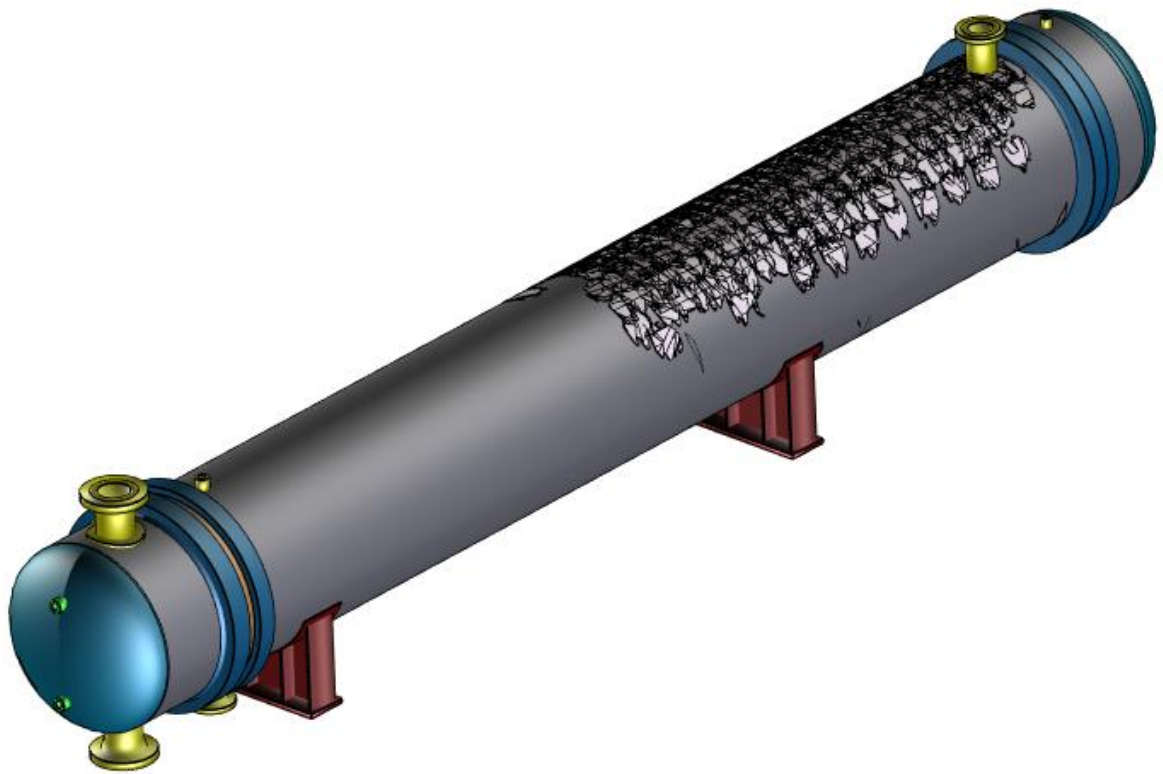


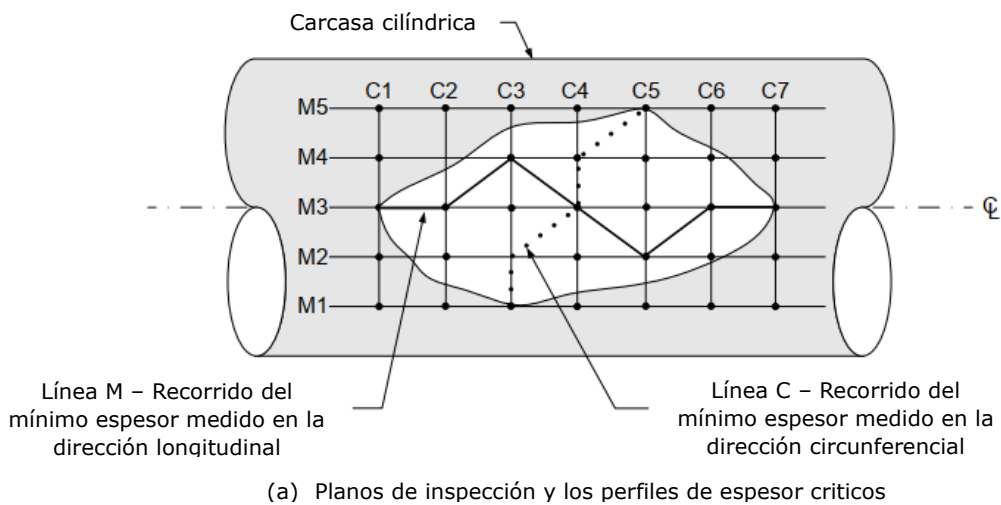
Fig 5-1. Vista general del equipo y la zona afectada por la pérdida de metal base.



Ya que no se cumple con uno de los requerimientos para efectuar el análisis mediante Lecturas de Espesores Puntuales (PTR por sus siglas en inglés *Point Thickness Readings*), es necesario efectuar el análisis de espesores mediante Perfiles de Espesor Crítico (CTP por su sigla en inglés *Critical Thickness Profile*) y de esta manera caracterizar la pérdida de metal.

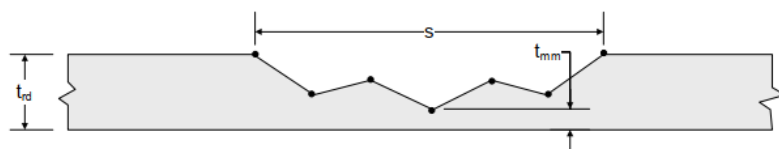
Para encontrar el perfil de espesores críticos circunferenciales, se debe identificar y unir mediante una recta el mínimo espesor registrado en cada fila en el sentido circunferencial.

Mismo procedimiento se realiza para proyectar el perfil de espesores críticos longitudinales, utilizando las lecturas de las filas en el sentido longitudinal, como se muestra en la figura Fig 6-1 y Fig.7-1 y 2.

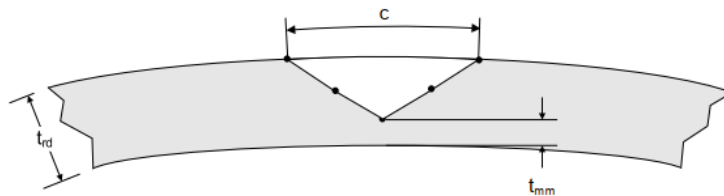


(a) Planos de inspección y los perfiles de espesor críticos

Fig 6-1. Planos de inspección y perfiles de espesor críticos.



(c) Perfil de espesores críticos (CTP) – Plano longitudinal (Proyección de la línea M)

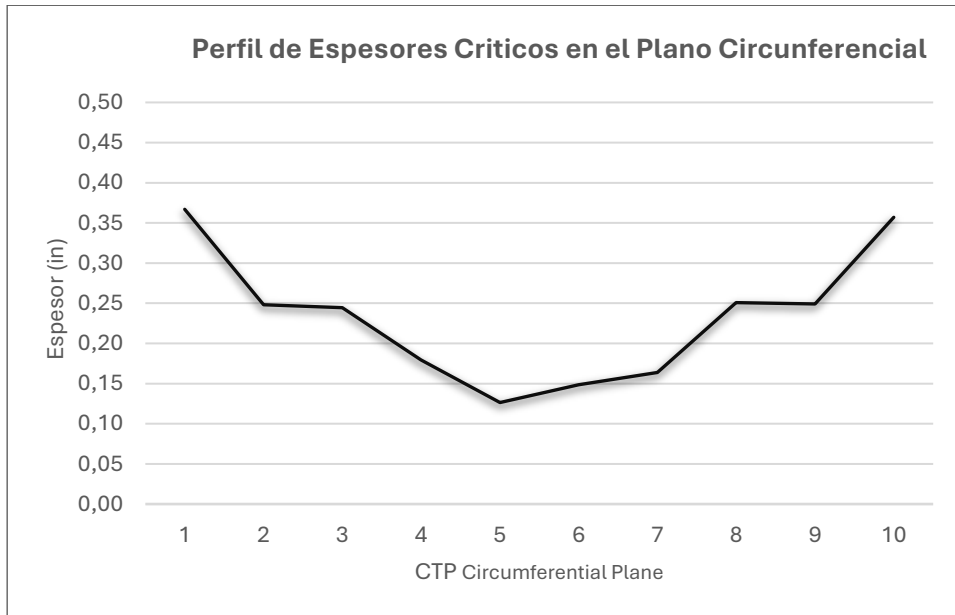


(b) Perfil de espesores críticos (CTP) – Plano circunferencial (Proyección de la línea C)

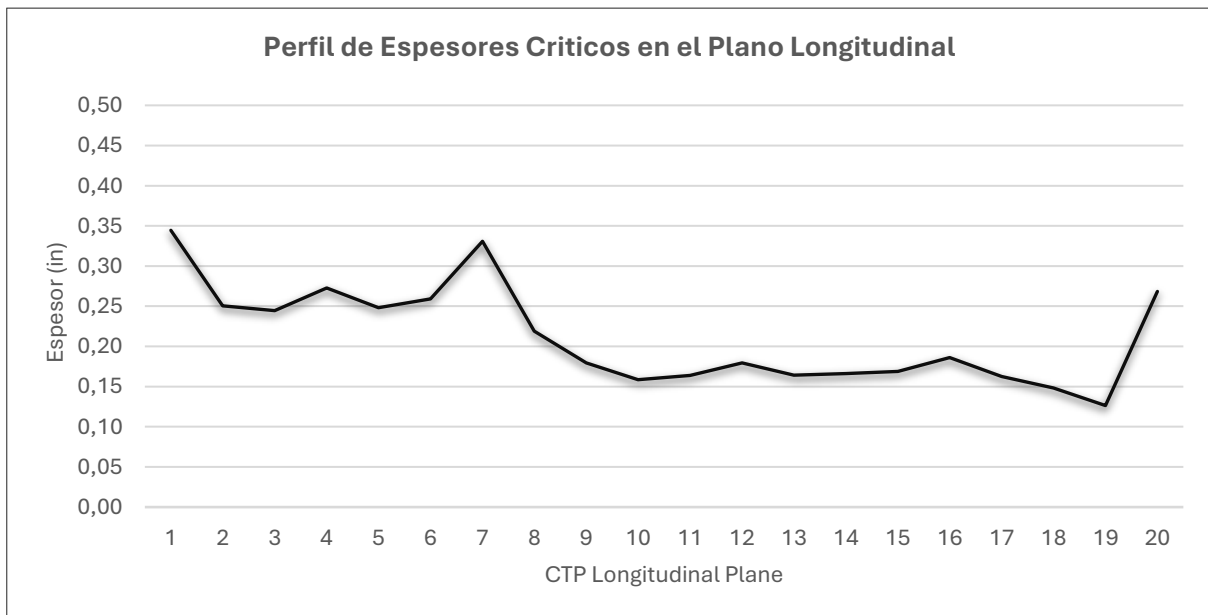
Fig 7-1 y 2. Perfiles de espesor críticos en el plano longitudinal y circunferencial



### 6.1.1.1 Perfil de Espesores Críticos Circunferenciales CTP<sub>c</sub>



### 6.1.1.2 Perfil de Espesores Críticos Longitudinales CTP<sub>L</sub>





### 6.1.1.3 Variables esenciales para determinar $t_{am}^c$ y $t_{am}^s$ .

El procedimiento que se describe a continuación es realizado de acuerdo con el párrafo 4.4.2.2 de API 579-1 & ASME FFS-1 2021 para la evaluación de pérdida generalizada de metal base en carcasas cilíndricas.

Para evaluar el componente se debe determinar el espesor medio medido  $t_{am}^s$  a partir del perfil longitudinal CTP<sub>L</sub> y el espesor medio medido  $t_{am}^c$  basado en el perfil circunferencial CTP<sub>C</sub>.

A. Para poder efectuar el cálculo de los espesores promedio medidos circunferencial y longitudinalmente, en primer lugar se debe evaluar el factor  $Q$  de acuerdo con la tabla 4.8 de API STD 579-1, para  $R_t < RSF_a$ :

$$Q = 1,123 \left[ \left( \frac{1 - R_t}{1 - R_t / RSF_a} \right)^2 - 1 \right]^{0,5}$$

B. Para calcular la longitud con la cual se promediarán los espesores en los CTP, se utilizará la siguiente expresión:

$$L = Q \sqrt{D_{ml} t_{ml}}$$

C. Además se deberá determinar la relación del espesor remanente mediante:

$$R_t = \frac{(t_{mm} - FCA_{ml})}{t_{ml}}$$

De acuerdo con los cálculos los resultados son los siguientes:

$$R_t = 0,147$$

$$Q = 0,22$$

$$L = 0,972 \text{ in}$$



#### 6.1.1.4 Espesores promedio medidos basados en CTP.

Mediante el desarrollo de los siguientes cálculos lo que se busca es determinar el espesor promedio de la zona afectada por la pérdida de metal base tanto circunferencial como longitudinalmente haciendo uso los perfiles de espesores críticos, para ello se debe calcular el Área Remanente realizando una interpolación de las mediciones que se encuentran inmediatamente antes y después a una distancia de  $L/2$  en el CTP<sub>C</sub> y CTP<sub>L</sub> tomando como referencia el mínimo espesor medido  $t_{mm}$ , como se ilustra en la figura Fig 8-1.

#### 6.1.1.5 Promedio espesores mínimos medidos circunferencialmente $t_{am}^c$ basado en perfil CTP<sub>C</sub>.

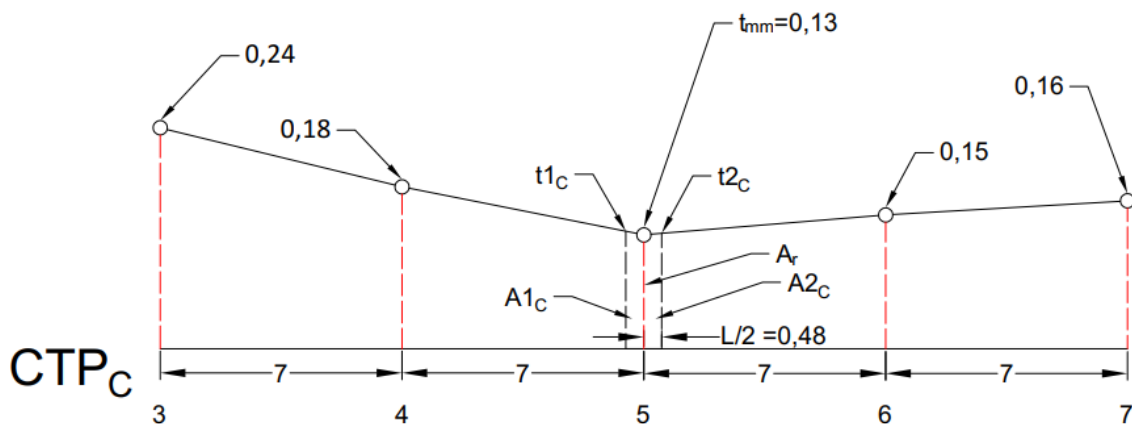


Fig 8-1. Detalle de perfil de espesores críticos circunferenciales.

Para el espesor  $t1_C$  tenemos:

$$t1_C = t_{mm} + (t_{CTP_{C_{left}}} - t_{mm}) \left( \frac{0,5L}{SpC_{grid}} \right)$$

$$\therefore t1_C = 0,130 \text{ in}$$

Para el espesor  $t2_C$  tenemos:

$$t2_C = t_{mm} + (t_{CTP_{C_{right}}} - t_{mm}) \left( \frac{0,5L}{Grid_{spc}} \right)$$

$$\therefore t2_C = 0,128 \text{ in}$$



Cálculo del Área Remanente  $A_r$

Para el cálculo del área remanente tenemos que:

$$A_r = A1_c + A2_c$$

$$A1_c = \frac{t1_c + t_{mm}}{2} 0,5L \quad \text{y} \quad A2_c = \frac{t2_c + t_{mm}}{2} 0,5L$$

Dado lo anterior, tenemos que:

$$A1_c = 0,0623 \text{ in}^2$$

$$A2_c = 0,0618 \text{ in}^2$$

Para el cálculo del espesor promedio medido  $t_{am}^c$  basado en CTP<sub>c</sub> tenemos que:

$$t_{am}^c = \frac{A1_c + A2_c}{L}$$

Por lo tanto:

$$\mathbf{t_{am}^c = 0,128 \text{ in}}$$



6.1.1.6 Promedio espesores mínimos medidos longitudinalmente  $t_{am}^s$  basado en perfil  $CTP_L$ .

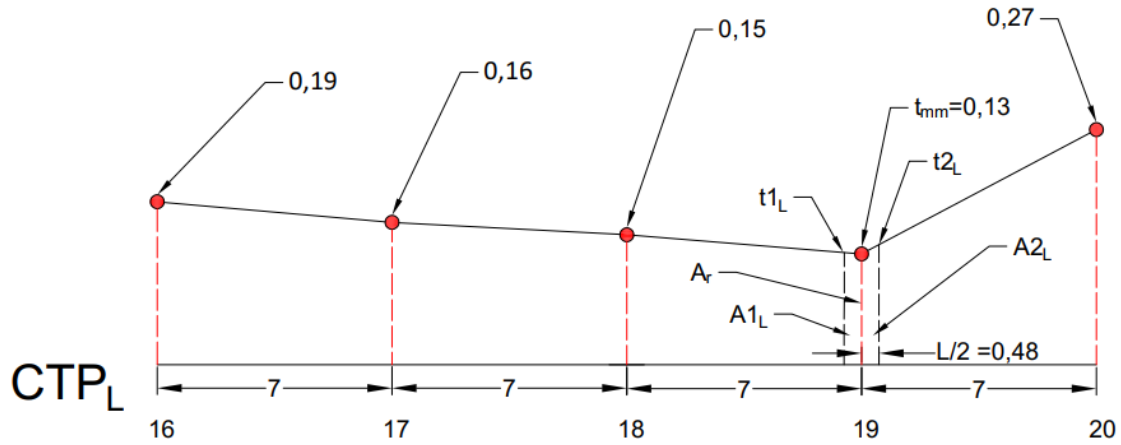


Fig 9-1. Detalle de perfil de espesores críticos longitudinales.

Para el espesor  $t_{1L}$  tenemos:

$$t_{1L} = t_{mm} + (t_{CTP_{L_{left}}} - t_{mm}) \left( \frac{0,5L}{Grid_{spc}} \right)$$

$$\therefore t_{1L} = 0,1310 \text{ in}$$

Para el espesor  $t_{2L}$  tenemos:

$$t_{2L} = t_{mm} + (t_{CTP_{L_{right}}} - t_{mm}) \left( \frac{0,5L}{Grid_{spc}} \right)$$

$$\therefore t_{2L} = 0,1279 \text{ in}$$

Cálculo del Área Remanente  $A_r$

Para el cálculo del área remanente tenemos que:

$$A_r = A_{1L} + A_{2L}$$

$$A_{1L} = \frac{t_{1L} + t_{mm}}{2} 0,5L \quad \text{y} \quad A_{2L} = \frac{t_{2L} + t_{mm}}{2} 0,5L$$

Por lo tanto:

$$A_{1L} = 0,0625 \text{ in}^2$$

$$A_{2L} = 0,0618 \text{ in}^2$$

Para el cálculo del espesor promedio medido  $t_{am}^s$  basado en  $CTP_L$  tenemos que:

$$t_{am}^s = \frac{A_{1L} + A_{2L}}{L}$$

Por lo tanto:

$$t_{am}^s = 0,128 \text{ in}$$



### 6.1.1.7 Criterios de aceptabilidad del componente basado en $t_{am}^c$ y $t_{am}^s$ .

Para evaluar la aceptabilidad del componente para seguir operando se utilizan los criterios dados en la Tabla 4.4 de API STD 579-1, en el cual se califica si los espesores promedio medidos cubren el espesor mínimo requerido para presión interna el cual se determina de acuerdo a las condiciones de diseño de ASME Sección VIII División 1 UG-27, considerando la corrosión futura que se proyecta para el periodo de operación antes del próximo *turnaround*.

Parámetro de Evaluación	Criterio de Aceptación Evaluación Nivel 1
Promedio de espesores medidos desde el perfil de espesores críticos (CTP)	Determinar $t_{min}^c, t_{min}^L$ usando $P$ $t_{am}^s - FCA_{ml} \geq t_{min}^c$ $t_{am}^c - FCA_{ml} \geq t_{min}^L$

Tabla 5. Criterios de aceptación para evaluación nivel 1, API 579-1.

### 6.1.1.8 Espesor mínimo requerido para la presión interna para esfuerzos circunferenciales y longitudinales $t_{min}^c; t_{min}^L$ .

Para el cálculo de  $t_{min}^c$  y  $t_{min}^L$  según ASME Sección VIII División 1 UG-27:

$$t_{min}^c = \frac{PR}{SE - 0.6P}$$

$$t_{min}^L = \frac{PD}{2SE + 0.4P}$$

Por lo tanto:

$$t_{min}^c = 0,169 \text{ in} \quad t_{min}^L = 0,084 \text{ in}$$

### 6.1.1.9 Comprobación del criterio de aceptación para la evaluación nivel 1.

$$t_{am}^s - FCA_{ml} \geq t_{min}^c$$

$$\therefore 0,0678 \text{ in} < 0,169 \text{ in}$$

$$t_{am}^c - FCA_{ml} \geq t_{min}^L$$

$$\therefore 0,0677 \text{ in} < 0,0837 \text{ in}$$

Efectuadas las comprobaciones de aceptación el nivel 1 de evaluación, se establece que no se cumplen los requisitos para dar cumplimiento al criterio de espesores promedio medidos. Bajo estas condiciones se recomienda realizar evaluación de nivel 2.



### 6.1.2 Evaluación de integridad nivel 2

Para efectuar el nivel 2 de evaluación se utilizan los mismos espesores promedios medidos en base a los CTP calculados en el nivel 1, tanto el espesor mínimo requerido para presión interna para los esfuerzos circunferenciales y longitudinales  $t_{min}^C$ ;  $t_{min}^L$ , como también los espesores promedio medido de acuerdo con los CTP<sub>C</sub> y CTP<sub>L</sub>  $t_{am}^c$  y  $t_{am}^s$ . En la comprobación del criterio de espesores promedio medidos se incluye el Factor de Resistencia Remanente ( $RSF_a$  por sus siglas en inglés *Remaining Strength Factor*). En la tabla 6 extracto de la Tabla 4.4 de API STD 579-1 se encuentran los parámetros de aceptación para el nivel 2.

Parámetro de Evaluación	Criterio de Aceptación Evaluación Nivel 2
Promedio de espesores medidos desde el perfil de espesores críticos (CTP)	Determinar $t_{min}^C$ , $t_{min}^L$ usando $P \cdot RSF_a$ $t_{am}^s - FCA_{ml} \geq t_{min}^C$ $t_{am}^c - FCA_{ml} \geq t_{min}^L$

Tabla 6. Criterio de aceptación para evaluación nivel 2, API 579.

6.1.2.1 Espesor mínimo requerido para la presión interna para esfuerzos circunferenciales y longitudinales  $t_{min}^C$ ;  $t_{min}^L$  incluyendo el factor  $RSF_a$ .

$$t_{min}^C = \frac{P \cdot RSF_a \cdot R}{SE - 0.6P}$$

$$t_{min}^L = \frac{P \cdot RSF_a \cdot R}{2SE + 0.4P}$$

De tal manera que:

$$t_{min}^C = 0,1517 \text{ in} \quad t_{min}^L = 0,0754 \text{ in}$$

6.1.2.2 Comprobación del criterio de aceptación para la evaluación nivel 2.

$$t_{am}^s - FCA_{ml} \geq t_{min}^C$$

$$\therefore 0,0678 \text{ in} < 0,1517 \text{ in}$$

$$t_{am}^c - FCA_{ml} \geq t_{min}^L$$

$$\therefore 0,0677 \text{ in} < 0,0754 \text{ in}$$



Como hemos comprobado mediante la evaluación tanto de nivel 1 y 2 de los espesores promedio medidos en base a los CTP, se determina que no se cumplen los criterios mínimos para operar hasta el próximo *turnaround* programado en 4 años, por lo cual se recomienda tomar medidas mitigatorias ya sea realizar una reparación mayor en el componente afectado o poner fin a la vida útil del equipo.

## 6.2 EVALUACIÓN DE PÉRDIDA GENERALIZADA DE METAL EN BOQUILLA

Como se ha mencionado anteriormente, para evaluar la integridad de una boquilla es necesario realizar el análisis mediante una evaluación de nivel 2, en API STD 579-1 parte 2 anexo 2C.3.4.2 se detallan las condiciones necesarias para el refuerzo satisfactorio de una boquilla o apertura en el manto de un recipiente a presión interna, este procedimiento es basado en el método de sustitución de áreas que se describe en ASME Sección VIII División 1 UG-37.

La información base para realizar el análisis de integridad es la siguiente:

<i>Nozzle</i>	NPS 6" Sch 80	$S_n$	13700 psi	$t_{nom}^{nozz}$	0,432 in
$d_i$	5,762 in	$T^\circ$	605 °F	$t_{nom}^{shl}$	0,512 in
$P$	110 psi	$C_{rate}$	15 mpy	$t_{rn}$	0,0633 in

### 6.2.1 Evaluación de integridad nivel 2

#### 6.2.1.1 Identificación de la zona de refuerzo.

Es necesario determinar la zona de refuerzo requerida para la boquilla, dentro de la cual se determinarán los espesores promedio, tanto del manto como de la boquilla.

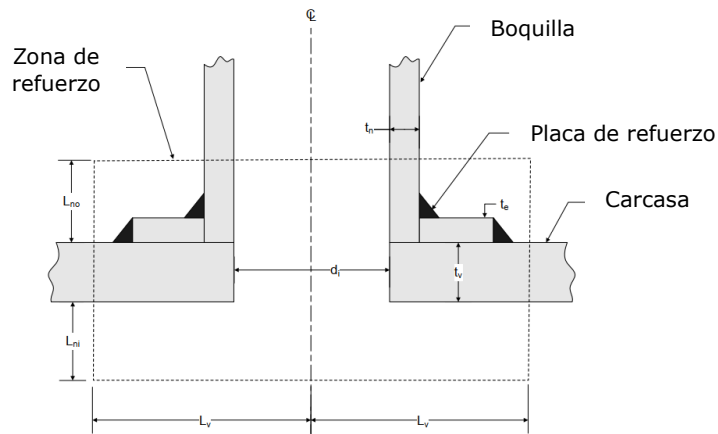


Fig 10-1. Zona de refuerzo requerida para boquillas con o sin pad de refuerzo.



En primer lugar, calculamos la longitud para promediar espesores en manto  $L_v$  de la siguiente manera:

$$L_v = \max \left[ D_i, \left( \frac{D_i}{2} + t_v + t_n \right) \right]$$

$$\therefore L_v = 6,582 \text{ in}$$

Posteriormente, la longitud para determinar el espesor promedio en el cuello de la boquilla  $L_{no}$ :

$$L_{no} = \min[2,5t_v, (2,5t_n + t_e)]$$

$$\therefore L_{no} = 1,08 \text{ in}$$

#### 6.2.1.2 Espesores promedio medidos $t_{am}^{nozz}$ y $t_{am}^{shll}$ en zona de refuerzo.

En base a la información levantada mediante los END realizados, se tiene el siguiente registro de espesores en la totalidad del cilindro del cuello de la boquilla, se resalta los valores registrados en la zona de refuerzo  $L_{no}$ .

0,068	0,081	0,065	0,107	0,063	0,074	0,102	0,072	0,076	0,102	0,073	0,105
0,149	0,134	0,147	0,152	0,142	0,126	0,152	0,105	0,145	0,094	0,093	0,143
0,147	0,110	0,136	0,111	0,131	0,116	0,142	0,150	0,104	0,133	0,115	0,143
0,194	0,202	0,168	0,213	0,157	0,227	0,176	0,219	0,209	0,178	0,159	0,165
0,295	0,280	0,319	0,324	0,324	0,272	0,310	0,325	0,304	0,324	0,305	0,290
0,256	0,300	0,265	0,268	0,318	0,301	0,271	0,255	0,288	0,326	0,283	0,270

Tabla 7. Espesores medidos en boquilla.

De acuerdo con los datos registrados el valor correspondiente al espesor promedio medido en la zona de refuerzo del cuello de la boquilla es:

$$t_{am}^{nozz} = 0,0823 \text{ in}$$

El siguiente es el registro de espesores medidos en el cilindro de la carcasa en la dirección horizontal de la zona de refuerzo calculada  $L_v$ .

0,276	0,256	0,246	0,229	0,213	0,273	0,205	0,232	0,240	0,238	0,244
0,269	0,249	0,239	0,222	0,207	0,260	0,198	0,226	0,233	0,231	0,237
0,289	0,269	0,259	0,242	0,226	0,299	0,218	0,245	0,253	0,251	0,257
0,257	0,236	0,227	0,210	0,194	0,235	0,185	0,213	0,221	0,219	0,225
0,243	0,223	0,213	0,196	0,181	0,208	0,172	0,200	0,207	0,205	0,211
0,239	0,219	0,209	0,192	0,176	0,200	0,168	0,196	0,203	0,201	0,207
0,279	0,238	0,219	0,185	0,153	0,192	0,136	0,192	0,206	0,202	0,215
0,235	0,215	0,205	0,188	0,172	0,192	0,164	0,192	0,199	0,197	0,203
0,244	0,223	0,214	0,197	0,181	0,209	0,172	0,200	0,208	0,206	0,212
0,262	0,241	0,231	0,215	0,199	0,244	0,190	0,218	0,225	0,223	0,230
0,279	0,258	0,249	0,232	0,216	0,279	0,207	0,235	0,243	0,240	0,247
0,282	0,262	0,252	0,235	0,219	0,286	0,211	0,239	0,246	0,244	0,250
0,280	0,259	0,250	0,233	0,217	0,281	0,208	0,236	0,244	0,242	0,248

Tabla 8. Registro de espesores en zona de refuerzo de carcasa.

De acuerdo con el registro de mediciones en la zona de refuerzo en la carcasa:

$$t_{am}^{shll} = 0,225 \text{ in}$$



### 6.2.1.3 Determinación de área requerida en zona de refuerzo.

El siguiente procedimiento de evaluación es utilizado para el diseño de boquillas en ASME Sección VIII División 1. Este procedimiento puede utilizarse para evaluar el refuerzo requerido para las conexiones de boquillas a la mayoría de los tipos de carcassas, con o sin pad de refuerzo.

Para esto se utilizan los diámetros y espesores de los componentes considerando su corrosión actual y la afectación futura por la corrosión. Ver Fig 11-1.

Como se menciona en el CAPÍTULO 5, Sección 5.3, para calcular el área necesaria en una apertura de carcasa utilizando el método de sustitución de áreas, se debe seguir la siguiente fórmula:

$$A_r = d_c t_r F + 2 t_r t_n F (1 - f_{r1})$$

En donde:

- A. Diámetro interior de la boquilla corroída.

$$d_c = d_i + 2(t_{nom}^{nozz} - t_{am}^{nozz} + FCA)$$

$$\therefore d_c = 6,582 \text{ in}$$

- B. Espesor mínimo requerido por presión interna en carcasa.

De acuerdo con lo señalado por el código se debe calcular el espesor mínimo requerido por presión interna en la carcasa  $t_r$  utilizando el factor de eficiencia de la soldadura  $E = 1$ .

$$t_r = \frac{PR}{SE - 0.6P}$$

$$\therefore t_r = 0,1517 \text{ in}$$

- C. Espesor de la boquilla ajustado con la pérdida de metal base y la corrosión futura  $t_n$

$$t_n = t_{am}^{nozz} - FCA$$

$$\therefore t_n = 0,0223 \text{ in}$$

- D. Factor de reducción de estrés.

$$f_{r1} = \frac{S_n}{S_v}$$

$$\therefore f_{r1} = 0,835$$





A. Área disponible en carcasa.

El área disponible en la zona de refuerzo de la carcasa corresponde al espesor remanente de material en la zona de refuerzo adicional al requerido por presión interna en la carcasa.

$$A_1 = \max[(d_c(E_1 t - Ft_r) - B), (2(t + t_n)(E_1 t - Ft_r) - B)]$$

En donde consideramos:

- i. Espesor de la carcasa ajustado con la pérdida de metal base y la corrosión futura,  $t$ .

$$t = t_{am}^{shell} - FCA$$

$$\therefore t = 0,1651 \text{ in}$$

- ii. Eficiencia  $E_1$  corresponde a factor de eficiencia de soldadura es igual a 1.0 cuando la boquilla se encuentra en una plancha sin costura en la apertura.
- iii. El factor B corresponde al área equivalente al espesor promedio de la boquilla en la zona de refuerzo, ajustado con la corrosión futura.

Por lo tanto, con todos los parámetros obtenemos el área disponible en la carcasa en la zona de refuerzo.

$$A_1 = 0,1401 \text{ in}^2$$

B. Área disponible en cuello de boquilla.

Corresponde al espesor adicional al requerido por la presión interna en el cuello de la boquilla, ajustado con la corrosión futura  $FCA$ .

$$A_2 = \min \left[ \left( 5((t_n - t_{rn})f_{r2}t) \right), (2(t_n - t_{rn})(2,5t_n + t_e)f_{r2}) \right]$$

En donde consideramos:

- i. Factor de reducción de tensión  $f_{r2}$ .  
Corresponde al cociente entre la tensión de fluencia del material base de la boquilla  $S_n$  y la tensión de fluencia del material base de la carcasa  $S_v$ .

$$f_{r2} = \frac{S_n}{S_v}$$

$$\therefore f_{r2} = 0,835$$



- ii. Espesor del refuerzo,  $t_e$ .

Para el caso específico de esta evaluación no se considera un elemento de refuerzo, por lo tanto  $t_e = 0$ .

De esta manera mediante los parámetros calculados obtenemos el valor de área disponible en el cuello de la boquilla.

$$A_2 = -0,0028 \text{ in}^2$$

Al arrojar un valor de área inferior a 0,0 entonces el código nos indica que:

$$\text{Si } A_2 < 0,0 \text{ entonces } A_2 = 0,0$$

$$\therefore A_2 = 0,0$$

- C. Área disponible en soldadura de boquilla a carcasa,  $A_{41}$ .

Esta pertenece a la sección transversal del filete de soldadura de la boquilla al cuerpo cilíndrico de la carcasa.

$$A_{41} = w_n^2 f_{r3}$$

En donde los factores son los siguientes:

- i. Longitud de la pierna del filete,  $w_n$ .

$$w_n = 0,250 \text{ in}$$

- ii. Factor de reducción de tensión,  $f_{r3}$ .

$$f_{r3} = \frac{\min(S_n, S_p)}{S_v}$$

$$\therefore f_{r3} = 0,835$$

De esta forma obtenemos el área de refuerzo disponible en la soldadura boquilla-carcasa.

$$A_{41} = 0,0522 \text{ in}^2$$



De acuerdo con los resultados obtenidos mediante los cálculos de área en los distintos componentes de la apertura, podemos determinar si el componente afectado por pérdida generalizada de metal base es aceptable y seguro para operar.

$$A_{tot} = A_1 + A_2 + A_{41} \geq A_r$$

$$A_{tot} = 0,1923 \text{ in}^2 < 0,9472 \text{ in}^2$$

$$\therefore A_{tot} \geq A_r \quad [FALSE]$$

### 6.2.2 Análisis de los resultados

El cálculo de la zona de refuerzo realizado, según el código de construcción original ASME Sección VIII División 1, determina como resultado que no se cumple con los criterios de evaluación de nivel 2 para componentes de tipo B clase 2 según API 579-1, lo cual se traduce en que utilizando los espesores medios en la carcasa y en la boquilla en la zona de refuerzo de la boquilla sumado a la corrosión futura permitida prevista para el próximo periodo de operación, no se cumplen los requisitos de área necesaria para el plazo de tiempo contemplado hasta la siguiente detención o *turnaround*.

### 6.3 MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO PARA EL COMPONENTE AFECTADO

En esta sección utilizaremos el enfoque del *MAWP* utilizando los criterios del método de sustitución de áreas para realizar una evaluación de nivel 2 y comprobar la evaluación anterior, de esta manera también podremos definir la carga máxima de trabajo para un período específico.

Ecuaciones para calcular el criterio:

$$A_r = d_c t_r$$

$$A_1 = (2L_{mv} - d_c)((t_{shll}^{nom} - c_s) - t_r)$$

$$A_2 = 2L_{mno}(t_{nom}^{nozz} - c_n - t_{rn})$$

$$A_{41} = w_n^2$$

Donde:

$$L_{mv} = \max \left[ d_c, \left( \frac{d_c}{2} + t_{shll}^{nom} + t_{nom}^{nozz} - c_s - c_n \right) \right]$$

$$L_{mno} = \max[2.5(t_{shll}^{nom} - c_s), (2.5(t_{nom}^{nozz} - c_n) + t_e)]$$



Derivando el  $MAWP_r$  a partir del criterio del método de sustitución de áreas.

$$\begin{aligned}
 A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{42} + A_5 &\geq A_r \\
 \Rightarrow (2L_{mv} - d_c) \left( (t_{nom}^{shll} - c_s) - t_r \right) + 2L_{mno} (t_{nom}^{nozz} - c_n - t_{rn}) + w_n^2 &\geq d_c t_r \\
 \Rightarrow (2L_{mv} - d_c) \left( (t_{nom}^{shll} - c_s) - \frac{PR}{S - 0.6P} \right) + 2L_{mno} \left( t_{nom}^{nozz} - c_n - \frac{PR_n}{S - 0.6P} \right) + w_n^2 &\geq d_c \frac{PR}{S - 0.6P} \\
 \Rightarrow (2L_{mv} - d_c) (t_{nom}^{shll} - c_s) + 2L_{mno} (t_{nom}^{nozz} - c_n) + w_n^2 &\geq \frac{P(2L_{mv}R + 2L_{mno}R_n)}{S - 0.6P} \\
 \Rightarrow \left( 1 - \frac{d_c}{2L_{mv}} \right) (t_{nom}^{shll} - c_s) + \frac{2L_{mno}}{2L_{mv}} (t_{nom}^{nozz} - c_n) + \frac{w_n^2}{2L_{mv}} &\geq \frac{P \left( R + \frac{2L_{mno}}{2L_{mv}} R_n \right)}{S - 0.6P}
 \end{aligned}$$

Despejando de la operación anterior obtenemos los valores para de un espesor ponderado para la apertura  $t_{VN}$ , y una ponderación del radio entre la boquilla y la apertura del recipiente  $R_{VN}$ .

$$\begin{aligned}
 R_{VN} &= R + \frac{2L_{mno}}{2L_{mv}} R_n \\
 t_{VN} &= \left( 1 - \frac{d_c}{2L_{mv}} \right) (t_{nom}^{shll} - c_s) + \frac{2L_{mno}}{2L_{mv}} (t_{nom}^{nozz} - c_n) + \frac{w_n^2}{2L_{mv}}
 \end{aligned}$$

La presión máxima de trabajo reducida  $MAWP_r$  para los componentes está dada por la ecuación general que engloba los términos anteriores.

$$MAWP_r = \frac{St_{VN}}{R_{VN} + 0,6t_{VN}}$$

Ya que los componentes evaluados tienen distintas propiedades mecánicas dada su diferente materialidad, para el cálculo de  $MAWP_r$  se utilizará el valor de esfuerzo a la tensión admisible  $S$  de menor magnitud entre ambos componentes, el cual corresponde al de la boquilla  $S_{nozzle} = 13700 \text{ psi}$  (SA-106 Grado A).

Siendo:

$$\begin{aligned}
 R_{VN} &= 21,520 \text{ in} \\
 t_{VN} &= 0,089 \text{ in}
 \end{aligned}$$

Calculamos el  $MAWP_r$  para el periodo de 4 años.

$$MAWP_r = 56,32 \text{ psig}$$



## 6.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Con el cálculo anterior se demuestra mediante el método aplicado, haciendo reemplazo de los factores de corrosión futura y tiempo, una comparativa del Área requerida vs el Área disponible en la apertura, y una tendencia del  $MAWPr$ . Se determina que, al cabo de 4 años o próxima detención, el equipo no contará con los requerimientos mínimos para dar cumplimiento a  $MAWPr_r \geq MAWP$ , siendo el  $MAWP$  según diseño 110 psig.

Por lo tanto, se hace necesario tomar acciones correctivas como una reparación mayor, disminuir la carga en el equipo retirar el activo de servicio.

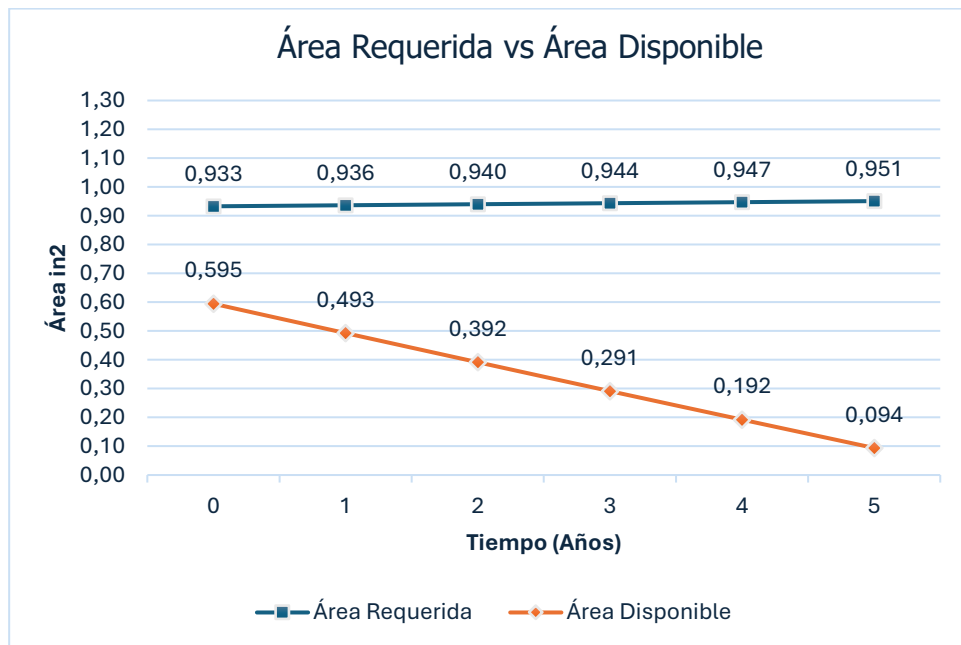


Fig 12-1. Área requerida vs área disponible.

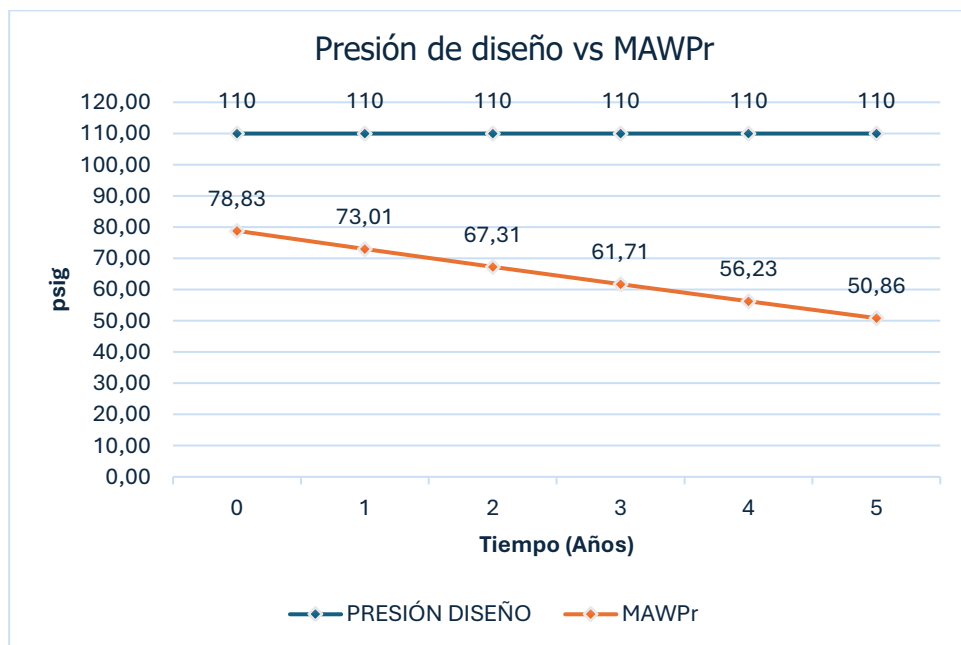


Fig 13-1. Presión de diseño vs MAWPr



## **CAPÍTULO 7: RECOMENDACIONES DE REMEDIACIÓN**



## **7 RECOMENDACIONES DE REMEDIACIÓN**

Las siguiente recomendación para una eventual reparación del equipo o componentes afectados, se realiza en base a los requisitos y recomendaciones establecidos por ASME en el documento *PCC-2 Repair of Pressure Equipment and Piping (2022)*. Estas recomendaciones proporcionan prácticas reconocidas y generalmente aceptadas que pueden utilizarse en conjunto con los códigos post-construcción como API-510, API-570, etc.

### **7.1 ASME PCC-2 PARTE 2 REPARACIONES SOLDADAS.**

La parte 2 abarca métodos y técnicas de reparación que incluyen el uso de soldadura, soldadura fuerte, soldadura blanda, u otros métodos que impliquen depósito de metal de aporte. Para nuestro, caso aplicaremos el Artículo 201.

#### **7.1.1 Artículo 201, Placas de inserción soldadas a tope en componentes presurizados.**

##### **A. Descripción.**

La reparación de componentes a presión mediante placas de inserción soldadas a tope consiste en sustituir el metal base dañado por una placa de inserción unida mediante soldaduras a tope de penetración total. Este método es aplicable a cascos cilíndricos, esféricos y cónicos, así como a componentes a presión planos. Además, puede utilizarse en cascos con curvaturas simples y dobles, siempre que la curvatura de la sección reemplazada coincida con la de la parte original del componente a presión.

No hay limitaciones en el tamaño de los componentes a presión, salvo en aquellos casos en que consideraciones prácticas impidan el uso de una inserción, como ocurre en tuberías o tubos de pequeño diámetro. Sin embargo, es posible utilizar inserciones en componentes a presión de menor diámetro, siempre que se tomen precauciones especiales para asegurar un ajuste preciso entre la placa de inserción y el componente existente. Además, es fundamental que el componente reparado cumpla con los requisitos de tolerancia establecidos en el código de construcción aplicable, lo que garantiza la integridad y seguridad de la reparación.

Este método de reparación está diseñado para sustituir porciones de las paredes de recipientes a presión o tuberías que han sufrido daños debido a grietas, adelgazamiento local por erosión, corrosión y otros mecanismos de deterioro. La placa de inserción puede incluir una o más boquillas o bocas de acceso.



## B. Diseño

Para el diseño las consideraciones de espesor, el material y las soldaduras de la inserción deberán cumplir con los requisitos establecidos en el código de construcción aplicable al componente a presión en el que se instale, para el caso nuestro ASME Sección VIII División 1.

Las placas de inserción y las soldaduras deben ser del mismo material que el material base del componente existente, o de un material que posea al menos la misma dureza y límite de fluencia. Cuando se utilicen materiales ASME, el material de sustitución debe tener la misma designación de *P-Number* ASME que el material del componente a presión en el que se instale el inserto.

El espesor de la placa de inserción no debe ser inferior al espesor nominal del material en el que se suelda.

La placa de inserción deberá tener el tamaño suficiente para cubrir toda la superficie del componente a presión que se haya considerado no apta para continuar en servicio, asegurando que todas las soldaduras se encuentren en un material resistente.

Para los insertos de placas que incluyan boquillas, como es el caso actual, el diámetro mínimo de la placa de inserción con boquilla será el mayor de los siguientes:

- i. El diámetro de la boquilla, más el diámetro necesario para otorgar espacio a la placa de refuerzo y los biseles si fuese necesario según el código de construcción.
- ii. Para conjuntos de boquillas de acero al carbono y de baja aleación, en los que la soldadura de la boquilla a la inserción no recibe tratamiento térmico posterior a la soldadura, el diámetro de la placa de inserción debe mantener una distancia mínima de 6 pulgadas entre la soldadura de fijación de la boquilla y el borde más cercano de la soldadura a tope de la placa de inserción. Sin embargo, el diámetro de la placa de inserción para boquillas con un diámetro exterior de 12 pulgadas o inferior no necesita ser mayor que el doble del diámetro exterior de la boquilla.

## C. Conformado

El conformado de la placa de inserción puede lograrse mediante cualquier proceso que no afecte a las propiedades del material de la placa.

## D. Soldadura

La unión entre el inserto y el metal base preexistente deberá ser una soldadura a tope de penetración completa, siempre que sea posible de doble bisel.

Los procedimientos de soldadura, los soldadores y operarios de soldadura deberán estar calificados de acuerdo con los requisitos del código de construcción. La calificación del



procedimiento de soldadura incluirá los ensayos de dureza exigidos por el código de construcción aplicable al componente.

Todas las soldaduras deberán ser aplicadas en zonas de metal base que no estén dañadas. La soldadura puede ser aplicada en una zona dañada previa evaluación.

#### E. Tratamiento térmico post-soldadura

Las soldaduras a tope entre la placa de inserción y el componente a presión existente deberán someterse a tratamiento térmico posterior a la soldadura cuando sea requerido por el código de construcción original o el código de post-construcción aplicable.

#### F. Examinación

Todas las soldaduras se examinarán mediante métodos de examen radiográfico (RT) o ultrasónico (UT) en la medida exigida por el código de construcción de construcción o post-construcción aplicable. Cuando se utilice UT, se examinará el paso de raíz mediante partículas magnéticas (MT) o líquidos penetrantes (PT). Los procedimientos, la cualificación del personal y los criterios de aceptación se ajustarán al código de construcción o al código de post-construcción aplicable.

#### G. Prueba de presión

Todas las soldaduras de las placas de inserción deberán someterse a pruebas de presión en concordancia con el código de construcción.

## 7.2 **RECOMENDACIÓN**

Con base en la información recopilada durante las inspecciones realizadas, se sugiere llevar a cabo una reparación mayor, en línea con lo previamente expuesto y en cumplimiento con el estándar ASME PCC-2, Artículo 201.

Esta reparación implica el reemplazo de la sección afectada por la corrosión mediante la instalación de un inserto cuadrado soldado, el cual incluirá una boquilla con las mismas especificaciones consideradas en el diseño del equipo, según se indica a continuación.

### 7.2.1 Especificaciones del inserto

El material destinado a la fabricación del inserto debe ser el mismo que el utilizado en la carcasa del intercambiador de calor, es decir acero ASTM A-516 Grado 60.



El inserto debe contar con un espesor mínimo de 0,5 pulgadas. Además, debe mantener el mismo radio de curvatura que la carcasa, el cual corresponde a 43 pulgadas de diámetro exterior, y estar redondeado en las esquinas del inserto con un radio de curvatura de mínimo 3 pulgadas.

Para la boquilla, se requiere también que el material sea el mismo contemplado en el diseño original del equipo, acero ASTM A-106 Grado A, el cual para su conexión incluye una brida de acero ASTM A-105 de tipo *welding neck* clase 150#.

#### 7.2.2 Procedimiento de soldadura

Para la correcta soldadura del inserto se deberá presentar un procedimiento de soldadura previamente calificado, y un procedimiento de PWHT si fuese necesario, todo esto según los requerimientos de ASME Sección XI.

El personal ejecutante deberá también cumplir con las calificación y certificaciones que lo ameriten.

#### 7.2.3 Exámenes no destructivos en soldaduras

Se recomienda realizar examinación en el 100% de las soldaduras ejecutadas mediante ultrasonidos de arreglo de fases (PAUT), se recomienda este método por el bajo impacto o riesgo a la salud del personal y porque no es necesario segregarse las áreas de trabajo durante su ejecución.

La examinación debe ser en ejecutada dando cumplimiento a los artículos 4 y 5 del código ASME Sección V.

Será necesario evaluar tanto el cordón de raíz como la soldadura de remate y HAZ mediante técnicas superficiales como ensayo de líquidos penetrantes o partículas magnéticas, complementando la inspección visual de las zonas de interés.

#### 7.2.4 Prueba de presión

Una vez finalizados los trabajos de reparación, la carcasa y todas las soldaduras de las placas de inserción deberán someterse a pruebas de presión, tal como se exige en el código de post-construcción aplicable. Se recomienda realizar prueba hidráulica, para este caso ASME Sección VIII División 1, la presión de prueba se establece en 1,3 veces el MAWP.



## **CAPÍTULO 8: ASPECTOS ECONÓMICOS**



## **8 ASPECTOS ECONÓMICOS**

En este capítulo se desarrollarán las implicancias económicas y los costos asociados a las labores de inspección y mantención/repelación del equipo en estudio.

### **8.1 IMPLICANCIAS ECONÓMICAS**

La correcta reparación, mantención e inspección del equipo puede aumentar la eficiencia operativa actual, reduciendo la probabilidad de tiempo de inactividad y mejorando la productividad. Ignorar las reparaciones recomendadas puede llevar a fallas inesperadas, lo que resulta en costos adicionales al no poder operar a plena capacidad, y aumenta el riesgo de incidentes operacionales de alto potencial que podrían afectar a la salud de las personas, la operación y la infraestructura dada las características del proceso y las materias prima o productos utilizados.

### **8.2 CONSECUENCIAS ANTE UNA EMERGENCIA**

Los costos potenciales ante una emergencia debido a una pérdida de contención del equipo son las siguientes:

<b>Impacto</b>	<b>Costo Potencial (\$USD/día)</b>	<b>Detalle</b>
Baja carga en torre destilación al vacío.	70.000.-	Dejar el intercambiador fuera de servicio producto de su falla, obliga a realizar una disminución en la carga en la torre de destilación al vacío, para evitar su sobrecalentamiento, y la obtención de productos defectuosos y cortes de producto fuera de estándar.



<b>Impacto</b>	<b>Costo Potencial (\$USD/día)</b>	<b>Detalle</b>
Derrame de hidrocarburos. Ambiental.	2.000.-	Los incidentes de contención de procesos en plantas industriales están regulados por diversas normativas y leyes que pueden resultar en multas y sanciones las cuales son aplicadas por la SMA y el MINSAL.
Incendio, daño a la salud de trabajadores e instalaciones.	No cuantificable.	Debido las características del producto y el proceso, existe una alta probabilidad de que el fluido, producto de la liberación y la temperatura se inflame, esto desata todo un protocolo de acción para contener la emergencia y evitar el escalamiento de esta, lo que podría involucrar a otros equipos de la planta en la emergencia poniendo el riesgo la integridad de las instalaciones y la salud de los trabajadores.

Tabla 9. Costos asociados a una detención de emergencia.



### 8.3 COSTO DEL PLAN DE REPARACIÓN

Los costos asociados a la reparación contemplan materiales y mano de obra para la ejecución de los trabajos detallados en la recomendación, los ítems y valores de acuerdo con FOE de empresa anónima prestadora de servicios mecánicos, son los siguientes:

ITEM	COSTO (\$CLP)	DESCRIPCION BREVE
Materiales	1.750.000.-	Plancha de SA-516 Grado 60 Espesor 0,5", Tubería sin costura SA-106 6" sch 80, Brida W.N 6" 150# SA-105.
Instalación y fabricación del inserto	2.677.000.-	Inserto 1,4 m <sup>2</sup> . Valor unitario \$1.900.000/m <sup>2</sup> .
Soldadura de boquilla en inserto	250.000.-	Valor de soldadura branch de tubería de 6".
Mano de obra	513.000.-	Soldador, capataz, ayudante, pareja de mecánicos. Valor por hora 171.000.
Ensayos no destructivos	760.000 50.000	PAUT + PT + VT Valor movilización + precio unitario por inspección de cada soldadura.
Prueba hidráulica	1.630.000.-	Prueba hidráulica para hermeticidad de equipos.
Costo total de la reparación	6.055.000.-	Total.

Tabla 10. Detalle de costos de la reparación.



## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

API 579 ha demostrado ser una herramienta eficaz y confiable a la hora de determinar la integridad de los equipos, proporcionando herramientas y pautas de evaluación para distintos mecanismos de daño.

Es por eso que en base a los análisis realizados en esta memoria de título, se ha concluido de manera determinante, que el componente evaluado mediante estándar API 579 no cuenta con un estado estructural apropiado para garantizar una operación segura y confiable.

Es por esta razón que se han realizado una serie de recomendaciones basadas en los códigos aplicables ASME Sección VIII División 1 y ASME PCC-2 para dar solución al problema y garantizar la disponibilidad del activo durante un lapso suficiente para adquirir un equipo nuevo.

Además, se recomienda realizar seguimiento de las reparaciones, manteniendo un plan de inspección y monitoreo constante en el equipo con tal de detectar de manera oportuna cualquier desviación que pudiese afectar la integridad del equipo.

Dadas las condiciones operativas y el proceso en el que se encuentra involucrado el intercambiador, se recomienda evaluar la viabilidad de incorporar un nuevo equipo, considerando como alternativa el uso de un acero inoxidable como material base, o bien la aplicación de un recubrimiento (*overlay*) de acero inoxidable.

Un acero inoxidable con un 5% de concentración de cromo bastaría para reducir la tasa de corrosión sulfídica hasta 4 mpy (milésimas de pulgada por año) según API Publication 581.

Desde el punto de vista económico, resulta completamente justificable llevar a cabo la reparación, asumiendo los costos asociados, en comparación con los riesgos que implicaría una reducción de carga operativa o la ocurrencia de un incidente de alto potencial que pueda comprometer la salud del personal, así como la seguridad y continuidad operativa de las instalaciones.



## **BIBLIOGRAFIA**

### **FITNESS-FOR-SERVICE**

#### **API 579-1/ASME FFS-1, 2021**

American Petroleum Institute and The American Society of Mechanical Engineers.

#### **ASME Boiler and Pressure Vessel Code**

##### **Sección VIII División 1 Rules for Construction of Pressure Vessels, 2023**

The American Society of Mechanical Engineers ASME.

#### **ASME Boiler and Pressure Vessel Code**

##### **Sección II Materials Part D Properties, 2023**

The American Society of Mechanical Engineers ASME.

#### **Risk-Based Inspection Base Resource Document**

##### **API Publication 581, 2000**

American Petroleum Institute API.

#### **Repair of Pressure Equipment and Piping**

##### **ASME PCC-2, 2018**

The American Society of Mechanical Engineers ASME.