

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica

**EVALUACIÓN SEGÚN NORMA API 579/ASME FFS-1,
DE UN TUBO DE PARED DE UNA CALDERA
ACUOTUBULAR CON PRESENCIA DE
PÉRDIDA LOCALIZADA DE MATERIAL,
PARA ESTIMAR SU VIDA ÚTIL EN
SU OPERATIVIDAD**

TESIS

Presentada por:

Bach. Richard Isaac Quenaya Maquera

Para optar al Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO

TACNA – PERÚ

2020

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

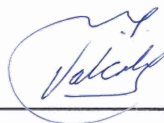
Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica

EVALUACIÓN SEGÚN NORMA API 579/ASME FFS-1, DE UN TUBO DE PARED DE UNA CALDERA ACUOTUBULAR CON PRESENCIA DE PÉRDIDA LOCALIZADA DE MATERIAL, PARA ESTIMAR SU VIDA ÚTIL EN SU OPERATIVIDAD

Trabajo de tesis sustentado por el Bachiller RICHARD ISAAC QUENAYA MAQUERA,
aprobado el 22 de agosto del 2019, el Jurado Calificador estuvo integrado por:

PRESIDENTE:



MSc. Edgardo Teófilo Valdez Cortijo

SECRETARIO:



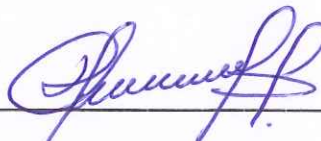
MSc. Avelino Godofredo Pari Pinto

VOCAL:



Mgr. Francisco Gamarra Gómez

ASESOR:



Mgr. Carlos Aurelio Garván Gamarra

DEDICATORIA

A mis padres, Rosa e Isaac por su apoyo incondicional; a mis hermanos, que animan y colaboran en cada uno de mis proyectos; a mi hijo Jherome, la razón de mis esfuerzos, y a mis amigos: Melina, Yesenia, Arnaldo y Luis, gestores indirectos de este trabajo, sin su amistad este trayecto hubiera sido imposible.

AGRADECIMIENTO

Es primer lugar, agradecer a mi asesor el Ing. Carlos Garvan Gamarra por sus valiosos aportes, sus observaciones y recomendaciones con las que pude encaminar y terminar mi tesis.

Asimismo, agradezco a todos los compañeros de trabajo de la Central Térmica Ilo1, quienes con su experiencia lograron impulsar al desarrollo de la presente tesis.

Finalmente, mi más sincero agradecimiento a todos los ingenieros de la Escuela de Ingeniería Mecánica quienes contribuyeron en mi formación profesional.

CONTENIDO

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
CONTENIDO	v
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE SÍMBOLOS	xv
RESUMEN	xviii
ABSTRACT	xx
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Delimitación del problema	4
1.3 Formulación del problema	5
1.4 Objetivos	6
1.4.1 Objetivo general	6
1.4.2 Objetivos específicos	6
1.5 Hipótesis	7

1.5.1 Hipótesis general	7
1.5.2 Hipótesis específicas	7
1.6 Variables	8
1.6.1 Variable independiente	8
1.6.2 Variable dependiente	8
1.7 Justificación del problema	8
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	10
2.1 Antecedentes del estudio	10
2.2 Introducción al mundo de las calderas	12
2.3 Definición de caldera	13
2.4 Clasificación	13
2.4.1 Calderas acuotubulares (tubo de agua)	13
2.5 Caldera N°4 modelo 3VP-22 ABB	15
2.5.1 Puntos de observación en la caldera N° 4	18
2.5.2 Construcción	20
2.5.3 Válvula de seguridad	21
2.5.4 Domo superior	23
2.6 Parámetros operativos de la caldera	26

2.6.1 Datos operativos	26
2.6.2 Exceso de aire	27
2.6.3 Análisis del consumo de combustible	27
2.6.4 Evaporación	28
2.6.5 Pureza del vapor	29
2.7 Preparación de la caldera para el servicio	29
2.7.1 Pasos previos para la puesta en marcha de la caldera	29
2.7.2 Sobrecalentador	31
2.7.3 Quemadores	32
2.8 Operación	33
2.8.1 Llenado de la caldera	33
2.8.2 Puesta en marcha	34
2.8.3 Proceso de parada de la caldera ante la falla de tubo	39
2.9 Mantenimiento por tubo roto	41
2.9.1 Inspección	42
2.9.2 Mecanismo de falla en los tubos de caldera	43
2.9.3 Corrosión externa en los tubos de pared de la caldera	44
2.9.3.1 Corrosión lado fuego del tubo de pared	45

2.9.3.2 Corrosión en el punto de rocío en periodos de inactividad	47
2.9.4 Reparación de tubo roto	49
2.9.5 Reemplazo del tubo	50
2.10 La normatividad en la American Petroleum Institute	52
2.11 La norma API 579-1/ASME FFS-1	53
2.11.1 Alcance y dirección de la norma API 579-1/ASME FFS-1	54
2.11.2 Clasificación de defectos según API 579-1/ASME FFS-1	55
CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO	58
3.1 Etapas de evaluación	58
3.2 Aplicabilidad y limitaciones de la norma API 579-1/ASME FFS-1	61
3.3 Evaluación FFS por pérdida localizada de material	61
3.3.1 Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento	62
3.3.2 Datos requeridos	66
3.3.2.1 Datos de diseño del componente	66
3.3.2.2 Historial de operación y mantenimiento.	67
3.3.2.3 Método para determinar el plano de máxima pérdida	68
3.3.2.4 Mediciones requeridas para evaluación FFS	73
3.3.2.5 Recomendaciones para inspección y dimensionamiento	76

3.3.3 Técnicas de evaluación y criterios de aceptación	77
3.3.3.1 Evaluación nivel 1	77
3.3.3.2 Evaluación nivel 2	81
3.3.4 Evaluación de la vida útil operativa restante	85
3.3.5 Técnicas de remediación	85
3.3.5.1 Método 1	86
3.3.5.2 Método 2	87
3.3.5.3 Método 3	87
CAPÍTULO IV EVALUACIÓN DEL TUBO DE PARED	89
4.1 Aplicaciones y limitaciones del procedimiento	89
4.2 Requerimiento de información	90
4.2.1 Datos de diseño de la tubería SA 178A	90
4.2.2 Historial de operación y mantenimiento	92
4.2.3 Definición del defecto	100
4.3 Evaluación FFS del tubo de pared	102
4.3.1 Inspección del tubo de pared	102
4.3.2 Datos adicionales	104
4.3.3 Evaluación FFS nivel 1 del tubo de pared	105

4.3.4 Evaluación FFS nivel 2 del tubo de pared	115
4.4 Cálculo de vida útil operativa restante del tubo SA 178A	123
4.5 Máximo intervalo de inspección	124
CAPÍTULO V ANÁLISIS DE RESULTADOS	125
5.1 Costo por parada de caldera N° 4	125
5.2 Costo por compra de energía a otras generadoras	130
5.3 Costo por reparación de tubo roto	131
5.4 Diagnóstico de la evaluación FFS	131
CONCLUSIONES	132
RECOMENDACIONES	134
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	135
ANEXOS	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Parámetros operacionales de la caldera N° 4	17
Tabla 2	Datos técnicos de las válvulas de seguridad	22
Tabla 3	Programa de inspección de recipiente a presión	23
Tabla 4	Mecanismos de falla comunes en calderas acuatubulares	44
Tabla 5	Clasificación de defectos según API 579-1	56
Tabla 6	Clasificación de defectos según API 579-1	57
Tabla 7	Temperaturas máximas de operación según material	65
Tabla 8	RSFa recomendado según código de diseño	81
Tabla 9	Datos de diseño	91
Tabla 10	Composición química del tubo SA 178 A	91
Tabla 11	Programa anual de mantenimiento	95
Tabla 12	Mantenimientos correctivos de la caldera N° 4	96
Tabla 13	Registro de espesores	104
Tabla 14	Formato para calcular el COV	105
Tabla 15	CTP Longitudinal del LTA	108
Tabla 16	CTP Circunferencial del LTA	110
Tabla 17	RSFa Recomendado según código de diseño	114
Tabla 18	CTP Longitud de evaluación Nivel 2	116
Tabla 19	Tiempos de parada	126

Tabla 20	Costos y equivalencias	127
Tabla 21	Costos de consumo de energía por parada turbina N° 4	127
Tabla 22	Costos de reposición de agua por parada de turbina N°4	128
Tabla 23	Costos de energía por parada de la caldera N° 4	128
Tabla 24	Costos de agua por parada de la caldera N°4	129
Tabla 25	Costos de petróleo por parada de la caldera N°4 -ABB/CE	129
Tabla 26	Evaluación del costo diferencial por parada de la caldera	130
Tabla 27	Costos por reparación de tubo roto	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Partes generales de una caldera acuotubular	15
Figura 2. Curvas de puesta en marcha de la caldera N°4	38
Figura 3. Químicos formados por la combustión	45
Figura 4. Severa pérdida de metal en los tubos de pared	47
Figura 5. Severa pérdida de metal a lo largo de la corona del tubo	47
Figura 6. Corrosión por inactividad de la caldera	48
Figura 7. Plano inspección de tanques cilíndricos, cónicos y tubería	69
Figura 8. Método para determinar la máxima pérdida de meta CTP	72
Figura 9. Perfil de espesor crítico - plano longitudinal	72
Figura 10. Perfil de espesor crítico - plano circunferencial	72
Figura 11. Dimensiones del defecto LTA	74
Figura 12. Defecto del componente por canal - ranura	75
Figura 13. Longitud del defecto similar a ranura. Sección A-A	75
Figura 14. Longitud del defecto similar a ranura. Sección B-B	76
Figura 15. Red de inspección del componente con pérdida de metal	77
Figura 16. Gráfico de aceptabilidad Nivel 1	80
Figura 17. Proceso de subdivisión para determinar RSF	83
Figura 18. Gráfico para determinar el mínimo RSF	84
Figura 19. Potencia generada enero - abril	93

Figura 20. Potencia generada mayo - agosto	93
Figura 21. Potencia generada septiembre - diciembre	94
Figura 22. Fallas según tipo de tubo	97
Figura 23. Falla de tubo por ubicación	98
Figura 24. Hogar de la caldera N° 4	100
Figura 25. Ubicación del tubo de pared evaluado	101
Figura 26. Red de inspección	102
Figura 27. Medición de espesores por ultrasonido	103
Figura 28. Lectura mínima medida	103
Figura 29. CTP Longitudinal del LTA	109
Figura 30. CTP Circunferencial del LTA	110
Figura 31. Gráfico de aceptabilidad Nivel 1	113
Figura 32. Pérdida localizada de material	117

ÍNDICE DE SÍMBOLOS

API Instituto Americano de Petróleo.

ASME Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.

ASTM Sociedad Americana de ensayos y materiales.

A^i Área de pérdida localizada de material con un ancho de s^i incluyendo el efecto de FCA.

A_o^i Área original del metal con un ancho de s^i .

c Dimensión circunferencial o la longitud de la región con pérdida localizada de metal en el momento de la inspección.

COES Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

COV Coeficiente de Variación, indicador estadístico resultante de la relación entre la desviación estándar de distribución y la media de distribución.

CTP Perfil de espesor crítico.

D Diámetro exterior del cilindro, corregido por el *LOSS* y *FCA* según corresponda.

FCA Futura corrosión admisible aplicada a la región con pérdida localizada de metal.

FFS Aptitud o capacidad para el servicio.

- 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.
- $LOSS$ Cantidad uniforme de pérdida de metal lejos de la ubicación de la región con pérdida localizada de metal en el momento de la evaluación.
- $Lmsd$ Distancia a la discontinuidad crítica más cercana.
- LTA Área delgada local.
- λ Longitud de un defecto longitudinal.
- λ_i Incrementos en la longitud de un defecto longitudinal.
- M_t Factor de Folias para un defecto de pared en base a la dimensión longitudinal de la LTA.
- M_{ti} Factor de Folias para un defecto de pared en base a la dimensión longitudinal de la LTA.
- $MAWP$ Presión máxima de trabajo admisible.
- $MAWP_r$ Nueva presión máxima de trabajo admisible (reducida).
- R_t Relación de espesor restante.
- RSF Factor de fuerza remanente calculado basado en la medida meridional de la LTA.
- RSF^i RSF para la subdivisión actual que se está evaluando.

- RSF_a Factor de fuerza remanente admisible.
- SCADA Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
- SEIN Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- 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_{min} Espesor mínimo requerido para que el componente soporte el MAWP calculado.
- t_{mm} Espesor mínimo medido en la red de inspección.
- t_{nom} Espesor nominal del componente.
- t_{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_{am} Espesor promedio de la red de inspección

RESUMEN

Cuando un equipo sufre deterioro, es lógico suponer que, en las condiciones actuales, el mismo no va a responder al 100 % de su capacidad operativa. Ante esto, es preciso un estudio que estime el estado actual del equipo, así como también la vida útil operativa restante, resulta útil para las industrias, con el propósito de reducir costos ocasionados por la interrupción de la producción.

El objetivo de estudio es determinar la vida útil operativa restante de un tubo de pared SA 178 A de una caldera acuotubular, que presenta pérdida localizada de material, según la norma API 579 FFS-1. Con este fin, la pregunta de investigación es la siguiente: ¿La evaluación del tubo de pared permitirá estimar la vida útil operativa restante?

Para responder a la pregunta de investigación se desarrolló una investigación aplicada de nivel descriptivo y con una muestra de estudio de 45 tubos de pared en la zona quemadores de la caldera, los instrumentos fueron: medición de espesores con un equipo de ultrasonido y análisis de base de datos. Los resultados muestran que el tubo de pared evaluado según la norma API 579, en el nivel 1 no cumple los criterios de aceptación,

ya que, proyecta resultados conservatorios y; en la evaluación nivel 2, los criterios de aceptación son aceptables.

Frente a esto, se resuelve reparar la sección del tubo con pérdida de material, por ser la caldera un equipo crítico que debe contar con un factor de seguridad, por tal motivo el resultado de la evaluación nivel 1 según la norma API 579-1 debe ser aprobado por el ingeniero evaluador.

Palabras clave: caldera, tubos, quemadores, espesores.

ABSTRACT

When some equipment deteriorates, it is logical to assume that, under current conditions, it will not respond to 100% of its operational capacity. In view of this, a study that estimates the current state of the equipment, as well as the remaining operational life, is required to be useful for industries, in order to reduce costs caused by production disruption.

The objective of this research is to determine the remaining operating life of a SA 178 A wall tube of an acutubular boiler, which has localized material loss, according to API 579 FFS-1. Therefore, the research question is as follows: ¿Will the wall tube evaluation allow the remaining operational life to be estimated?

To answer the research question, an applied research was developed at a descriptive level; it was used by tools such as thickness measurement with ultrasound equipment and database analysis including a study sample of 45 wall tubes in the boiler burner area. The results demonstrate that the wall tube, that was evaluated according to API 579, does not meet the acceptance criteria at level 1 because it projects conservatory results and acceptance criteria are acceptable at level 2 assessment.

In spite of this, it is resolved to repair the section of the tube with material loss, because the boiler is a critical equipment that must have a safety factor. For this reason, the result of the level 1 assessment, according to API 579-1, must be approved by the evaluator engineer.

Keywords: Boiler, tubes, burners, gauges.

INTRODUCCIÓN

Los planes de inspección han adquirido importancia en los últimos años, pues tienen por objetivo reducir costos, que suelen elevarse cuando se interrumpe la producción. Por lo que es necesario diseñar y plantear nuevas metodologías. Por ello, se ha aplicado la norma API 579 FFS-1, esta norma proporciona los criterios de evaluación mediante un análisis por niveles y de esta manera determina si el componente a evaluar que ha sufrido un daño puede continuar operando, si requiere una reparación o alteración en sus parámetros de operación.

En la presente tesis, se aplica la Norma API 579 FFS-1, donde se determina la vida útil operativa restante de una sección del tubo de pared SA 178 A de la caldera N° 4 de la Central Térmica Ilo1, que presenta pérdida localizada de material. La caldera presenta varios antecedentes de falla por tubo roto, una de las causas relevantes es la corrosión externa del componente que se presenta sobre todo en la zona de los quemadores. Insertando esta metodología de evaluación se determina la disponibilidad del componente evaluado y de la caldera; de esta manera se logra mantener una producción sin interferencias.

En el capítulo II se brinda información teórica y pertinente acerca de los conceptos, principios y normas que rigen el uso adecuado de la caldera N° 4; para ello profundizamos en la descripción de su diseño, construcción, operación y mantenimiento; asimismo, se investigó las fallas más comunes por rotura de tubo y su posterior reparación.

En el capítulo III se estudia la metodología de la norma API 579 FFS-1; allí se observa un procedimiento aplicable a cualquier tubería que cumpla el alcance y limitaciones de la norma. Así en el capítulo IV describimos como se aplicó el procedimiento y evaluación del tubo de pared SA 178 A de la caldera N° 4; a su vez se recolectó información del área de Operación & Mantenimiento, también se realizó medición de espesores del tubo de pared evaluado; todo esto en estricto cumplimiento de los requerimientos que la norma exige.

Finalmente, en el capítulo V se realiza un análisis comparativo del diagnóstico de los resultados de la evaluación del tubo de pared SA 178 A con los costos que involucra la avería de la caldera N° 4 por falla de tubo roto. Estos análisis brindan al ingeniero encargado de la evaluación, tomar una decisión acertada y sustentada, teniendo como base la norma API 579 FFS-1 y en salvaguarda de la economía de la empresa.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

La central térmica Ilo1 cuenta con 2 calderas acuotubulares, la caldera N° 3 y 4, las mismas que rinden una producción estimada de 136 077 kg/h y 181 436 kg/h respectivamente; todo el vapor producido va a las 2 turbinas de vapor que generan en total 100 MW a máxima carga, toda la energía es inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

La caldera N°4 detuvo su producción debido a la rotura de un tubo, posteriormente falló la turbina, ya que el generador de vapor después de la parada no programada requiere una intervención inmediata para corregir la falla, esto ocasiona costos elevados por el mantenimiento correctivo, lo que implica la compra de energía a otras generadoras; por lo que el costo se eleva y afecta el contrato con sus clientes.

La falla recurrente de la caldera No. 4 es la rotura del tubo, esto involucra sacar a la unidad fuera de servicio inmediatamente. Las causas de falla de los tubos son por sobrecalentamiento, corrosión interna (poco usual) y corrosión externa, en esta última causa enfocamos el desarrollo de la presente tesis, pues esta falla es la más frecuente.

Según lo observado, una de las causas de avería en la caldera es la falla de las tuberías a presión debido a la corrosión externa (lado fuego), que ocasiona una acelerada pérdida de material por los químicos generados de la combustión en el hogar, ya sea por mala combustión de los quemadores o por la inactividad de la caldera, que puede estar en mantenimiento o en parada programada a solicitud del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

En tal sentido, el problema que se pretende solucionar con el desarrollo de la presente tesis, es determinar la vida útil de un tubo de pared SA 178 A, que presenta pérdida localizada de material, específicamente de la caldera N°4 de la Central Térmica Ilo1, con la aplicación de la metodología de evaluación de la norma API 579 FFS-1.

1.2 Delimitación del problema

Se demarca la presente tesis en el sentido espacial y temporal. Lo que permite delimitar las áreas de interés para el desarrollo de la presente tesis.

El área espacial del desarrollo de la presente tesis es en la región Moquegua, provincia Ilo y distrito Pacocha. La Central Térmica Ilo1 está ubicada en la Fundación SPCC.

La caldera donde se aplicó la metodología de evaluación es la caldera N°4 de la Central Térmica Ilo1 que produce un flujo de vapor de 181 436 kg/h en su máxima capacidad a una presión de 5,92 MPa y una temperatura de 482,22 °C. Dada la amplitud de las causas de daño en las calderas, la presente tesis está enfocada exclusivamente en el daño por corrosión externa (lado fuego) que ocasiona una acelerada pérdida de material.

Se evaluó un tubo de pared SA 178A que se encuentra ubicado en el hogar de la caldera, zona quemadores, dicho componente presenta deterioro prematuro por la corrosión ocasionada por los gases químicos de la combustión, este evento requiere de la aplicabilidad de la Norma API 579 FFS-1 que indica en el capítulo V si dicho componente evaluado puede seguir en operación, requiere una reparación, una alteración o un monitoreo operacional.

La recopilación de información se realizó desde el 2013 hasta el 2017, donde se registraron fallas por rotura de tubo de la caldera N°4.

1.3 Formulación del problema

¿La evaluación del tubo de pared SA 178A, de una caldera acuatubular, según la norma API 579-1, permitirá estimar la vida útil en su operatividad?

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar la vida útil del tubo de pared SA 178 A, de una caldera acuatubular, según la norma API 579-1, para determinar la vida útil durante su operatividad.

1.4.2 Objetivos específicos

- Determinar el estado actual del componente a evaluar.
- Determinar la causa de daño del componente (pérdida localizada de material).
- Analizar si el componente puede continuar en servicio, si debe de ser reparado, alterado, reemplazado o monitoreado durante la operación.
- Estimar la vida útil proyectada y el intervalo para la próxima inspección.

1.5 Hipótesis

1.5.1 Hipótesis general

Si se evalúa el tubo de pared, que presenta pérdida localizada de material, de una caldera acuatubular de acuerdo a la norma API 579/ASME FFS-1 se puede estimar la vida útil del tubo durante su operatividad.

1.5.2 Hipótesis específicas

- La corrosión generada por la presencia de gases de la combustión incompleta y la inactividad de la caldera N°4, ocasionan una pérdida localizada de material de los tubos de pared de la caldera.
- El tubo de pared SA 178A presenta pérdida de material ya que su espesor actual es menor al nominal.
- El componente continuará en servicio ya que la pérdida de espesor es aceptable según el criterio de aceptación de la norma API 579/ASME FFS-1.
- La vida útil estimada será de 1.62 años y el intervalo para la próxima inspección 0.81 años.

1.6 Variables

1.6.1 Variable independiente

Evaluación de la norma API 579/ASME FFS-1

1.6.2 Variable dependiente

Vida útil de operatividad del componente.

1.7 Justificación del problema

La investigación se justifica por las siguientes razones:

- Es original porque trabaja con datos reales de campo recopilados en formatos.
- Es relevante porque ayudara a la empresa en:
 - Reducción de costos por interrupción de la producción, lo que evita la compra de energía a otras generadoras para cumplir con sus clientes.
 - Reducción de costos por mantenimiento correctivos.
 - Reducción de costos por compra inmediata de repuestos y/o materiales.
 - La aplicabilidad de la norma API 579-1 dará un sustento más ingenieril en la toma de decisiones, ante la posibilidad

de reemplazar un componente dañado por suponer que no garantiza la operación.

- Seguridad para el personal de la Central Térmica Ilo1.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

2.1.1 Antecedentes nacionales

Zavala (2015) presenta la tesis titulada “Evaluación del estado mecánico estructural de calderos en refinerías mediante la detección de fallas por técnicas no destructivas” para optar el grado de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Señor de Sipán.

El objetivo de la investigación fue establecer una metodología para determinar el estado mecánico estructural de los componentes de calderos, precautelando la integridad, seguridad y extensión de la vida útil, a través de técnicas no destructivas en cumplimiento de normas vigentes.

El tipo de investigación fue descriptiva y tecnológica.

Zavala (2015) llegó a la siguiente conclusión: Se analizó y evaluó el estado mecánico estructural de calderos, específicamente el componente con más frecuencia de fallas: las tuberías, se aplicó ensayos no destructivos, establecidos por normas internacionales, para así ofrecer de manera óptima la reparación y mejorar la integridad de estas en Refinería Talara. (p175).

Gil (2016) presenta la tesis titulada “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” para optar el grado de Ingeniero Mecánico de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

El objetivo de la tesis fue 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.

El tipo de investigación fue de tipo descriptivo y el diseño experimental.

Gil (2016) concluye en lo siguiente: 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. 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. Todo esto con el objetivo de prevenir los mismos defectos en otros componentes. (p90).

2.2 Introducción al mundo de las calderas

Una caldera se puede describir como un equipo generador de vapor mediante el uso de un combustible, en donde convierte la energía química del combustible en energía calorífica que es transferida mediante radiación, convección y conducción al agua de alimentación para convertirla en vapor. Sus características básicas son determinadas por los combustibles y su tamaño y por la producción de vapor que demanda la turbina o planta que alimenta.

Según Shield (1999), con el correr de los años, la cantidad de combustible empleado en las calderas se ha incrementado; al igual que los tamaños de los equipos utilizados en las industrias; a su vez se fabrican calderas modernas mucho más inteligentes y complejas de lo que eran antes. Además, hay más tecnologías de combustión hoy, a comparación del pasado; por tanto, hay una gran variedad de calderas.

Rayaprolu (2009), documenta que las calderas también reciben el nombre de generadores de vapor. Las calderas se han utilizado desde hace más de siglo y medio en países como Japón, Sudáfrica, Rusia, Australia y

también en muchos países de América. En los últimos años, con la rápida industrialización, se ha añadido la capacidad de generación de energía; por ejemplo, en países como China e India las calderas de principios del siglo XVIII no eran más que grandes hervidores. Desde aquellas primeras calderas han surgido grandes progresos en términos de tamaño, variedad, flexibilidad, versatilidad, confiabilidad y complejidad.

2.3 Definición de caldera

Los códigos de la caldera tipifican una caldera de forma variada. Una caldera es un recipiente de contención de presión que produce vapor a una presión generalmente de 200 kPa a más. Sin embargo, no existe una definición universal.

2.4 Clasificación

Según Shield (1999) Hay dos tipos generales de calderas: las pirotubulares (tubos de fuego) y las acuotubulares (tubos de agua). Adicionalmente, las calderas se clasifican como de “alta” y “baja” presión y como calderas de “vapor” y calderas de “agua caliente”.

2.4.1 Calderas acuotubulares (tubo de agua)

Generalmente las calderas de tubos de agua son medianas o grandes, las cuales están formadas por domos interconectados por tubos, que tienen como función transportar el agua desde las zonas de absorción

de calor hasta el domo al cual llega una mezcla de agua-vapor. Los domos tienen como función almacenar el agua y el vapor, estos pueden hacerse de diámetros menores que los cascos de las calderas pirotubulares (tubo de fuego), lo que permitió incrementar las presiones de trabajo. Al incrementar la cantidad de tubos dentro de la caldera, se puede incrementar la superficie de transferencia de calor, por ende, permite que estas calderas logren grandes generaciones de vapor, en donde se ve limitado en las calderas de tubos de fuego. Las características generales de las calderas de tubos de agua, en comparación con las de tubos de fuego, son las siguientes:

- Son calderas medianas y grandes con producciones superiores al 4 535,92 kg/h y presiones hasta cercanas a la crítica. Suministran por lo general vapor sobrecalentado.
- Tienen poca capacidad de agua, por ello, el nivel de agua les fluctúa con rapidez y tienen un arranque relativamente rápido.
- El costo de la instalación es grande, llevan una importante obra estructural y refractaria.
- Presentan una alta eficiencia. (Generalmente: 80-92 %)

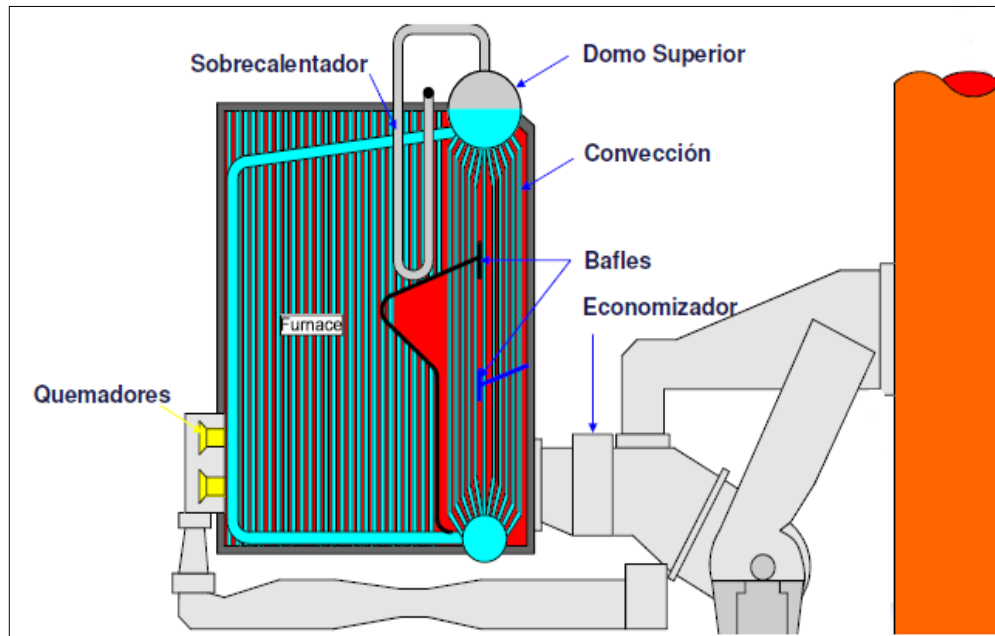


Figura 1. Partes generales de una caldera acuotubular, CE

2.5 Caldera N°4 modelo 3VP-22 ABB

Todo generador de vapor está diseñado para un propósito específico, es decir, cada caldera está diseñada para suministrar una cantidad específica de vapor a la presión y temperatura requerida. Si se incluye un sobrecalentador en la instalación se calcula también la temperatura del vapor. Exceder las condiciones de funcionamiento máximas, prescritas para cada instalación acortará la vida de la caldera y de los componentes.

La caldera acuotubular donde se desarrolló la tesis pertenece a la marca ABB/CE modelo VP, este modelo fue diseñado para la combustión

de petróleo industrial R500 atomizado con vapor saturado a 1,24 MPa con el objetivo de obtener una combustión equilibrada.

Cuando la caldera está en funcionamiento tiene una presión positiva en el hogar (presurizada) con el propósito que los gases de combustión puedan circular por el hogar hacia el banco de tubos de generación y posteriormente a la chimenea donde la presión llega a ser negativa (vacío). El modelo VP de caldera es de una sola circulación, es decir, los gases de combustión hacen una vuelta completa por los tubos desde su origen en los quemadores hasta la chimenea, que expulsa los gases a la atmósfera.

Todo el hogar de la caldera está construido por tubos conectados y soldados entre sí, creando un hogar semi hermético. Por otra parte, los tubos están llenos de agua de alimentación hasta un nivel en el domo superior, que el fabricante recomienda, obteniendo un volumen de agua proporcional al volumen del hogar. Esta alta proporción logra obtener una eficiente y rápida absorción de calor del agua de alimentación, por ende, el gas de combustión reducirá su temperatura al transferir su calor por convección a los tubos de la caldera.

Los tubos de pared del hogar, tubos de piso y tubos de techo se encuentran soldados entre tubo y tubo por una aleta.

La caldera cuenta con sistemas de control y relés de protección para los arranques, paradas y funcionamiento. Estos controles mantienen y dan la confiabilidad de una buena operación, manteniendo los parámetros operacionales según lo establecido por el fabricante, parámetros como la presión del vapor, flujos de combustibles de diésel, petróleo industrial R500 y aire, temperatura y nivel del agua de alimentación. Los dispositivos de seguridad se incorporan para proteger a la unidad ante una probable falla como alta presión en el hogar de la caldera, bajo flujo de aire de combustión, bajo nivel de agua en el domo, si alguna de esas fallas se presenta se activa una señal de alarma en sala de control con un tiempo determinado, de no ser corregida la anomalía la unidad parará de manera automática quedando fuera de servicio.

Tabla 1

Parámetros operacionales de la caldera N° 4, Manual ABB/CE

Especificaciones Operacionales		
Número de quemadores		2
Fabricante		ABB/CE
Año de construcción		1993
Dimensiones del hogar	Ancho	4,5 m
	Altura	6,1 m
	Largo	8,8 m
Modelo		39VP22
Presión en el hogar		35 cmH ₂ O
Producción de vapor	kg/h	181 436

Presión de salida del sobrecalentador	MPa	5,92
Temperatura de salida del sobrecalentador	°C	482,22
Temperatura de agua de alimentación	°C	182,22
Flujo de combustible	kg/h	12 787
Flujo de gases de escape	kg/h	212 281
Flujo de aire del ventilador	kg/h	226 342
Humedad relativa	%	59
Eficiencia	%	86,4

2.5.1 Puntos de observación en la caldera N° 4

La caldera dispone de puntos de observación para visualizar el interior del hogar, donde se puede observar la forma de la flama de los quemadores; además es posible verificar que esté en las condiciones que recomienda el fabricante y también si hay presencia de escorias impregnadas en los tubos. La importancia de estos puntos de observación radica en que se puede realizar inspecciones periódicas mientras la unidad está en servicio, pues es posible visualizar los tubos de pared que son objeto de estudio de esta investigación, también se pueden ver los tubos de los sobrecalentadores y a su vez se puede determinar si se está realizando un buen soplado a la caldera o si hay presencia de una mala

combustión que produce óxidos de azufre, que es una de las causas que induce a la corrosión externa de los componentes.

Los puntos de observación tienen un sellado de aire, este es suministrado por el ventilador de tiro forzado donde una línea de tubería está conectada a la descarga del ventilador y está direccionado a cada punto de observación de la caldera, la presión del flujo de aire debe ser ligeramente mayor a la presión del hogar para lograr un buen sellado.

Los puntos de observación tienen dos modalidades: una manera es hacerlo detrás del visor, pero se obtendrá una visualización borrosa por obstrucción de los gases de combustión retenidos y por el espesor del visor. La otra modalidad es más eficiente, consiste en abrir la puerta del punto de observación, para esta acción se debe abrir la válvula alterna de la línea que suministra aire de servicio a una presión de 0,55 a 0,66 MPa y así se logrará un buen sellado al momento de abrir la puerta.

Los puntos de observación están montados en puertas que pueden abrirse para permitir:

- Mantenimiento del vidrio.
- Eliminación de escorias frente al punto de observación.
- Inserción de una sonda de instrumentación.

- Visualizar los tubos del hogar.
- Visualizar la forma de la flama del quemador.

2.5.2 Construcción

La caldera N° 4 está construida a base de tubos verticales, horizontales y está compuesta por dos domos, además cuenta con bancos de tubos de generación que están conectados con el domo superior e inferior de esta manera se logra aprovechar el calor de los gases de combustión mediante la transferencia de calor por convección, ver el Anexo 5, planos 1 al 6. La caldera está montada sobre un bastidor de acero estructural, lo que hace innecesarias las fundaciones caras.

El hogar de la caldera está construido por tubos tangentes soldados continuamente para formar un espacio semi hermético. Los tubos de generación son conectados por expansión entre el domo superior e inferior, los tubos de pared que se conectan en el domo superior también son instalados por expansión.

La caldera cuenta con accesos, tales como los puntos de observación, las puertas de ingreso al hogar, las aberturas del soplador de hollín y los accesos a los domos superior e inferior que están cubiertas con una pieza soldada, estos accesos son herméticos y sellados para evitar la

fuga de los gases; además, los accesos están protegidos por material refractario.

Los tubos de piso del hogar están cubiertos con ladrillos refractarios, estos están colocados de forma suelta con suficiente espacio para permitir la expansión de los tubos.

Los bancos de tubos de generación consisten en tubos verticales. Estos proporcionan la máxima absorción de calor con una pérdida mínima.

2.5.3 Válvula de seguridad

Los dispositivos más esenciales en un sistema presurizado son los de protección contra sobrepresión. Estos dispositivos no son diseñados ni están previstos para el control de la presión durante la operación normal de la caldera, sino para actuar cuando los dispositivos de control de presión fallan o se verifican condiciones anormales de funcionamiento.

La caldera cuenta con 2 válvulas de seguridad en el domo superior y una válvula de seguridad en el cabezal de los sobrecalentadores secundarios.

Tabla 2*Datos técnicos de las válvulas de seguridad, Manual ABB/CE*

Descripción	Especificación Técnica	Tamaño mm	Presión actuación (MPa)
Válvula seguridad domo superior	Consolidated type 2736 D-1- X1-XRL2-VS	63,5	6,27
Válvula seguridad domo superior	Consolidated type 2736 B-1- X1-WSC-VS	63,5	7,06
Válvula seguridad sobre calentador	Consolidated type 2746 B-1- X1-WSC-VS	76,2	7,27

La presión de diseño de la caldera N°4 es de 7.58 MPa, entonces la presión de actuación de la válvula de seguridad no debe ser mayor a la presión de diseño del componente, de ocurrir lo contrario se estaría violando con la norma de construcción de la caldera y se pondría en riesgo la integridad de la unidad y sus componentes.

Las válvulas de seguridad deben ser probadas periódicamente para asegurar su correcto funcionamiento. Debe verificarse la presión de apertura, cierre y hermeticidad de los sellos. La frecuencia de inspección

debe basarse en la historia de inspecciones previas, si la válvula se encuentra con defectos o daños producidos por el sistema, la frecuencia debería ir en aumento hasta que se obtengan resultados positivos.

Teniendo en cuenta esto, las inspecciones deben tener cierta frecuencia, al respecto estas son las recomendaciones que brinda la norma de construcción.

Tabla 3

Programa de inspección de recipiente a presión, ASME XIII

Servicio	Frecuencia de inspección
Vapor	Anual
Aire y gases limpios	Cada 3 años
Refrigerante, Propano	Cada 5 años
Válvulas de alivio en combinación con disco de ruptura	Cada 5 años

2.5.4 Domo superior

La caldera N° 4 cuenta con dos domos, uno de 1,37 y 0,91 metros de diámetro respectivamente que están conectados mediante bancos de tubos de generación, el agua de alimentación ingresa al domo superior que es el de mayor diámetro a una temperatura de 182,22 °C. El domo superior está compuesto por mecanismos internos cuya principal función es reducir

el contenido de humedad al vapor de retorno y posteriormente el vapor fluye por medios mecánicos al sobrecalentador. Básicamente, el domo está conectado internamente por varios tubos de la caldera.

Una vez que el agua de alimentación ingresa al domo superior, circula al domo inferior a través de los bancos de tubos de generación, en ese trayecto absorbe el calor de los gases de combustión que circulan en dirección a la chimenea. En el Anexo 5, plano 6, se brinda la esquematización de la parte interna del domo superior. Luego el agua de alimentación es distribuida a los cabezales principales, a los tubos de alimentación y a los tubos de pared, que posteriormente retornan al domo superior por medio de los tubos de retorno y de los tubos de techo.

Los tubos de pared proveen una gran superficie de transferencia de calor y es en donde aproximadamente un 40 % del calor es absorbido del proceso de quemado del combustible. El calor generado de la combustión es transferido a los tubos de la pared, que a su vez transfieren el calor al agua que fluye dentro de los tubos. Al transferirse el calor de la combustión al tubo, y después al agua de alimentación, la temperatura del agua se eleva rápidamente hasta alcanzar la saturación.

El agua de alimentación después de circular por los tubos de pared retorna al domo superior en estado de vapor saturado, el domo superior

cuenta con dos separadores de humedad donde transita el agua de alimentación recalentada.

El vapor húmedo que ingresa a la mitad posterior del domo superior desde los tubos ascendentes de pared, se recoge en un compartimiento sellado formado por deflectores horizontales y verticales. Desde este compartimiento, el vapor se conduce a través de las aberturas en la caja colectora horizontal y pasa a través de una fila de conductos cilíndricos de vapor. Desde los conductos de vapor delanteros y traseros, el vapor fluye hacia arriba hasta la etapa final de separación y entra al secador de placas corrugadas. Esto consiste en un banco seccionado de láminas delgadas corrugadas estrechamente, que dirige el vapor en un camino tortuoso y separa cualquier agua retenida restante. Como esta velocidad es relativamente baja, el agua no se puede recoger nuevamente y; por lo tanto, el agua fluye a la parte inferior del domo superior.

Por otro lado, para evitar interrupciones innecesarias de la caldera debido a fugas en el interior del domo superior, es importante supervisar cuidadosamente los componentes internos del domo superior para detectar posibles deterioros prematuros. Las fugas pueden darse por muchas condiciones entre ellas bridas desajustadas, desalineadas o con presencia de desgaste.

2.6 Parámetros operativos de la caldera

Un punto importante para tener un correcto análisis del componente que se va evaluar es conocer la parte operativa, es decir, se debe estar al tanto de los parámetros operacionales, el histórico de arranques y paradas, tendencias de parámetros, etc. Por otra parte, se debe seguir minuciosamente las recomendaciones del fabricante con el objetivo de no acortar la vida útil de la unidad, para lo cual se tiene en cuenta los siguientes puntos.

2.6.1 Datos operativos

La caldera cuenta con transmisores de señales que son emitidas a los controladores de la Unidad a través del software SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), donde se realiza los comandos de arranque, paradas, apertura y cierre de los componentes de la caldera. A su vez se analiza la eficiencia de la caldera con los datos extraídos desde los transmisores, por tal motivo es primordial tenerlos en óptimas condiciones ya que cuando se instaló por primera vez se estableció un estándar, cuya desviación servirá como una indicación de una condición no deseada. Los registros de los datos operativos deben mantenerse en tal forma que faciliten la comparación de condiciones en operaciones similares. Cabe resaltar que, ante un evento de la unidad, lo primero que

se verifica son los datos operativos para determinar la causa del evento y lograr mantener una mejora continua.

2.6.2 Exceso de aire

El análisis de los gases de combustión que se expulsan por la chimenea, son indicadores de una combustión completa o incompleta. La combustión debe ser completa, por tal motivo se utiliza una cantidad limitada de exceso de aire, es decir, un poco más de la cantidad teórica necesaria para oxidar al combustible y generar una combustión completa. Estos datos son registrados por el analizador de oxígeno ubicado en el exterior de la caldera, que a su vez monitorea la temperatura de los gases de salida y la temperatura del aire de entrada a los registros que distribuyen el aire a cada quemador. Estas señales son emitidas al SCADA en sala de control, en consecuencia, si se registra monóxido de carbono (CO) por encima de su rango normal, esto es un indicador que hay una anomalía en la caldera, ya sea en los quemadores, en los registros de aire o en la válvula de control de flujo de combustible que no regula correctamente por una posible falla interna.

2.6.3 Análisis del consumo de combustible

Es muy importante tener un registro de la cantidad de combustible inyectado en el quemador, para determinar si se está teniendo una combustión equilibrada, estos parámetros son medidos y registrados en el

medidor de petróleo, también se debe analizar una muestra de combustible periódicamente en un laboratorio acreditado y así se determina el poder calorífico real del combustible cuando es sometido a diferentes esfuerzos desde su tanque de almacenamiento hasta la caldera. El análisis del combustible también puede dar pistas sobre las características que pueden tener una influencia desfavorable en la operación y la eficiencia.

2.6.4 Evaporación

Para tener un control adecuado de la operatividad de la caldera es preciso tener los datos de generación de vapor, por tal motivo se debe contar con un registro del flujo de vapor de salida y el flujo de agua de alimentación, a su vez debe monitorear y registrar sus temperaturas.

La verificación de los medidores de vapor y agua de alimentación se realiza de manera periódica ya que una desviación de un 10 % del flujo de vapor con respecto al flujo de agua de alimentación podría ser un indicador de tubo roto; por tal motivo, es muy importante realizar un mantenimiento preventivo a los medidores, pues es probable que un instrumento descalibrado provoque una falsa alarma e impida saber lo que realmente ocurre en la caldera.

2.6.5 Pureza del vapor

El agua de alimentación que se suministra a la caldera pasa por varios procesos de purificación (desalinización y desmineralización), el agua final del proceso es monitoreada constantemente para mantener sus parámetros dentro del rango operacional que recomienda el fabricante. La concentración de sólidos arrastrados en el agua y en el vapor dependerá en gran medida de la calidad del agua de alimentación. Se debe emplear un tratamiento de agua de reposición adecuada y un programa de purga adecuado para controlar la alcalinidad, la sílice y la concentración de sólidos disueltos y suspendidos en el agua de la caldera.

El agua de alimentación antes de ingresar a la caldera pasa por los desaireadores, allí se elimina la concentración de oxígeno en el agua para evitar corrosión por oxígeno, a su vez el agua es recalentada a una temperatura mayor a 101,66 °C según recomendación del fabricante para activar los químicos que se le agrega al agua.

2.7 Preparación de la caldera para el servicio

2.7.1 Pasos previos para la puesta en marcha de la caldera

Para la puesta en marcha de la caldera se debe realizar los siguientes puntos:

Los trabajos de mantenimiento deben ser completados, no debe de quedar cerca o dentro de la caldera ningún residuo, herramientas o escombros.

Las válvulas de seguridad deben estar inspeccionadas y comprobada su operatividad según la norma ASME antes de la puesta en marcha de la caldera.

Se debe cerrar los drenajes de la purga de fondo, del economizador, del domo inferior y de los productos químicos, también se debe cerrar las válvulas de suministro de vapor del soplador de hollín.

Posteriormente, se debe abrir la válvula de venteo del domo superior, los drenajes y el venteo de los sobre calentadores. Deben estar habilitada las válvulas de la columna de nivel del domo superior, el medidor de agua de alimentación y de vapor, la válvula de control de agua de alimentación y el venteo del economizador.

Si la caldera se encuentra sin agua, se debe rellenar hasta que se borren las alarmas de bajo y muy bajo nivel, esto se aprecia en el SCADA de sala de control. La temperatura del agua que se usa para rellenar la caldera debe de cumplir con las especificaciones del fabricante que es como mínimo una temperatura de 101,66 °C para activar los químicos

agregados en el desaireador y a su vez evitar los golpes térmicos en las tuberías.

A su vez se debe de habilitar todos los sistemas auxiliares de la caldera N°4 como el sistema de diésel, vapor auxiliar 1,24 MPa de atomización, aire de servicio e instrumentación, sistema de aire. Todos estos sistemas deben estar habilitados ya que son indispensables para el arranque de la caldera.

2.7.2 Sobrecalentador

La caldera cuenta con un sobrecalentador de 2 etapas que se conocen como sobrecalentador primario y secundario. Los sobrecalentadores cuentan con 4 válvulas de drenaje y 1 válvula de venteo en el cabezal de cada sobrecalentador, además poseen un atemperador que está ubicado entre los sobrecalentadores su función es regular la temperatura de vapor de salida que ingresa a la turbina.

Para la puesta en marcha de la caldera se debe tener las válvulas de drenaje de los sobrecalentadores en posición cerrado y el venteo primario también debe estar cerrado con el fin de mantener un flujo constante de vapor al sobrecalentador secundario, el venteo debe estar regulado hasta que la caldera entre en servicio y suministre vapor a la turbina. Estas maniobras se realizan con el objetivo de mantener un flujo

constante entre ambos sobrecalentadores y mantener una buena transferencia de calor.

Los depósitos de materiales sólidos en el sobrecalentador pueden ser perjudiciales desde el punto de vista de la transferencia de calor y la corrosión. Por lo tanto, debe evitarse la introducción de materiales sólidos, ya sea por arrastre o durante las operaciones de llenado (pruebas hidrostáticas, limpieza química).

2.7.3 Quemadores

Se dispone de 2 bloques de combustión donde cada bloque contiene 2 quemadores principales y 1 quemador auxiliar, el propósito del quemador auxiliar es operar ante una contingencia, es decir, el auxiliar se activa si los quemadores principales están obstruidos y se requiera realizar el mantenimiento cuando la caldera esté en funcionamiento, entonces los quemadores se sacan de servicio y el auxiliar entra en servicio, para esta secuencia se debe de coordinar con el COES para bajar la producción de la caldera.

Es importante realizar mantenimiento a los quemadores porque así se garantiza una buena combustión completa y ya no se estaría generando gases químicos que influyen directamente en la corrosión externa de las tuberías de la caldera, sobre todo en los tubos de pared.

Para contrastar que se realizó un correcto mantenimiento se debe comprobar las presiones de ingreso de R500 en el quemador, este parámetro debe ser menor en comparación con el que presentaba el quemador obstruido. Otro punto importante es el vapor de atomización que se utiliza para atomizar el combustible que ingresa al quemador, la temperatura del vapor debe de estar entre 176,66 °C a 232,22 °C, si la temperatura del vapor no está dentro de ese rango la presión de ingreso del combustible va a variar y no se tendrá una correcta atomización y, por ende, se obtendrá una mala combustión.

2.8 Operación

2.8.1 Llenado de la caldera

El proceso de llenado de la caldera se debe de realizar siguiendo los protocolos del fabricante; ya que, si no se sigue los lineamientos recomendados, se podría ocasionar daños a las tuberías internas de la caldera. Los parámetros que se deben monitorear durante el llenado son la presión y la temperatura del agua de alimentación que ingresan a la caldera, pues si hay una sobrepresión que excede la presión de diseño del componente se estaría dañando su estructura interna, a su vez con una temperatura fuera de su rango operacional se originan golpes térmicos en las tuberías que a la larga ocasionan fracturas por fragilidad.

El suministro de la caldera con agua caliente debe ser lento con el objetivo de evitar tensiones severas inducidas por la temperatura, el diferencial de temperatura obedece al golpe térmico entre el metal y; el fluido es según el material, el espesor del componente y la temperatura de operación. La dotación de la caldera preservada con agua fría también debe darse muy lentamente. Para este procedimiento se debe asegurar que todas las válvulas de drenaje estén en posición cerrada y que la unidad está adecuadamente ventilada. Se llena la caldera hasta que el agua sea visible en la columna de nivel, eso es una comprobación local del nivel, por otro lado, también se puede verificar el nivel en sala de control cuando se borran las alarmas por bajo nivel en el domo superior. La válvula de venteo ubicada en el domo superior debe de quedar regulada para expulsar todo el aire de la caldera, la caldera se considera libre de aire cuando la presión en el domo superior alcanza los 172 kPa, es ahí donde se cierra la válvula de venteo. Las comprobaciones rutinarias del nivel del agua se deben realizar cuando la caldera esté en funcionamiento y al menos una vez por turno, estos niveles deben de ser contrastados con los indicadores en sala de control.

2.8.2 Puesta en marcha

El tiempo requerido para poner en servicio la caldera fría a la presión y temperatura de operación depende de si el sistema está presurizado o

no. El proceso de presurización debe ser lento e inicialmente debe realizarse con los encendedores que queman diésel 2 que es atomizado con aire de instrumentos, este proceso debe de durar aproximadamente treinta minutos. A continuación, se tiene que poner en servicio un quemador, este proceso de apagar y prender un quemador se hace hasta que la caldera alcance unos 3,79 MPa en el domo superior. Luego de esto, se puede mantener en servicio en forma permanente hasta que la turbina entre en funcionamiento.

Los primeros quemadores se mantienen en servicio un máximo de cinco minutos y luego son apagados de 10 a 15 minutos. Antes de apagar un quemador, deben ponerse los encendedores en servicio para evitar tener una alarma de la caldera por indicación de "No fuego". Gradualmente, de acuerdo a como suba la presión de la caldera, se va incrementando el tiempo de mantener en servicio el quemador y acortando el tiempo de receso antes de volver a prenderlo. En todos los casos, durante el calentamiento de la caldera, el tiempo de permanencia en servicio de un quemador está limitado por la temperatura de los gases que pasan por el sobrecalentador, la cual no debe exceder los 648 °C.

Con una presión de 0,34 MPa se debe cerrar el venteo del domo superior. Para lograr que la caldera entre en servicio con la correcta temperatura, se tiene que abrir gradualmente el venteo del sobrecalentador

primario hasta tenerlo completamente abierto. Esto puede empezar después que se tengan 1,03 MPa en el domo superior.

Cuando en el domo superior se tenga una presión de 4,48 MPa, debe hacerse el cambio del sistema de vapor de atomización, poniendo en servicio la estación de control que toma vapor directamente del domo de la caldera y hacer el cambio correspondiente en la válvula de 2 vías y en el sistema de trampas correspondiente.

Con una presión de 5,17 MPa, se debe abrir la válvula de no retorno, válvula que aísla el vapor generado por la caldera a la turbina. La presión del petróleo en el quemador debe incrementarse hasta aproximadamente unos 0,55 MPa en el momento que entra en servicio la caldera. Después que la caldera esté en servicio se debe subir gradualmente la presión del petróleo en el quemador hasta 0,82 MPa (54 431 kg/h de producción de vapor), esto antes de poner en servicio el segundo quemador.

Al momento de poner en servicio el segundo quemador es necesario incrementar el exceso de aire de 6 a 8 %, abriendo las paletas del ventilador, con el propósito de evitar una mala combustión que derive en generar gases corrosivos que deterioran los tubos de pared de la caldera.

Después que se establece la presión en la caldera, se puede esperar un cierto aumento en la temperatura del gas que es permisible; ya que, el

flujo de vapor a través de los respiraderos del sobrecalentador aumentará, en consecuencia, se puede monitorear la temperatura del vapor. Sin embargo, la baja tasa de encendido debe mantenerse hasta que la caldera transporte carga. En general, la presión puede elevarse a una velocidad correspondiente a la siguiente curva de arranque.

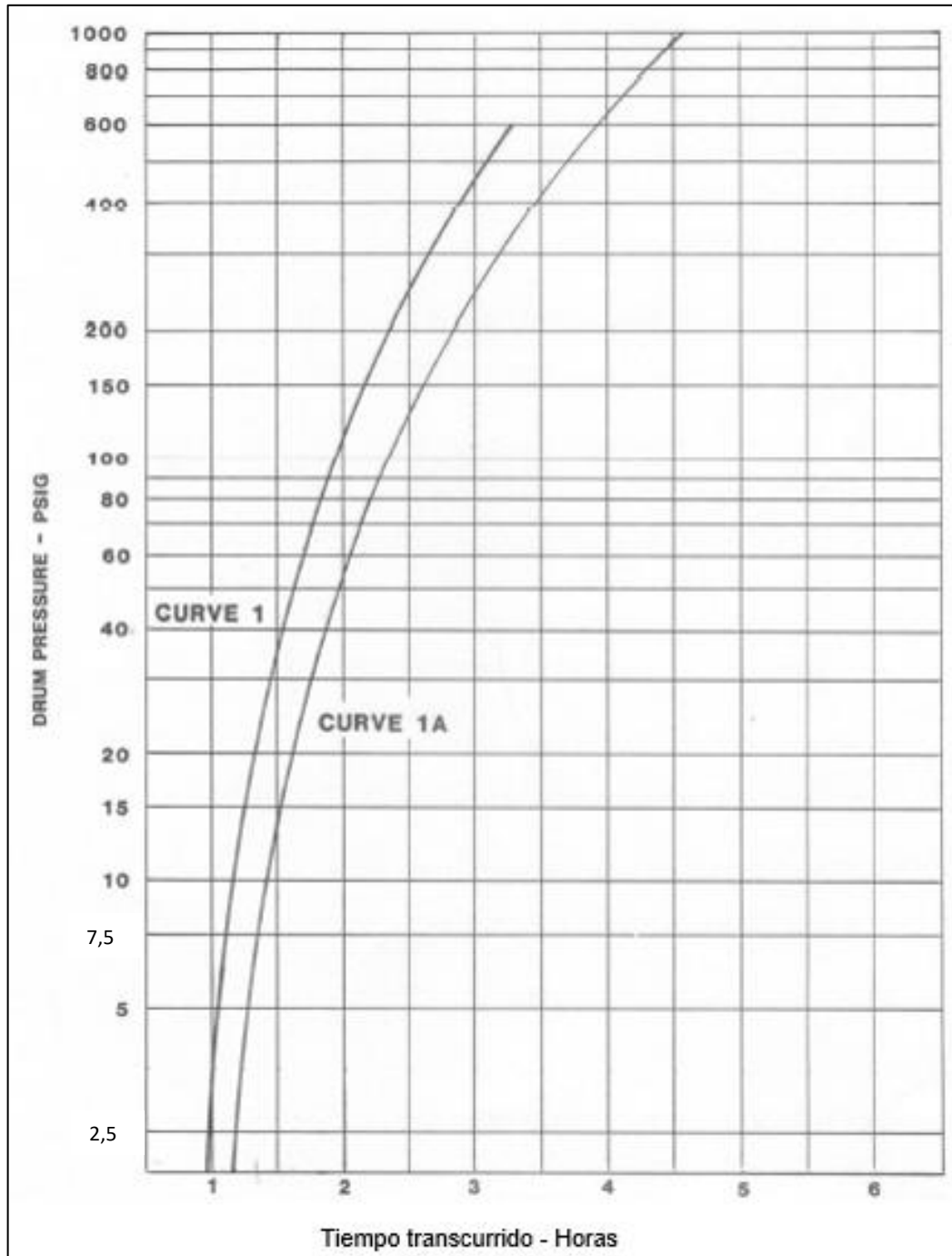


Figura 2. Curvas de puesta en marcha de la caldera N°4, Manual ABB/CE
 Nota: Curva 1 Caldera sin sobrecalentador, Curva 1A Caldera con sobrecalentador

2.8.3 Proceso de parada de la caldera ante la falla de tubo

Uno de los indicadores de una posible falla de tubo en la caldera es el diferencial de flujo que hay entre el agua de alimentación y el vapor generado, si este diferencial aumenta considerablemente es porque hay un tubo roto. En caso de una fuga o falla del tubo que no implique un serio drenaje en el suministro de agua de alimentación, el nivel del agua de la caldera debe mantenerse y se debe de sacar fuera de servicio de la siguiente manera:

- Soplar la caldera antes de sacarla de servicio, si las condiciones lo permiten, esto con el fin de eliminar la escoria impregnada en los tubos y así evitar corrosión en sus componentes cuando la caldera esté inactiva.
- Bajar gradualmente la producción de la caldera y pasar el control de combustión de automático a manual, posteriormente en el SCADA se debe bajar el flujo de aire del ventilador y del petróleo R500 de manera proporcional.
- Pasar la válvula de control de agua de alimentación a manual y mantener un alto nivel en la columna de nivel del domo superior de la caldera.

- Sacar fuera de servicio los quemadores, el ventilador debe estar en servicio para tener un flujo de aire a través de la unidad a un ritmo reducido para así purgar todos los gases combustibles, vapores, etc., luego se debe poner fuera de servicio el ventilador y la caldera se enfriará gradualmente.
- Para realizar un adecuado enfriamiento de la caldera, según recomendación del fabricante se debe enfriar a una tasa de 37 °C por hora, se abre el venteo del sobrecalentador secundario y la válvula debe estar regulada para cumplir con la tasa de enfriamiento.
- Cuando se tenga una presión de 0,17 MPa en el domo superior, se abre la válvula de venteo de domo y se espera a que la caldera se enfríe al menos a 65 °C o 93 °C antes de drenar, esa temperatura deberá ser la del metal del domo en el punto más caliente. Tan pronto como la caldera se haya drenado, cierre, bloquee y etiquete las principales tuberías de alimentación, de productos químicos, de vapor principal, de petróleo y de drenaje. Antes de abrir las placas de registro y las tapas de ingreso a la caldera abra el tambor y lave el lodo con una manguera de alta presión después que la caldera se haya drenado.

Si la falla o rotura del tubo da como resultado una pérdida de agua abrupta que impide mantener un nivel de operación con el suministro de

agua de alimentación disponible se debe poner fuera de servicio la caldera inmediatamente con el fin de evitar un mayor deterioro de los tubos por sobrecalentamiento, ante esto, se debe realizar el siguiente protocolo:

- Sacar fuera de servicio los quemadores.
- Apagar el ventilador de tiro forzado.
- Cortar suministro de agua de alimentación.
- Abrir la válvula de venteo del sobrecalentador secundario para que se despresurice la caldera.
- Dos o tres horas después que la presión esté a la presión atmosférica, abrir el venteo del domo superior y esperar a que enfríe la caldera.
- Una vez que el horno se haya enfriado lo suficiente como para permitir que un hombre ingrese, realizar una inspección minuciosa de todos los componentes de presión para detectar cualquier daño.

2.9 Mantenimiento por tubo roto

La falla del tubo es la razón más frecuente para sacar fuera de servicio la caldera de manera no programada. El costo real por reparar tubos defectuosos suele ser mucho menor que el costo por energía no

generada por indisponibilidad de la caldera. Cuando ocurre una falla, es importante hacer las reparaciones y declarar la caldera indisponible para generar vapor. Es igualmente importante identificar las causas de la falla y tomar medidas correctivas para que la falla no vuelva a ocurrir. Por tal motivo, ante un evento de falla por tubo roto se debe de realizar un análisis que determine las causas del evento con el fin de plantear la metodología de reparación y las nuevas prácticas de operación.

2.9.1 Inspección

Siempre que la caldera esté apagada y con la temperatura precisa que permita ingresar al hogar, se debe realizar una inspección externa de la caldera y de todos los tubos internos de la misma. Se debe de limpiar las escorias en los tubos y examinar todos los tubos en busca de corrosión, hinchazón, formación de ampollas y grietas.

Todas las inspecciones deben ser exhaustivas y realizadas por personal competente y calificado para analizar las condiciones de cada componente. Se debe mantener un registro de cada inspección de manera uniforme para que los resultados de cualquier cambio puedan compararse con las condiciones anteriores.

Las inspecciones de los tubos, como resultado de fallas en los tubos o las condiciones que se espera que den lugar a fallas, deben ser más

exhaustivas. Si la causa de la condición no es obvia o no puede determinarse claramente, tales inspecciones deben incluir exámenes metalúrgicos de secciones de tubo, un análisis químico de depósitos, medición de espesores por ultrasonido, todo esto se debe realizar para tener un control de la degradación o pérdida de material del componente.

2.9.2 Mecanismo de falla en los tubos de caldera

Según Mora (2004), los daños internos están directamente influenciados por los depósitos en el agua de alimentación que es empleada para la generación de vapor. Esto debido a que los depósitos tienen una baja conductividad térmica con respecto a la del tubo, en consecuencia, el tubo no es refrigerado por el agua que circula, por tal motivo el tubo presenta un incremento de temperatura por encima de la temperatura de diseño lo que ocasiona un sobrecalentamiento que al final resultará en una falla. En los tubos de los sobrecalentadores, un incremento de la temperatura puede causar una falla por fluencia lenta prematura, además causar fallas en las soldaduras y acelerar la corrosión. En las paredes del hogar, los depósitos causan daños por la presencia del hidrógeno. (p25).

Menciona Mora (2004), los daños externos tienen que ver con la forma de la transferencia de calor del fuego hacia el agua en el interior de los tubos. Un desbalance en el flujo de calor provoca una ruptura súbita de

los tubos. Esta es una falla muy seria, porque en los generadores de vapor puede causar un inmediato aumento en la erosión de tubos adyacentes y provocar escapes de vapor en los lados de las paredes del hogar, el sobrecalentamiento de otros tubos puede causar la pérdida de circulación en la caldera y dañar otros componentes del sistema, lo que resulta en una pérdida del fluido del trabajo. (p25).

En la siguiente Tabla 4 se describe los mecanismos de falla más comunes en los tubos de pared de las calderas acuotubulares.

Tabla 4
Mecanismos de falla comunes en calderas acuotubulares, Herro & Port (1997)

Ubicación	Mecanismo de falla
Fallas por corrosión interna (lado agua)	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión cáustica • Daños por hidrógeno • Corrosión por oxígeno • Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo
Fallas por corrosión externa (lado fuego)	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión lado fuego del tubo de pared • Corrosión en el punto de rocío durante los periodos de inactividad
Fallas por fluencia lenta (creep) y ruptura por tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecalentamiento de larga duración • Sobrecalentamiento de corta duración

2.9.3 Corrosión externa en los tubos de pared de la caldera

Según Herro & Port (1997), en términos simples, la combustión implica la reacción rápida del oxígeno con elementos químicos básicos en

los combustibles (carbono, azufre, hidrógeno) con la consecuente liberación de calor y la formación de productos químicos de la combustión, que de no ser controlado puede dañar prematuramente los tubos que están en contacto directo con estos químicos.

Las dos formas más frecuentes de corrosión externa en una caldera son la corrosión por la ceniza del combustible y la corrosión por ataque del ácido sulfúrico en el punto de rocío generado sobre todo cuando la caldera está fuera de servicio por mantenimiento o a solicitud del COES.

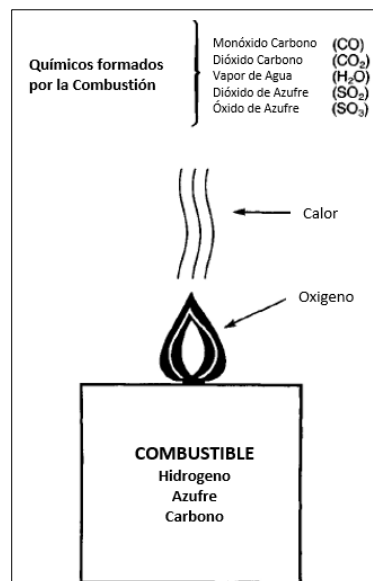


Figura 3. Químicos formados por la combustión (Herro & Port, 1997)

2.9.3.1 Corrosión lado fuego del tubo de pared

Según Herro & Port (1997), el tipo de corrosión que se discute a continuación afecta el lado fuego de las paredes de agua en las calderas

acuotubulares. Los tubos de pared que están cerca a los quemadores a menudo se ven afectados por los químicos de la combustión. La corrosión del lado del fuego de la pared de agua se encuentra frecuentemente en el área de la caja del viento o área del quemador.

Herro & Port (1997), también mencionan que normalmente este tipo de corrosión ocurre cuando la combustión incompleta del combustible provoca la liberación de compuestos volátiles de azufre, que pueden formar piro sulfatos. Estas escorias fundidas pueden degradar la magnetita protectora sobre la superficie del tubo, causando un deterioro acelerado del metal a lo largo del tubo.

El oxígeno insuficiente en la zona del quemador es el factor primario en el desarrollo de la corrosión de los tubos de pared. Las malas condiciones de combustión y el contacto constante o intermitente de la flama con las paredes del hogar, combinadas con carbones que son capaces de formar cenizas con baja temperatura de fusión, producen un ambiente corrosivo que va ocasionando pérdida de material tal como se observa en la Figura 4 y 5.

La corrosión en el lado fuego de la pared de agua se caracteriza por la presencia de pérdida de material a lo largo de la corona del tubo y puede extenderse uniformemente a través de varios tubos en un lugar particular.



Figura 4. Severa pérdida de metal en los tubos de pared (Herro & Port, 1997).



Figura 5. Severa pérdida de metal a lo largo de la corona del tubo (Herro & Port, 1997)

2.9.3.2 Corrosión en el punto de rocío en periodos de inactividad

Como menciona Herro & Port (1997), la corrosión del punto de rocío puede resultar en una corrosión significativa en las superficies metálicas externas de la caldera, durante los periodos de inactividad. A medida que

la caldera se va enfriando, la temperatura de su superficie externa puede caer por debajo del punto de rocío, permitiendo que se forme humedad en las superficies del tubo.

La humedad, en combinación con depósitos sulfurosos de la combustión, puede formar electrolitos de bajo pH (ácido) capaz de acelerar la pérdida de material en las tuberías.

La corrosión puede no ser visualmente aparente hasta que se eliminen los depósitos. El patrón irregular de pérdida de metal típico de la corrosión del punto de rocío puede ser útil para distinguirlo de la corrosión por frío.



Figura 6. Corrosión por inactividad de la caldera (Herro & Port, 1997).

2.9.4 Reparación de tubo roto

Si realmente, después de realizar un análisis, se llega a la conclusión que se debe de reemplazar una sección del tubo, se debe seguir las siguientes recomendaciones:

- La longitud mínima del tubo de reemplazo no debe ser inferior a 7,62 cm. El tubo dañado debe cortarse a 7,62 cm de cada lado del área defectuosa.
- Las soldaduras de ventana se pueden usar cuando no es posible soldar desde detrás del tubo. El primer pase debe hacerse usando gas inerte-arco u oxiacetilénico.
- Utilizar una abrazadera o una orejeta guía para mantener un extremo del tubo de reemplazo en alineación mientras se realiza el primer paso. No aplicar puntos de soldadura a ambos extremos del tubo de reemplazo. Como regla general, se debe de soldar primero la parte inferior del tubo.

Lo mejor es eliminar la sección defectuosa del tubo con una amoladora. Esto da una superficie limpia y plana. Tanto los extremos de la nueva sección como el tubo existente que se está reparando deben estar achaflanados en un ángulo de 35 a 45 grados. Debe dejarse un espacio de

raíz de 0,79 mm a 1,58 mm alrededor del parche. La ventana debe estar hecha del mismo material, diámetro y espesor del tubo que se va a reparar.

En todas las reparaciones de recipientes a presión se debe cumplir lo siguiente:

- Consultar con la compañía de seguros de la caldera para la aprobación de los procedimientos propuestos de reparación.
- Solo soldadores calificados pueden realizar trabajos en la caldera.
- Se debe de utilizar solo los procedimientos aprobados por ASTM y ASME.
- En caso de duda se debe de consultar al fabricante o una contratista calificada y acreditada por ASME.

2.9.5 Reemplazo del tubo

Al reemplazar los tubos de la caldera por falla, se debe cumplir estrictamente con todas las reglas establecidas en el Código de Construcción de Calderas de ASME.

Para instalar un tubo nuevo se debe de dejar el orificio donde se va a soldar liso y bien limpio; eliminar todo rastro de óxido con la amoladora; dejar en buenas condiciones la ranura donde se va a soldar, también se

debe limpiar las superficies externas de los extremos del tubo con una lija y un solvente lubricante.

La laminación o expansión de los tubos debe ser realizada por personas competentes. El rodaje adecuado de los tubos es muy importante. El tubo debe expandirse con el equipo de expansión adecuado. Verifique que el expansor esté equipado con los rodillos adecuados. Los tubos deben expandirse solo lo suficiente para que queden apretados. El exceso de laminación puede hacer necesario reemplazar el tubo.

Se debe tener cuidado de que el orificio del tubo esté completamente lleno y de que el tubo no esté demasiado delgado. Si el orificio no está completamente lleno, el contacto será débil y existe la posibilidad de corrosión. Si el tubo está demasiado delgado, se debe cortar una ranura en el tubo en el lado externo de la pared.

En los casos en que solo se reemplaza una parte de un tubo, puede ser necesario retocar una de las juntas laminadas si la aplicación de calor ha sido lo suficientemente cerca como para aflojarla. En algunos casos, puede ser aconsejable incluir dicha articulación en la sección de reemplazo, de ser así, reponer la junta enrollada al final.

2.10 La normatividad en la American Petroleum Institute

Es importante conocer la terminología American Petroleum Institute, API en sus siglas en inglés, pues se parte de esta norma para la aplicación y evaluación del tubo de pared.

API es una asociación comercial estadounidense que está encargada de regir todos los procesos de la industria del petróleo y del gas natural en su país, su accionar abarca desde la mayor compañía petrolera hasta los pequeños empresarios independientes.

Durante más de 90 años, API ha liderado el desarrollo de equipos de petróleo, gas natural, petroquímico y estándares de operación. Estos representan la sabiduría colectiva de la industria, desde brocas hasta protección ambiental, abarcan prácticas probadas de ingeniería y operación. API mantiene casi 700 estándares y prácticas recomendadas, muchas de ellas han sido incorporadas en las regulaciones estatales, federales y sus estándares son ampliamente citados por la comunidad reguladora internacional.

En 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 cual es el marco metodológico para el desarrollo del presente trabajo de tesis.

2.11 La norma API 579-1/ASME FFS-1

La presente investigación está enfocada en el estudio y aplicación de la norma API 579-1, por lo que se menciona de forma general y específica los alcances, limitaciones y procedimientos de evaluación aplicable al tubo de pared SA 178 A de la caldera N° 4, el cual se ha utilizado y detallado en el capítulo III como marco metodológico para desarrollar la presente tesis.

Como menciona API 579-1 (2007), las evaluaciones FFS son evaluaciones de ingeniería cuantitativa que se realizan para demostrar la integridad estructural de un componente en servicio que puede contener una falla o daño. La norma API 579-1/ASME FFS-1 brinda orientación para realizar evaluaciones de FFS utilizando metodologías específicamente preparadas para recipientes a presión. Las pautas provistas en esta norma pueden usarse para tomar decisiones de reparación y reemplazo o para ayudar a determinar si los equipos presurizados que contienen fallas que han sido identificados por inspección pueden continuar operando de manera segura durante un período de tiempo. Estas evaluaciones FFS están reconocidas y referenciadas actualmente por los códigos y normas

API (510, 570 y 653) y por la NB-23 como medio adecuado para evaluar la integridad estructural de recipientes a presión, sistemas de tuberías y tanques de almacenamiento donde la inspección ha revelado degradación y fallas en el equipo.

2.11.1 Alcance y dirección de la norma API 579-1/ASME FFS-1

Según API 579-1 (2007), los procedimientos de evaluación de la capacidad para el servicio en esta norma cubren tanto la integridad presente del componente, dado un estado actual de daño como la vida restante proyectada. Se incluyen técnicas de evaluación para evaluar fallas que incluyen: corrosión general y localizada, picaduras generalizadas y localizadas, ampollas y daños de hidrógeno, desalineación de soldadura y distorsiones de la carcasa, fallas similares a grietas, incluyendo agrietamiento ambiental, laminaciones, abolladuras, y procedimientos de evaluación de la vida útil restante para componentes que funcionan en el rango de fluencia. Además, proporciona técnicas para la evaluación de la condición de los equipos, incluida la resistencia a la fractura frágil, el daño por fluencia a largo plazo y el daño por incendio.

Este estándar contiene procedimientos de evaluación FFS que pueden usarse para evaluar componentes presurizados que contienen defectos o daños. Si los resultados de una evaluación de FFS indican que el equipo es adecuado para las condiciones actuales operativas, entonces

el equipo puede continuar utilizándose siempre que se establezcan programas de monitoreo e inspección adecuados. Si los resultados de la evaluación FFS indican que el equipo no es adecuado para las condiciones actuales de funcionamiento, entonces el equipo se puede volver a usar, utilizando los métodos de cálculo en esta norma. Estos métodos de cálculo pueden usarse para encontrar una presión de trabajo máxima admisible (MAWP) reducida y / o temperatura coincidente para componentes presurizados (por ejemplo, recipientes a presión, tambores, cabezales y tuberías).

2.11.2 Clasificación de defectos según API 579-1/ASME FFS-1

Los procedimientos de evaluación FFS en esta Norma están clasificados por tipo de defecto. En la Tabla 5 se muestra la relación de los tipos de defecto con la descripción que proporciona cada metodología de evaluación FFS. En algunos casos, puede ser necesario utilizar los procedimientos de evaluación de múltiples partes si el tipo de daño no es evidente. Por ejemplo, la pérdida de metal en un componente puede estar asociada con corrosión general, corrosión local y picaduras. Si existen múltiples mecanismos de daño, se puede identificar una clase de daño, por ejemplo, corrosión / erosión, para ayudar en la evaluación. Es posible que deban evaluarse varios tipos de fallas y mecanismos de daño para determinar el FFS de un componente.

Tabla 5
Clasificación de defectos según API 579-1

Descripción general de los defectos según API 579-1		
Capítulo	Tipo de defecto	Descripción
3	Fractura frágil	Se proporcionan procedimientos para evaluar la resistencia a la fractura frágil de los recipientes a presión, tuberías y tanques de almacenamiento de acero y acero de baja aleación. Se proveen criterios de evaluación para las condiciones de operación, puesta en servicio y parada del componente.
4	Pérdida generalizada de material	Se proporcionan procedimientos para evaluar componentes con corrosión general. Los datos de espesor utilizados para la evaluación pueden ser lecturas de espesores puntuales o perfiles de espesores detallados.
5	Pérdida localizada de material	Se proporcionan técnicas de evaluación para los componentes a presión que presenten defectos por Área delgada local (LTA) o Canales (Ranuras). Se requiere un adecuado registro de espesores. También el procedimiento aplica para evaluar componentes con ampollas dispuestas en el capítulo 7.
6	Corrosión por picadura	Se proporcionan procedimientos de evaluación para componentes a presión que presenten picaduras dispersas, picaduras que ocurren dentro de una región de pérdida de metal localizada y picaduras dispersas situadas dentro de una región local de metal.
7	Ampollas y laminaciones	Se proporcionan procedimientos de evaluación para evaluar redes aisladas de ampollas y laminaciones. Las pautas de evaluación incluyen provisiones para ampollas ubicadas en uniones de soldadura y discontinuidades estructurales tales como transiciones de carcasa, anillos de refuerzo y boquillas.

Tabla 6
Clasificación de defectos según API 579-1

Descripción general de los defectos según API 579-1		
Capítulo	Tipo de defecto	Descripción
8	Desalineación de soldaduras y distorsión de cuerpos	Se proporcionan procedimientos para evaluar las tensiones resultantes de las discontinuidades geométricas en las estructuras de tipo cascarones, que incluyen la desalineación de soldaduras y las distorsiones de la carcasa (por ejemplo, falta de redondez, protuberancias y abolladuras).
9	Defectos tipo fisuras	Se proporcionan procedimientos de evaluación para componentes que presenten fisuras. También se incluyen recomendaciones para evaluar el crecimiento de fisuras incluyendo los efectos ambientales en el componente.
10	Operación a alta temperatura y en rango de fluencia (creep)	Se proporcionan procedimientos de evaluación para determinar la vida restante de un componente que opera en el rango de fluencia lenta. Las propiedades del material requeridas para la evaluación se proporcionan en el Apéndice F de la norma.
11	Daño por fuego	Se proporcionan procedimientos de evaluación para equipos que han sufrido daños por fuego. También se proporciona una metodología para clasificar y evaluar a los componentes en función a la exposición al calor que experimentaron durante el daño por fuego.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La norma API 579-1/ASME FFS-1 cuenta con 13 capítulos, los cuales, para el desarrollo de la presente tesis, están enfocados en el capítulo II que abarca información fundamental para quien realice una evaluación específica, posteriormente en los capítulos IV y V se estudia la evaluación de pérdida de material generalizado y localizado, estas secciones mantienen similitud en algunos conceptos de aplicación, se debe seguir las recomendaciones del procedimiento y aplicar la metodología para así lograr el objetivo de estudio que es determinar la vida útil operativa del componente evaluado.

Hay que recalcar que se menciona el procedimiento para aplicar la metodología de evaluación, lo que implica cumplir todas las restricciones que establece la norma para garantizar su efectividad.

3.1 Etapas de evaluación

Según API 579-1 (2007), cualquier evaluación FFS involucra los ocho pasos siguientes:

PASO 1 - Identificación del mecanismo de falla o defecto: El primer paso en una evaluación de la capacidad para el servicio es identificar el tipo

de defecto. Una vez identificado el defecto, se puede seleccionar el capítulo adecuado para su correspondiente evaluación.

PASO 2 - Aplicabilidad y limitaciones: Este paso determina si el componente a evaluar cumple con el alcance del procedimiento específico de cada capítulo de la norma Api 579-1 FFS.

PASO 3 - Datos requeridos: La información necesaria para evaluar según FFS al componente, dependen del tipo de defecto. Los datos técnicos requeridos para evaluar los componentes son: Parámetros de diseño, historial de operación y mantenimiento, servicio futuro esperado y datos específicos para poder desarrollar el FFS como: tamaño del defecto, propiedades del material y ubicación del defecto.

PASO 4 - Técnicas de evaluación y criterios de aceptación: Este paso es uno de los más importantes porque es el inicio de la aplicación del procedimiento de evaluación FFS, se deben seguir pautas y cumplir restricciones, luego se validan los resultados de acuerdo a los criterios de aceptación propuestos por esta norma.

PASO 5 - Evaluación de la vida útil restante: La importancia de establecer la vida útil del componente evaluado es para poder determinar el intervalo de inspección. La vida restante se establece

utilizando los procedimientos según la evaluación FFS con una estimación de daño futuro.

PASO 6 - Remediación: Después del diagnóstico se debe analizar si realmente el componente requiere remediación, ya que dicha técnica sirve para remediar el defecto o en otros casos para controlar el daño futuro asociado con el crecimiento del defecto y/o deterioro del componente.

PASO 7 - Monitoreo en Servicio: El monitoreo tiene como objetivo hacer un seguimiento al componente evaluado si es que no se pudo determinar de manera confiable su vida estimada debido a las complejidades asociadas con el entorno del servicio. Con este monitoreo constante se puede obtener resultados positivos.

PASO 8 - Documentación: Debe incluir un registro de toda la información del componente a evaluar y se debe registrar todas las decisiones ejecutadas en los pasos anteriores con el fin de obtener una mejora continua y un historial del componente para futuras inspecciones.

3.2 Aplicabilidad y limitaciones de la norma API 579-1/ASME FFS-1

Los procedimientos de evaluación en esta norma se pueden usar para las evaluaciones de *FFS* y/o la reevaluación del equipo diseñado y construido según los siguientes códigos:

- ASME, Capítulo VIII, División 1 Recipientes a presión.
- ASME, Capítulo VIII, División 2 Recipientes a presión.
- ASME, Capítulo I Calderas de potencia.
- ASME B31.1 Tuberías de potencia.
- ASME B31.3 Tuberías de proceso.
- API 650 Tanques de almacenamiento.
- API 620 Tanques de almacenamiento a presión.

3.3 Evaluación FFS por pérdida localizada de material

Los procedimientos que se desarrollan están enfocados en el capítulo V de la Norma API 579-1, que sirven para evaluar la tubería de pared de la caldera N°4 que presenta pérdida localizada de material, producto de la corrosión externa a causa de la inactividad de la misma por mantenimiento y por la combustión incompleta que ocasiona químicos ácidos.

Se debe realizar todos los lineamientos del procedimiento, sus técnicas de evaluación y criterios de aceptación, también se debe hacer una recopilación de datos técnicos del componente evaluado, datos de diseño del fabricante, el historial de mantenimiento y operación; esta información se solicita a las respectivas áreas de la Central Térmica Ilo1. Posteriormente, se debe ingresar a la caldera para realizar mediciones de espesores del tubo de pared a evaluar.

Los procedimientos de evaluación del capítulo V son para el análisis de pérdida localizada de material, mientras que los procedimientos del capítulo IV son para pérdida generalizada de material, sin embargo, se debe desarrollar parte del capítulo IV para determinar el % COV, ya que lo recomienda la norma, pero se debe tener en cuenta que esos resultados son conservativos.

3.3.1 Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento

Como menciona API 579-1 (2007), el alcance y las restricciones del procedimiento son los siguientes:

- a. El procedimiento de este capítulo está sujeto a la evaluación exclusiva por pérdida localizada de material del componente.
- b. Los tipos de defectos que se caracterizan como pérdida localizada de material se definen de la siguiente manera:

- Área delgada local (LTA): Se define como la pérdida de material en la superficie del metal que tengan la dimensión longitudinal similar al ancho.
 - Defecto del tipo ranura: Estos tipos de defectos se caracterizan por presentar remoción alargada y localizada de material con longitud mucho mayor al ancho, causadas por corrosión, erosión o daños mecánicos.
- c. El procedimiento solo aplica si los componentes a evaluar fueron diseñados y construidos según los códigos en el apartado 3.2. de la presente tesis.
- d. Se proporcionan métodos de cálculo para alterar el componente si no se cumplen los criterios de aceptación de la norma donde se recalcula los parámetros máximos admisibles.
- e. Los procedimientos de evaluación solo aplican a componentes que no estén operando en el rango de fluencia lenta; donde la temperatura de diseño es menor o igual a los datos de la Tabla 7. Si el componente está en el rango de fluencia lenta se debe aplicar la evaluación FFS del capítulo X “Fluencia Lenta”.

- f. Se aplica la evaluación FFS si el material tiene una adecuada tenacidad. Si hay incertidumbre en relación a su dureza, entonces se debe realizar una evaluación FFS por fragilidad según el capítulo III de la norma API 579.
- g. El procedimiento solo aplica si el componente no está en servicio cíclico, es decir si el componente está sujeto a menos de 150 ciclos (variaciones de presión, temperatura en arranques y paradas).
- h. El nivel de las evaluaciones FFS depende del tipo de componente.
- Evaluación Nivel 1: Esta evaluación está limitada a presión y a componentes tipo A
 - Evaluación de Nivel 2: Componentes de Tipo A o B sujetos a presión interna, presión externa, cargas suplementarias o cualquier combinación de los mismos.
 - Evaluación de Nivel 3: Se realiza cuando el Nivel 1 y 2 que son más conservativos no pueden ser aplicados o cuando los resultados no permiten al componente continuar en operación.

Tabla 7*Temperaturas máximas de operación según material, API 579-1 (2007)*

Material	Límite de temperatura
Acero al carbono (UTS < 413 Mpa)	343 °C (650 °F)
Acero al carbono (UTS > 413 Mpa)	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)
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	510 °C (950 °F)
AISI Type 304H	510 °C (950 °F)
AISI Type 306	538 °C (1000 °F)
AISI Type 306H	538 °C (1000 °F)
AISI Type 321	538 °C (1000 °F)
AISI Type 321H	538 °C (1000 °F)
AISI Type 347	538 °C (1000 °F)
AISI Type 347H	538 °C (1000 °F)
Aleación 800	565 °C (1050 °F)
Aleación 800H	565 °C (1050 °F)
Aleación 800HT	565 °C (1050 °F)
HK-40	649 °C (1200 °F)

3.3.2 Datos requeridos

3.3.2.1 Datos de diseño del componente

API 579-1 (2007), menciona los documentos necesarios para iniciar una evaluación:

- Un informe de fabricación ASME o un documento equivalente, donde incluya parámetros de diseño como presión, temperatura, esfuerzos a la temperatura de diseño, tipo de componente.
- Planos del fabricante adecuadamente detallados para permitir el cálculo de la presión máxima admisible, de no estar disponible se pueden usar dibujos detallados con los datos necesarios para el cálculo de la presión máxima admisible. Se debe de observar si las condiciones operacionales son diferentes a las de diseño.
- Los informes de prueba que se realizaron al componente que se utilizó para la construcción.
- Los cálculos de diseño del componente.
- Los registros de las válvulas de seguridad instaladas en el componente y la información de su presión de prueba.
- Un registro de las pruebas hidrostáticas realizadas al componente que incluye la presión de prueba, temperatura del metal.

3.3.2.2 Historial de operación y mantenimiento.

API 579-1 (2007), el registro del historial de operación y mantenimiento, es muy relevante para la evaluación FFS, ya que brinda información de las reparaciones, alteraciones o cambios significativos en los parámetros operacionales a los que estuvo expuesto el componente a evaluar.

A continuación, se menciona los documentos que la norma solicita:

- Se debe tener un reporte de los parámetros actuales de operación como presión y 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 debe de tener un informe de cualquier cambio significativo de las condiciones del servicio, incluido la presión, la temperatura, el contenido del fluido y la velocidad de corrosión. Ambas condiciones de servicio pasadas y futuras deben ser revisadas y documentadas.
- Fecha de la instalación del componente, un breve resumen de todas las alteraciones y reparaciones, incluidos los cálculos requeridos, si hubo cambios de materiales, los planos y los procedimientos de reparación, incluidos los procedimientos de PWHT, si corresponde. Los cálculos deben incluir el espesor requerido del material y MAWP.

- Un registro de las pruebas hidrostáticas realizadas como parte de las reparaciones, incluida la presión de prueba y la temperatura del metal en el momento de las pruebas.
- Registro de todas las mediciones de espesores estando la unidad disponible, incluidos los ensayos no destructivos que ayuden a determinar la integridad estructural del componente y establecer una tasa de corrosión.

3.3.2.3 Método para determinar el plano de máxima pérdida

Según API 579-1 (2007), se utiliza el método de perfil de espesor en la evaluación, por lo tanto, se debe de usar el siguiente procedimiento para determinar las ubicaciones de inspección requeridas s, c y el CTP (Perfil de espesor crítico).

Paso 1 - Localizar la región de pérdida de metal en el componente y determinar su ubicación estimada, orientación y longitud de los planos de inspección.

- Paso 1.1 - Para determinar el plano de inspección, se debe considerar lo siguiente: Para tuberías, que es el componente que se va a evaluar; considerar las direcciones circunferenciales y longitudinales en el plano de inspección, tal como se muestra en la Figura 7.

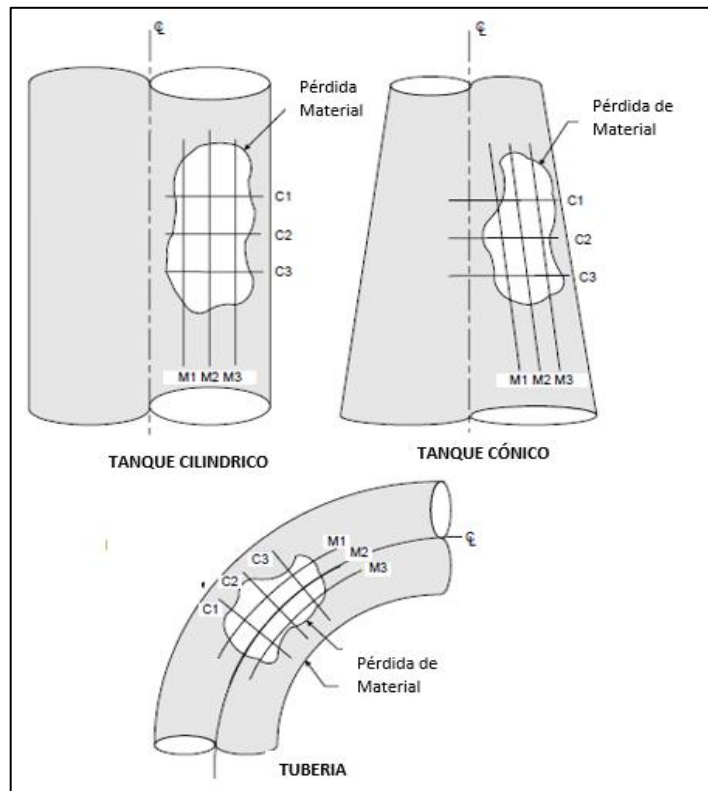


Figura 7. Plano Inspección de Tanques Cilíndricos, Cónicos y Tubería, API (2007)

- Paso 1.2 - Graficar el plano de inspección en el componente a evaluar. La longitud del plano de inspección de la región corroída debe ser suficiente para determinar la pérdida de metal.

Paso 2: Determinar el espesor mínimo requerido t_{min} según la norma de construcción del componente evaluado, para este caso se debe aplicar la norma ASME capítulo I calderas de potencia.

Paso 3: Medir y registrar los espesores del componente en intervalos según criterio del evaluador a lo largo de cada plano de inspección y determinar

el espesor de pared mínimo medido t_{mm} . La distancia de separación para las lecturas de espesor debe establecerse de manera que se pueda determinar una medición precisa del perfil de espesor.

Paso 4: Determinar el perfil de espesor crítico (CTP) en las direcciones longitudinal y circunferencial. El CTP en cada dirección se determina proyectando el espesor mínimo restante para cada posición a lo largo de todos los planos de inspección paralelos en un plano común como se muestra en la Figura 8. La longitud del perfil se establece determinando las ubicaciones del punto final donde el espesor de la pared restante es mayor que t_{min} en las direcciones longitudinal y circunferencial. Tener en cuenta que el espesor restante de la pared dentro de los límites de la CTP puede exceder t_{min} .

- El CTP en la dirección longitudinal se obtiene proyectando el espesor mínimo de cada intervalo a lo largo de los planos de inspección M1-M5 en un plano común. La longitud de la pérdida de metal en la dirección longitudinal, indicada como s , se determina usando el CTP y t_{min} como se muestra en la Figura 8, 9 y 10.
- El CTP en la dirección circunferencial se obtiene al proyectar el espesor mínimo de cada intervalo a lo largo de planos de inspección C1-C5 en un plano común. La longitud de la pérdida de metal en la dirección

circunferencial, indicada como c , se determina usando el CTP y t_{min} como se muestra en la Figura 8, 9 y 10.

- Si hay varias fallas muy próximas entre sí, entonces el tamaño de la falla que se utiliza en la evaluación se establece teniendo en cuenta los efectos de las fallas vecinas para ello se utiliza la metodología que se muestra en la Figura 11. El CTP final para la falla o red de fallas se puede establecer como se muestra en la Figura 8, 9 y 10. El perfil de espesor para los planos longitudinal y circunferencial debe evaluarse de esta manera.
- Para grandes regiones de pérdida de metal, puede ser demasiado conservador proyectar los espesores mínimos en un solo plano para determinar un CTP. Para estos casos, más de un CTP en las direcciones longitudinal o circunferencial se pueden utilizar en la evaluación. El número de CTP que se debe utilizar en una evaluación para lograr un resultado óptimo depende de la uniformidad de la pérdida de metal.

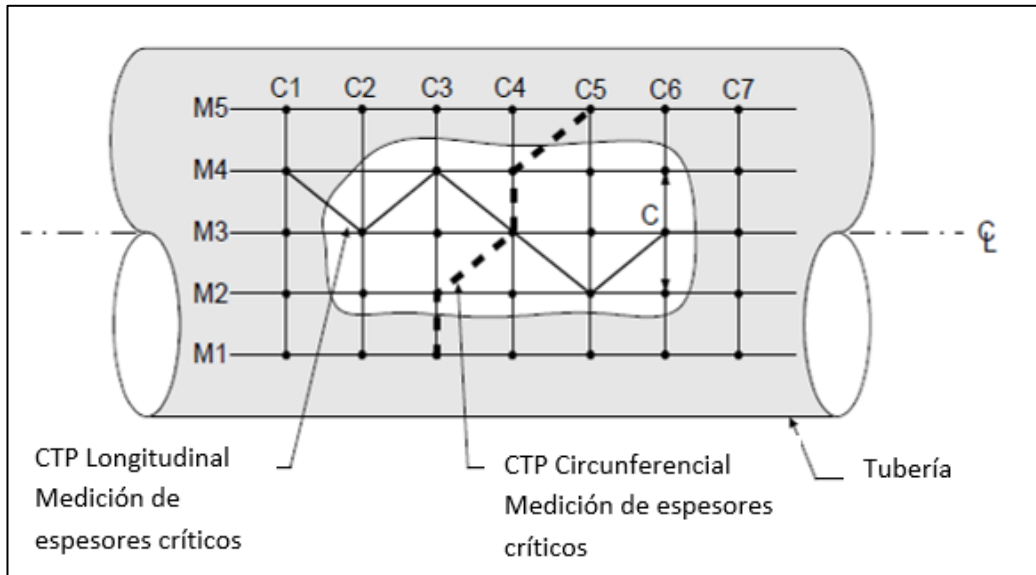


Figura 8. Método para determinar la máxima pérdida de metal CTP, API (2007)

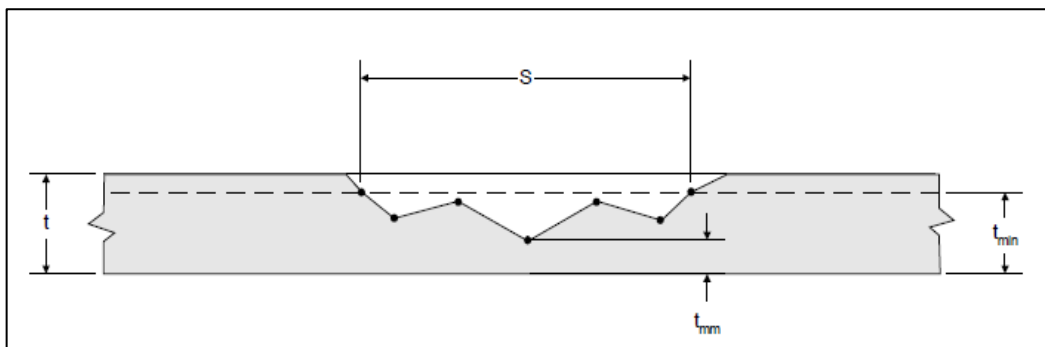


Figura 9. Perfil de espesor crítico - Plano Longitudinal, API (2007)

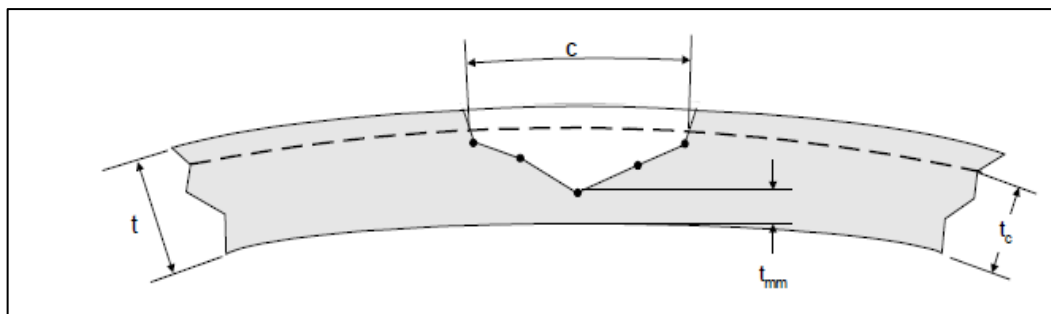


Figura 10. Perfil de espesor crítico - Plano Circunferencial, API (2007)

3.3.2.4 Mediciones requeridas para evaluación FFS

En este punto es donde se pasa del marco teórico a la aplicación, se requiere tomar lecturas de espesores del componente en el área donde se ha producido la pérdida de material. Si la pérdida de material es menor a la tolerancia por la norma de fabricación del componente, entonces se debe designar un FCA (Factor para futura corrosión) por el evaluador.

API 579-1 (2007), la siguiente información es requerida para la evaluación Nivel 1 y Nivel 2:

- a. Perfil de espesores: Se debe de identificar la zona de pérdida de material localizado del componente y se debe de establecer los planos de inspección para registrar los datos de espesores. Con base en estos planos de inspección, se establece los Perfiles de espesores críticos (CTP) y el espesor mínimo medido t_{mm} . Para determinar el CTP se sigue el procedimiento del apartado 3.3.2.3 de la presente tesis.
 - Área delgada local (LTA): Se establece una cuadrícula para obtener las lecturas de espesor y establecer el CTP, las medidas longitudinales y circunferenciales del componente a evaluar.
 - Canal: Se determina que la falla sea una ranura. Los parámetros importantes son la longitud (gl), el ancho (gw), el radio más crítico (gr) y la orientación (β) del canal.

b. Dimensiones defectuosas: Los siguientes procedimientos se pueden usar para establecer las dimensiones del defecto (s y c).

- Área delgada local (LTA): Las dimensiones relevantes son s y c (ver Figura 11) que se definen como las dimensiones longitudinales y circunferenciales, respectivamente, de la extensión de la pérdida de metal local basada en el CTP correspondiente. El CTP se determina usando el procedimiento del capítulo IV de la norma API 579-1. Se debe saber que en los procedimientos de evaluación de nivel 1 y nivel 2, el parámetro tc se define como el espesor actual.

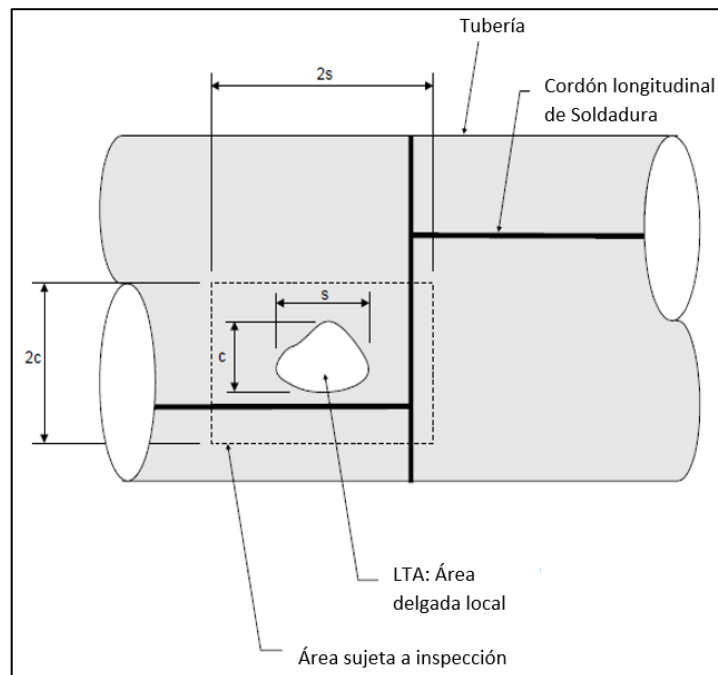


Figura 11. Dimensiones del defecto LTA, API (2007)

- Para canal: los parámetros importantes son la longitud (gl), el ancho (gw), el radio más crítico (gr) y la orientación (β) del canal.

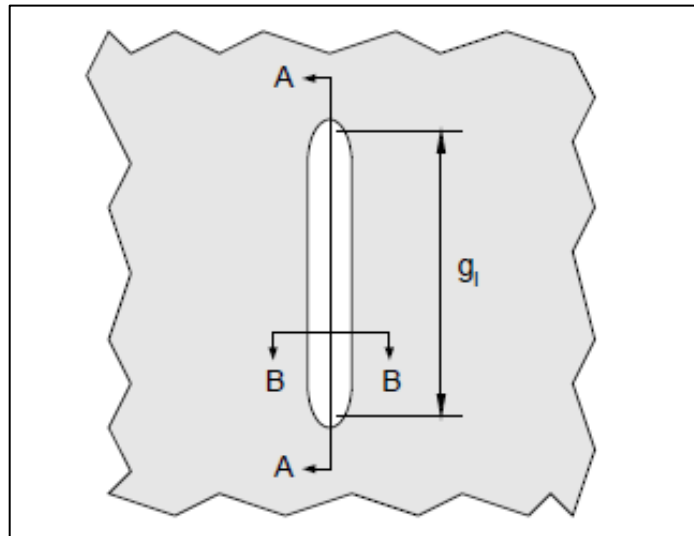


Figura 12. Defecto del componente por canal – Ranura

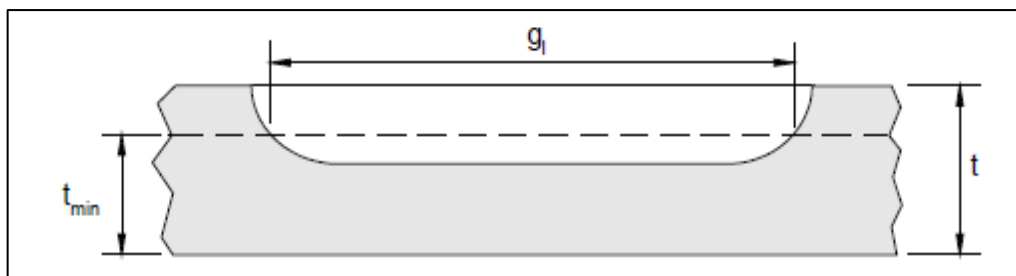


Figura 13. Longitud del defecto similar a ranura. Sección A-A

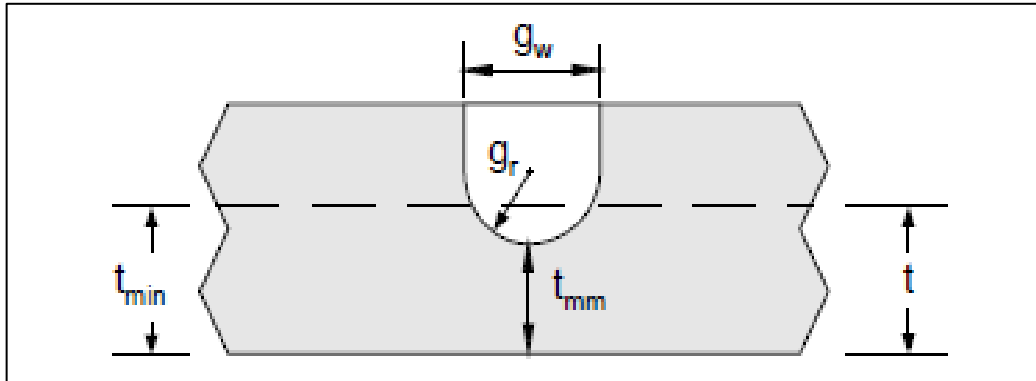


Figura 14. Longitud del defecto similar a ranura. Sección B-B

Para el tipo de defecto encontrado en el tubo de pared SA 178A de la caldera N°4, se aplica una evaluación por LTA; por lo tanto, los datos importantes vendrían a ser: s y c del componente.

3.3.2.5 Recomendaciones para inspección y dimensionamiento

Según API 579-1 (2007), se debe tener en consideración los siguientes puntos:

- Toda soldadura que se encuentre dentro del rectángulo $2c*2s$ y el defecto, deben ser examinada con ensayos no destructivos.
- Toda soldadura que se encuentre dentro del rectángulo $2c*2s$ y tenga un espesor menor al mínimo requerido t_{min} , debe ser examinada volumétricamente.

3.3.3 Técnicas de evaluación y criterios de aceptación

3.3.3.1 Evaluación nivel 1

API 579-1 (2007), el procedimiento evaluación FFS nivel 1 se puede utilizar para evaluar los componentes tipo A sujetos a presión interna. El procedimiento que se detalla está desarrollado para componentes presurizados donde se puede determinar un MAWP. Pasamos a describir la secuencia que se debe seguir para una evaluación FFS Nivel 1.

PASO 1: Establecer una red de inspección de dimensiones “s” y “c” con planos de inspecciones longitudinales y circunferenciales.

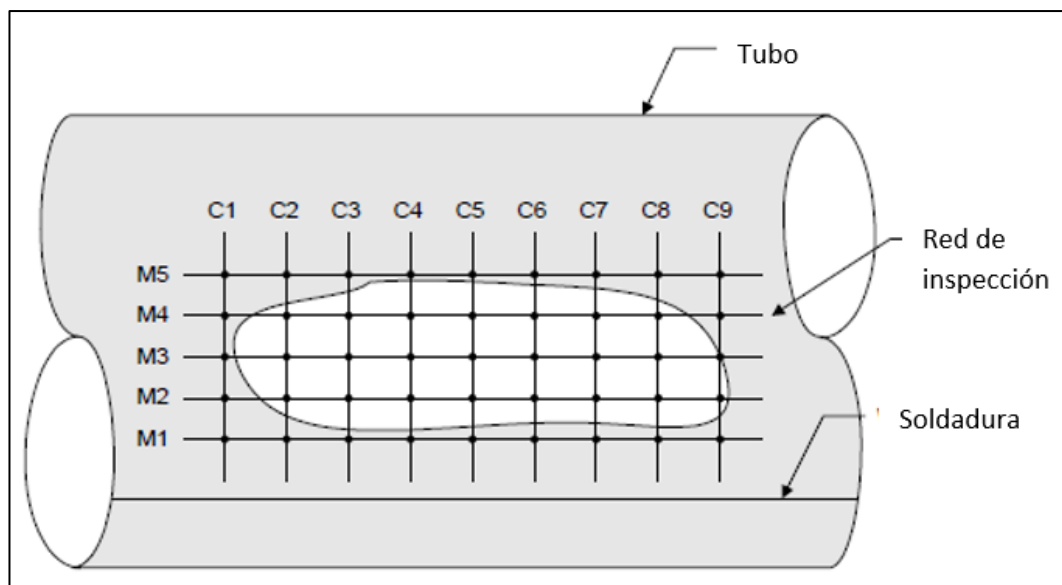


Figura 15. Red de inspección del componente con pérdida de metal, API (2007)

PASO 2: Calcular el COV, el coeficiente de variación, el cual se define como la relación entre la desviación estándar de distribución y la media de distribución.

$$cov = \frac{1}{t_{am}} \left[\frac{s}{N-1} \right]^{0.5} \quad [1]$$

En base a esto, la norma API 579 FFS 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.

PASO 3: Determinar el espesor mínimo requerido del componente evaluado, t_{min} .

PASO 4: Con el registro de las lecturas de espesores, determinar el perfil crítico de espesor, CTP, el cual consiste en ubicar los puntos con menor espesor dentro de la red de inspección formando un perfil tanto en el lado longitudinal como circunferencial.

PASO 5: Determinar el espesor mínimo medido en la red de inspección t_{mm} , la relación de espesor restante R_t , la dimensión de la falla s , y el parámetro de longitud de defecto longitudinal λ .

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} \quad [2]$$

$$\lambda = \frac{1,285s}{\sqrt{Dt_{min}}} \quad [3]$$

PASO 6: Verificar los siguientes criterios de aceptación, si se cumplen seguir el PASO 7, de lo contrario, la falla no es aceptable según el procedimiento de evaluación FFS Nivel 1.

$$R_t \geq 0,20 \quad [4]$$

$$t_{mm} - FCA \geq 0,10 \quad [5]$$

$$L_{msd} \geq 1,8\sqrt{Dt_{min}} \quad [6]$$

PASO 7: Determinar si la dimensión longitudinal es aceptable, interceptar los datos R_t y λ en la curva del gráfico de aceptabilidad. Si el punto cae por encima de la curva, la dimensión longitudinal del defecto es aceptable para operar a la MAWP del componente sin ninguna restricción, si el punto cae debajo de la curva seguir el PASO 8.

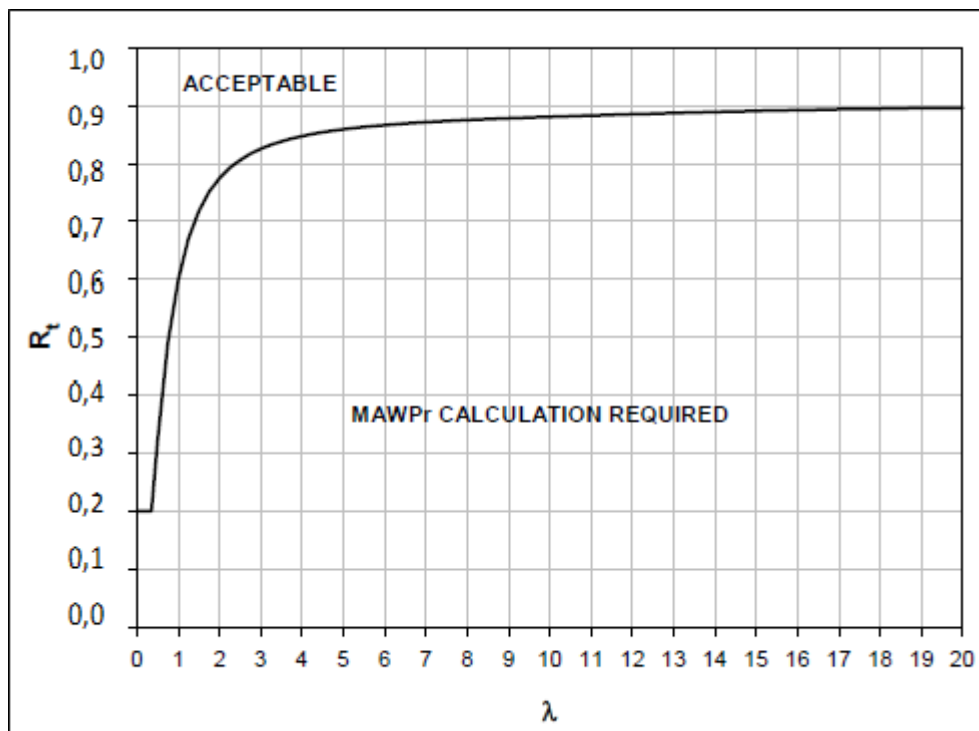


Figura 16. Gráfico de aceptabilidad Nivel 1, API (2007)

PASO 8: Si el punto de intersección de los datos R_t y λ cae debajo de la curva, el defecto (la dimensión longitudinal) no es aceptable. En este caso determinar RSF usando la siguiente ecuación.

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)} \quad [7]$$

Donde:

$$M_t = (1 + 0,48\lambda^2)^{0,5} \quad [8]$$

PASO 9: Se determinó el parámetro $RSFa$ según el código de diseño del componente evaluado.

Tabla 8
RSFa Recomendado según código de diseño API 579-1

Código de diseño	RSF_a Recomendado
ASME capítulo I	0,9
ASME capítulo VIII, División 1 (pre 1999)	0,9
ASME capítulo VIII, División 1 (post 1999)	0,9
ASME capítulo 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 10: Si $RSF \geq RSF_a$, el LTA con pérdida de material localizado es aceptable para operar a la MAWP. Si $RSF < RSF_a$ el LTA es aceptable para operar a una MAWPr calculada usando las ecuaciones para modificar la MAWP:

$$MAWP_r = MAWP \left(\frac{RSF}{RSF_a} \right) \quad \text{para } RSF < RSF_a \quad [9]$$

$$MAWP_r = MAWP \quad \text{para } RSF \geq RSF_a \quad [10]$$

3.3.3.2 Evaluación nivel 2

API 579-1 (2007), esta evaluación permite obtener un diagnóstico más preciso y a la vez menos conservador, disminuyendo la magnitud del factor de seguridad y reemplazando dicho efecto por procedimientos más

detallados para una mejor evaluación de RSF en comparación con la evaluación nivel 1.

Posteriormente, el procedimiento para tener una evaluación FFS nivel 2 es la siguiente:

PASO 1 Repetir los pasos del 1 al 7 de la evaluación FFS nivel 1.

PASO 2: Determinar el CTP longitudinal. Clasificar las lecturas de los planos longitudinales y graficarlas con el espesor mínimo requerido y el espesor nominal.

PASO 3: Dividir la longitud del defecto en subdivisiones como se muestra en la Figura 17. El número y la extensión de las subdivisiones se deben elegir según la precisión deseada y deben abarcar las variaciones en la pérdida de metal.

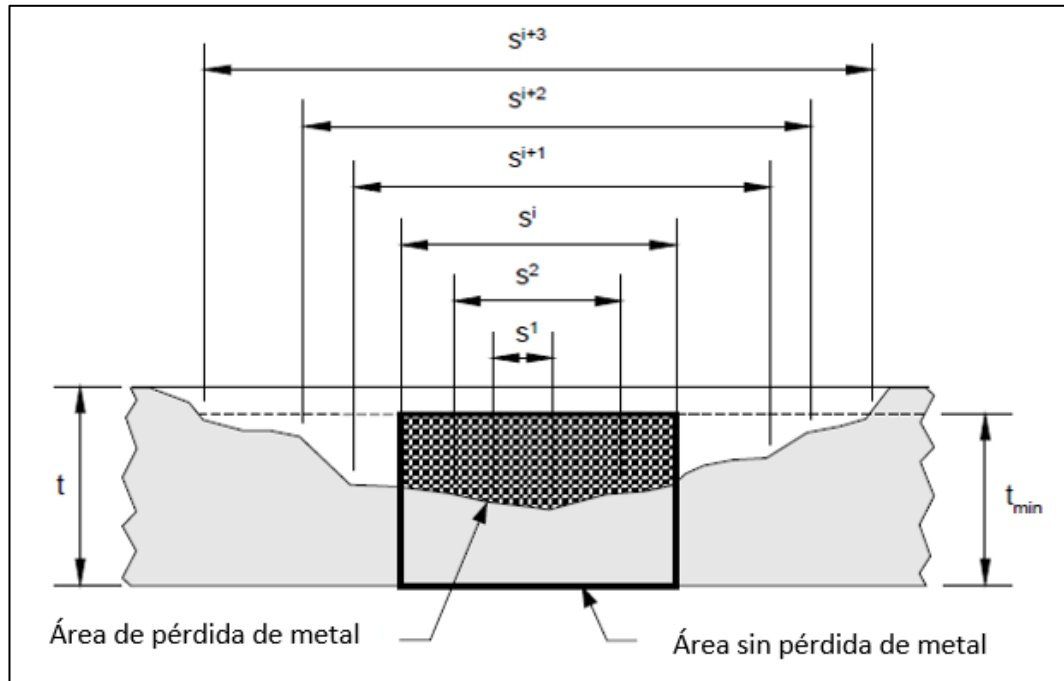


Figura 17. Proceso de subdivisión para determinar RSF, API 579-1 (2007)

PASO 4: Calcular el área de pérdida de material de cada subdivisión, A^i y el área sin pérdida de material de cada subdivisión A_o^i .

$$A_o^i = s^i t_{min} \quad [11]$$

PASO 5: Calcular el factor de Folias M_t^i , correspondiente a cada subdivisión a partir de la dimensión longitudinal equivalente del defecto, λ .

$$M_t^i = \left(\frac{1,02 + 0,441(\lambda^i)^2 + 0,006124(\lambda^i)^4}{1,0 + 0,02642(\lambda^i)^2 + 1,533(10^{-6})(\lambda^i)^4} \right)^{0,5} \quad [12]$$

$$\lambda^i = \frac{1,285s^i}{\sqrt{Dt_{min}}} \quad [13]$$

PASO 6: Calcular el RSF correspondiente a cada subdivisión y determinar el mínimo valor RSF.

$$RSF^i = \frac{1 - \left(\frac{A^i}{A_0^i}\right)}{1 - \frac{1}{M_t^i} \left(\frac{A^i}{A_0^i}\right)} \quad [14]$$

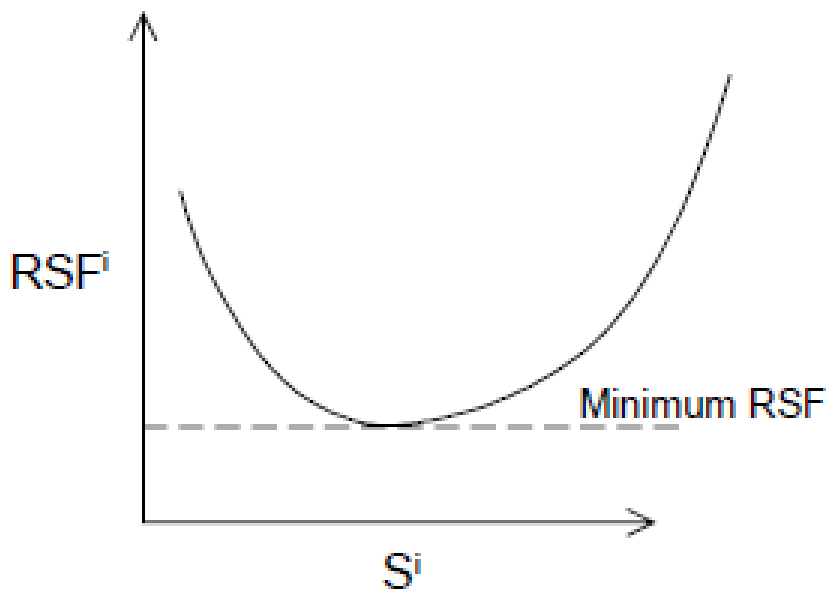


Figura 18. Gráfico para determinar el mínimo RSF, API 579-1 (2007)

PASO 7: Determinar si la dimensión longitudinal es aceptable si:

$RSF \geq RSF_a$ La pérdida localizada de material es aceptable por el nivel 2

$RSF < RSF_a$ El componente no es aceptado por el nivel 2

3.3.4 Evaluación de la vida útil operativa restante

Según API 579-1 (2007), la vida útil restante de un componente puede determinarse basándose en el cálculo del espesor mínimo requerido para las condiciones de servicio previstas, las mediciones de espesor de una inspección y una estimación de la tasa de corrosión anticipada.

$$R_{vida} = \frac{t_{am} - Kt_{min}}{FCA} \quad [15]$$

NOTA:

$K = 1$ para evaluación FFS nivel 1

$K = RSF_a$ para evaluación FFS nivel 2

La velocidad de crecimiento del defecto y las características de la zona pueden ser estimadas desde los registros de inspección. Si la información no está disponible debe aplicarse juicio de ingeniería.

3.3.5 Técnicas de remediación

Según API 579-1 (2007), una evaluación FFS proporciona una evaluación de la condición de un componente para la operación continua durante un período de tiempo basado en una tasa futura de corrosión o degradación. Sin embargo, en muchos casos, las tasas de degradación futuras son muy difíciles de predecir, pues pueden tolerar poca o ninguna degradación adicional.

Frente a esto, se pueden aplicar métodos de mitigación para prevenir o minimizar la tasa de daño adicional.

3.3.5.1 Método 1

Realizar cambios físicos en la secuencia de proceso.

- a. Aumento o disminución de la temperatura y/o presión del proceso: Si el modo de degradación es sensible a la temperatura y/o a la presión, un cambio en el proceso puede minimizar la progresión del daño. Sin embargo, el componente debe evaluarse para que el diseño aún cumpla con las condiciones modificadas. Tenga en cuenta que una reducción en la presión y/o temperatura (para rangos de temperatura limitados dependiendo del código de construcción original) puede resultar en una reducción del espesor de pared mínimo requerido; por lo tanto, la vida útil del componente puede aumentar.
- b. Aumento o disminución de la velocidad del fluido: Algunos mecanismos de daños, como la erosión, la corrosión del agua ácida y la corrosión debajo del depósito son muy sensibles a la velocidad. Una ligera disminución o aumento en la velocidad de la corriente puede cambiar la tasa de daño.

3.3.5.2 Método 2

Aplicación de revestimientos para mantener el medio ambiente aislado del metal base, que ha sufrido daños previos.

- a. Recubrimientos orgánicos: El recubrimiento debe ser compatible con el servicio (temperatura) y debe ser resistente a todas las condiciones de servicio, incluido el vapor. Las condiciones de curado también son muy importantes para asegurar un revestimiento confiable.
- b. Refractarios: Muchos materiales entran en esta categoría. Dependiendo del mecanismo de daño, los refractarios aislantes se pueden usar para disminuir la temperatura del metal, los refractarios resistentes a la erosión se emplean para la protección contra la erosión y los refractarios resistentes a la corrosión se utilizan para proteger el material base.

3.3.5.3 Método 3

Inyección de agua y/o productos químicos de forma continua para modificar el medio ambiente o la superficie del metal.

- a. Lavado con agua para diluir contaminantes: Las variables importantes a considerar cuando se considera una instalación de lavado de agua de reacondicionamiento son la ubicación de la inyección, la distribución del agua, la velocidad del agua, la calidad del agua, el diseño y la desconexión del punto de inyección, y el monitoreo de la efectividad.

b. Inyección de productos químicos para cambiar la agresividad de la solución: La neutralización de los productos químicos para mitigar la corrosión acelerada del componente caen dentro de esta categoría. Las variables importantes a considerar son: la ubicación y el diseño de la inyección, los posibles efectos secundarios adversos y el monitoreo de la efectividad.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DEL TUBO DE PARED

Para el desarrollo y aplicación de este capítulo, se estudió y analizó el método de evaluación FFS de la norma API FFS 579, donde se presenta la esencia de este estudio que está enfocado en la evaluación de la capacidad para el servicio de la tubería de pared SA 178 A de la caldera, donde se determinó la vida operativa restante.

4.1 Aplicaciones y limitaciones del procedimiento

El componente que se evaluó es una tubería de acero al carbono con una designación SA 178 grado A, dicho componente fue fabricado bajo los estándares de la norma ASME capítulo I. La tubería está sujeta a presión interna donde el fluido que circula es vapor saturado producida por la caldera.

El tubo evaluado presenta pérdida de material localizado, durante la inspección se observa un deterioro puntual en un área casi simétrica; frente a esto, se designó una evaluación por LTA (Área local delgada).

El tubo SA 178 A no está dentro del rango de fluencia lenta a pesar de trabajar a altas temperaturas, dicha temperatura de trabajo está por debajo de su temperatura de diseño, adicionalmente el tubo no está

expuesto a trabajos cíclicos donde la norma API declara como procesos cíclicos a las oscilaciones de parámetros operativos, arranques y paradas de la caldera. Los registros de los arranques, paradas y bajadas de carga que se realizaron a solicitud del COES o por falla no excedieron de 50 maniobras anuales; por tal motivo, el tubo no estuvo expuesto a cargas cíclicas que pudieran desviar el resultado real del componente.

4.2 Requerimiento de información

Se menciona todas las características del tubo, su composición química, parámetros de diseño e históricos de mantenimiento y operación. La recopilación de toda la información técnica se realizó en las distintas áreas involucradas de operación y mantenimiento de la Central Térmica Ilo1.

4.2.1 Datos de diseño de la tubería SA 178A

Para la obtención de los datos de diseño de la tubería de pared SA 178 A se indagó en el manual de construcción del fabricante, donde se obtuvo los siguientes parámetros:

Tabla 9*Datos de diseño, Manual ABB/CE*

Componente	Tamaño (mm)		Material	ASME I	
	OD	Espesor		Temperatura	Presión
Tubo de pared	76,2	5,08	SA 178 Grado A	371°C	7,58 MPa

Los tubos SA 178 son soldados por resistencia eléctrica, presentan costura con espesores mínimos, son fabricados en acero al carbono y acero al carbono-manganeso destinados a usarse como tubos de caldera.

Tabla 10*Composición química del tubo SA 178 A, Manual ABB/CE*

Tubo SA 178 A	Componentes %			
Material	Carbono	Manganeso	Fosforo	Azufre
Acero Bajo Carbono	0,06-0,18	0,27-0,63	0,035	0,035

Posteriormente, con los datos de diseño del tubo de pared se determinó el máximo esfuerzo admisible a la temperatura de diseño, dicho valor se adquirió de la norma ASME capítulo II Materiales, (ver Anexos 1 y 2), dando como resultado un esfuerzo $S = 72,39$ MPa a una temperatura de diseño 371 °C, este dato sirvió para calcular el espesor mínimo requerido del tubo de pared evaluado.

Después de cada reparación del tubo roto, se realizó una prueba hidrostática con el objetivo de detectar cualquier avería durante la reparación y así poder garantizar la disponibilidad de la caldera.

También se recopiló información de la construcción de los tubos de pared de la caldera N°4, ver Anexo 4, realizado en el año 2011, con esta información se cumplen los lineamientos de la norma API exige en el apartado 3.3.2.1 de la presente tesis.

4.2.2 Historial de operación y mantenimiento

En sala de control de la Central Térmica Ilo1 se analizó las tendencias operacionales de la caldera N° 4 desde el año 2011, en ese año se realizó el cambio significativo de tubos rotos; por lo tanto, la caldera se asumió como nueva. Se observó que los parámetros operacionales se han mantenido dentro de su rango cumpliendo con las recomendaciones del fabricante ABB/Combustión Engineering. Por tal motivo, la información es muy relevante para descartar que el tubo de pared SA 178-A a evaluar, no ha sido sometido a variaciones de esfuerzos y en consecuencia no ha sido expuesto a fatiga.

En las figuras 19, 20 y 21 se adjunta el programa anual de generación de la TV4, en las tendencias se observa que la caldera N°4 salió fuera de servicio 16 veces (11 veces a solicitud del COES y 5 veces por falla de tubo roto).

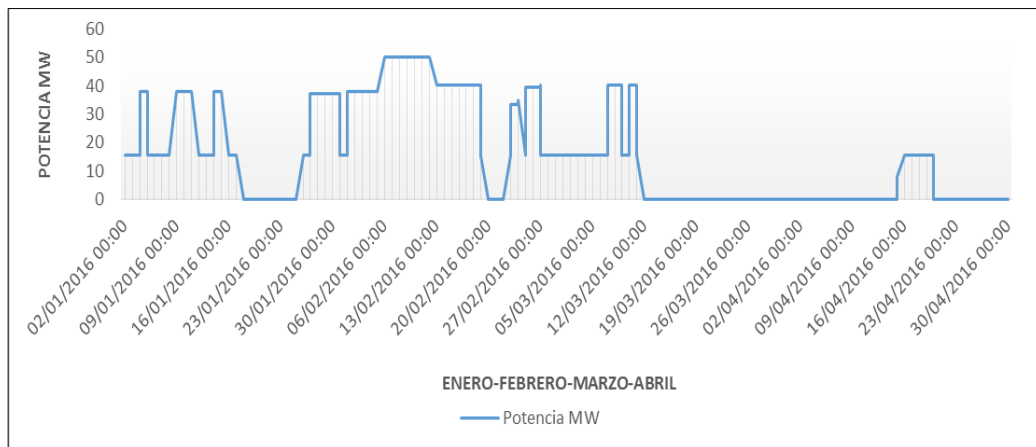


Figura 19. Potencia generada enero – abril, COES

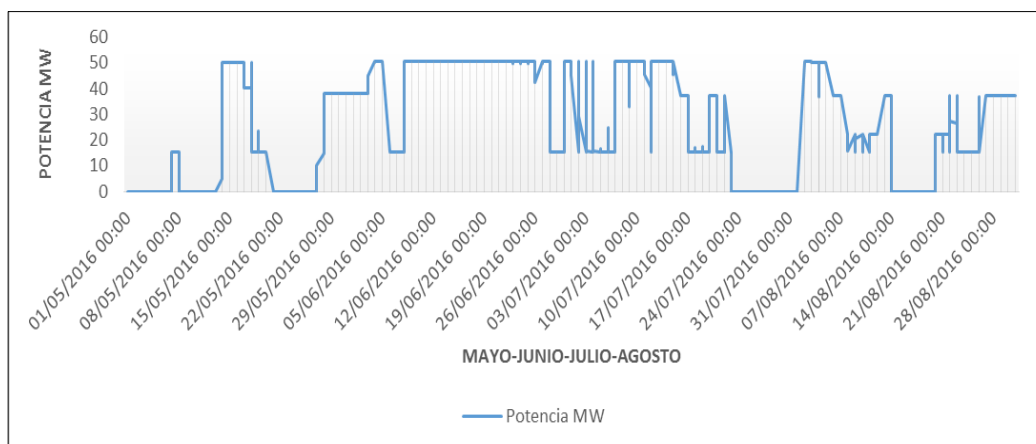


Figura 20. Potencia generada mayo – agosto, COES

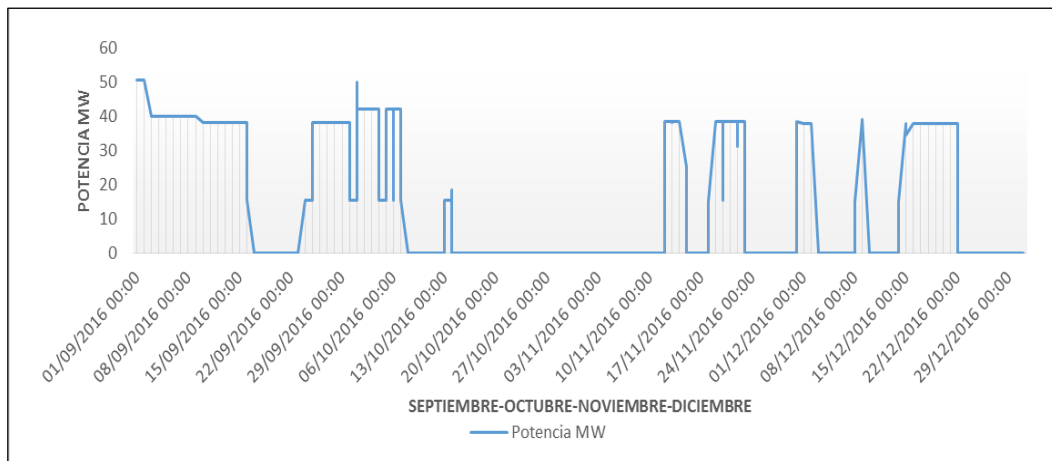


Figura 21. Potencia generada septiembre – diciembre, COES

Por otro lado, al Área de Mantenimiento se le solicitó el programa anual de mantenimiento (ver Tabla 11) y el libro de reparaciones de la caldera N° 4, en la Tabla 12 se tiene el resumen de las reparaciones de la caldera por tubo roto.

Tabla 11*Programa anual de mantenimiento caldera N° 4*

ITEM	OT	DESCRIPCIÓN	F. INICIÓ	DURACIÓN DÍAS
1.00		MANTENIMIENTO CALDERA N° 4	2016/11/23	14
1.1.0	200075013	LIMPIEZA DE CHIMENEA (LIMPIEZA DE CENICERO)	2016/11/24	7
1.2.0	200075011	INSPECCIÓN VISUAL Y LIMPIEZA LAGO AGUA (LIMPIEZA DE TUBOS DE PARED, PANTALLA, TECHO Y PISO)	2016/11/25	6
1.3.0	200075017	PRESERVACIÓN LADO FUEGO B4 (REPARACIÓN DE CONOS, PISOS Y LIMP. DE SOBRECALENTADORES)	2016/11/26	5
1.4.0	100017828	REP. FUGA LÍNEA VENDEO SOBRECAL PRIMARIO (REEMPAQUETADO DE VÁLVULA)	2016/11/27	4
1.5.0	200077794	ASEGURAR GUARDAS DE PROTEC BBAS R500 CALDERA 4	2016/11/28	2
1.6.0	200064188	ruta de LUBRICACIÓN B4 (SOOTBLOWER, PRECALENTADOR DE AIRE, MOTOR FDF, VENTILADOR DE TF)	2016/11/24	3
1.7.0	200075021	MANTENIMIENTO VENTILADOR TIRO FORZADO (LAVADO DE REGISTROS, INSPECCIÓN VIV, PINTURA)	2016/11/23	3
1.8.0	200075012	INSPECCIÓN DE CALENTADOR DE PETRÓLEO 1 (INSPECCIÓN DE TRAMPAS DE VAPOR)	2016/12/01	6
1.9.0	200075071	VERIFICACIÓN VÁLVULA RELIEF F.O. HEATER 2	2016/11/08	2
1.10	200075020	LIMPIEZA Y PRUEBA VÁLVULA MAXÓN B4	2016/12/03	1
1.11	200075004	MANTENIMIENTO DE ENCENDEDORES (INSPECCIÓN Y LIMPIEZA DE ENCENDEDORES 1 Y 2)	2016/11/23	1
1.12	200075018	INSPECCIÓN GENERAL DE QUEMADORES	2016/11/23	1
1.13	200075022	VERIFICACIÓN VÁLVULA DE SEGURIDAD VAP ATOMIZACIÓN B4	2016/11/25	2
1.14	200075015	LIMPIEZA DE FILTRO DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	2016/11/24	1
1.15	200075124	INSPECCIÓN DE SOPLADORES DE HOLLIN	2016/11/26	1
1.16	200063841	MANTENIMIENTO GRAL CALENTADOR DE AIRE B4 (INSP. SELLOS RADIAL, COPLE MOTOR Y REDUCTOR)	2016/11/25	3

Tabla 12*Mantenimientos correctivos de la caldera N° 4*

Fecha	Tipo de tubo	Ubicación	Reparación	Soldadura	Prueba Hidrostática	
					Presión	Temperatura
2013-07-23	Tubo de pared	Cabezal inferior	Cambio tramo 51 cm	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2013-07-23	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo 51 cm	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2014-03-04	Tubo de pared	Techo	Cambio tramo 182 cm	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2014-03-29	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2014-06-12	Tubo de techo	Techo	Cambio total	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2015-10-23	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2016-03-21	Tubo sobrecalentador	Sobrecalentador 1	Cambio tramo 61 cm	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2016-05-12	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo 51 cm	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C
2016-07-23	Tubo sobrecalentador	Sobrecalentador 2	Cambio serpentín	GTAW / ER90 SB3	6,21 MPa	21 °C
2016-11-23	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo 91 cm	GTAW / ER70S-2	6,21 MPa	21 °C
2016-12-22	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo	GTAW / ER70S-2	6,21 MPa	21 °C
2017-03-06	Tubo de pared	Lado quemador	Cambio tramo 91 cm	GTAW / ER70S-6	6,21 MPa	21 °C

La Tabla 12 representa las reparaciones de la caldera por tubo roto, datos extraídos del Libro de Mantenimiento de la caldera N° 4, esta información permite determinar el tipo de tubo y la zona de mayor ocurrencia de tubo roto; por consiguiente, esta información es relevante porque canaliza los puntos de inspección.

Posteriormente, se realizó unos análisis comparativos, ver figura 22 y 23, obtenidos de la Tabla 12, donde se determinó el tipo de tubo al que se realizó las mediciones de espesores y la ubicación de mayor ocurrencia al fallo.

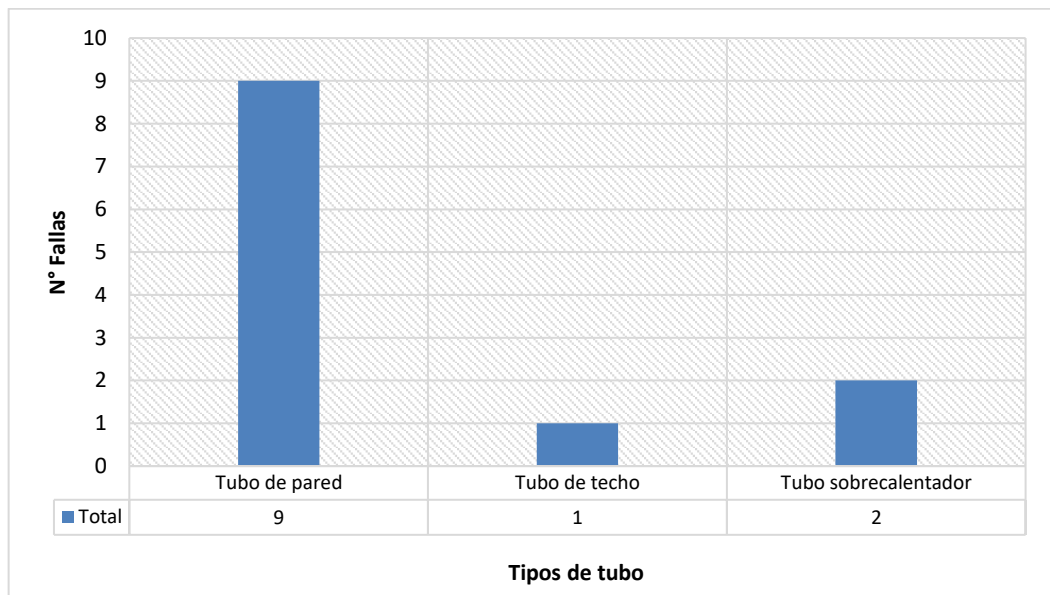


Figura 22. Fallas según tipo de tubo

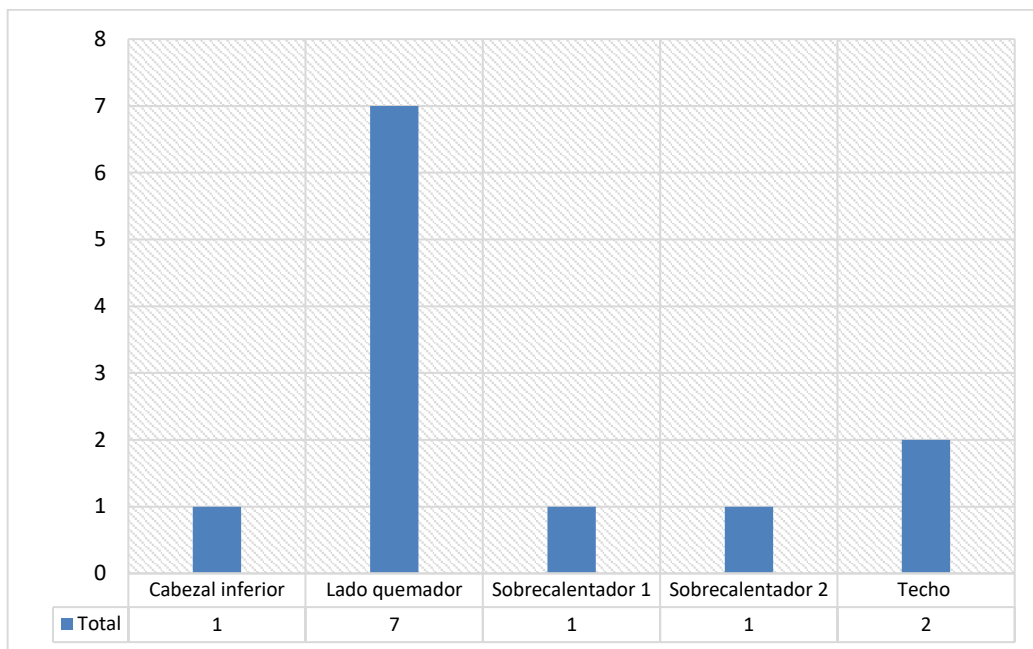


Figura 23. Falla de tubo por ubicación

Con los gráficos obtenidos de la Tabla 12 se logró determinar que el tubo de pared es el que presenta mayor frecuencia de falla; por esta razón, fue el tubo que se seleccionó para la evaluación, adicional a eso también se logró conocer la ubicación en la que se debe de realizar las inspecciones y encontrar el tubo de pared que presente mayor deterioro. Para el presente caso la zona donde se logra tener mayor frecuencia de falla, es la zona donde se encuentran los quemadores.

En el programa de mantenimiento anual de la Tabla 11 se cuenta con la orden de trabajo N° 200075011 “Inspección visual y limpieza de tubos”, en donde los resultados de la inspección visual dependen de la

capacidad visual de los trabajadores y de la correcta iluminación de la zona de trabajo; en consecuencia, los resultados son muy variables a la realidad de cada componente.

Por tal motivo, se realizó una inspección general a todos los tubos de pared de la zona quemadores, ver Anexo 3, encontrando una sección del tubo de pared N°14 con presencia de pérdida de material.

Cuando se da una combustión incompleta, generalmente se está generando químicos corrosivos que deterioran de manera acelerada los tubos que estén en contacto directo; de ahí que, el área que presenta un alto índice de sustancias químicas corrosivas es la zona de los quemadores, ya que se está inyectando petróleo residual R500 atomizado con vapor saturado a una presión de 1,37 MPa. Normalmente estos quemadores presentan en sus boquillas un mayor índice de ensuciamiento, ocasionando una relación no óptima de combustible-aire y; por ende, una combustión incompleta.



Figura 24. Hogar de la Caldera N° 4

4.2.3 Definición del defecto

Con el historial de mantenimiento se determinó y se evaluó el tubo de pared SA 178 A ubicado en la parte inferior derecha del quemador. El tubo de pared evaluado presenta pérdida de material, se registró mediciones de espesores con el uso de un instrumento de ultrasonido.

Existen dos tipos de defectos que se consideran como pérdida de material localizado:

- Defecto 1: LTA o Área delgada local
- Defecto 2: Canal

La pérdida de material del tubo de pared evaluado se asemeja al defecto LTA, porque es un área uniforme donde sus parámetros “s” y “c” casi son similares; por ello, se aplica este método para la evaluación del tubo de pared SA 178 A que presenta pérdida de material localizado con un defecto LTA según la norma API FFS 579 capítulo V.



Figura 25. Ubicación del tubo de pared evaluado



Figura 26. Red de inspección

4.3 Evaluación FFS del tubo de pared

Una vez delimitado el LTA del tubo de pared en un intervalo de inspecciones circunferenciales y longitudinales, con los datos de espesores medidos por el instrumento de ultrasonido, se procede a aplicar la metodología estudiada en el capítulo III de la presente tesis.

4.3.1 Inspección del tubo de pared

Ubicado el tubo de pared con presencia de deterioro prematuro, se realizó el mapeo de espesores con el instrumento de ultrasonido. Se registró los datos medidos en la Tabla 12.



Figura 27. Medición de espesores por ultrasonido



Figura 28. Lectura mínima medida

Tabla 13
Registro de espesores

Plano Longitudinal de Inspección	Plano Circunferencial de Inspección									CTP Circunferencial
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	
M1	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
M2	4,97	4,62	4,11	4,14	4,19	4,16	4,29	4,57	4,97	4,11
M3	4,97	4,31	3,86	3,91	3,75	3,81	3,93	4,11	4,97	3,75
M4	4,97	4,41	4,19	3,98	3,86	3,78	4,01	4,47	4,97	3,78
M5	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
CTP Longitudinal	4,97	4,31	3,86	3,91	3,75	3,78	3,93	4,11	4,97	
NOTA:	Los espaciamientos longitudinales fueron 25,4 mm Los espaciamientos circunferenciales fueron 12,7 mm									

4.3.2 Datos adicionales

Se mencionan los datos adicionales para comenzar con la evaluación FFS del tubo de pared SA 178 A:

- LOSS : 0 mm
- FCA : 0,508 mm (10 %)
- S : 72,39 MPa
- W : No aplica a aceros de bajo carbono
- L_{msd} : 101,6 mm

4.3.3 Evaluación FFS nivel 1 del tubo de pared

PASO 1: Se estableció una red de inspección con los planos longitudinales y circunferenciales que la metodología de evaluación exige, tal como indica en el apartado 3.3.3.1; paso 1. A su vez se registró en la Tabla 13 los espesores medidos en campo por el instrumento de ultrasonido.

PASO 2: Se calculó el COV para comprobar que el LTA corresponda a una pérdida de material localizado, por lo que el COV debe de ser mayor a 10 %.

$$cov = \frac{1}{t_{am}} \left[\frac{S}{N-1} \right]^{0,5}$$

En donde:

$$N = 45$$

Y en la siguiente tabla se calcula t_{am} y S

Tabla 14
Formato para calcular el COV

Localización	Lecturas t_i	$(t_i - t_{am})^2$
1	4,97	0,158404
2	4,97	0,158404
3	4,97	0,158404
4	4,97	0,158404
5	4,97	0,158404
6	4,97	0,158404
7	4,62	0,002304
8	4,31	0,068643

9	4,41	0,026243
10	4,97	0,158404
11	4,97	0,158404
12	4,11	0,213443
13	3,86	0,506943
14	4,19	0,145923
15	4,97	0,158404
16	4,97	0,158404
17	4,14	0,186624
18	3,91	0,438243
19	3,98	0,350463
20	4,97	0,158404
21	4,97	0,158404
22	4,19	0,145923
23	3,75	0,675683
24	3,86	0,506943
25	4,97	0,158404
26	4,97	0,158404
27	4,16	0,169743
28	3,81	0,580643
29	3,78	0,627263
30	4,97	0,158404
31	4,97	0,158404
32	4,29	0,079523
33	3,93	0,412163
34	4,01	0,315843
35	4,97	0,158404
36	4,97	0,158404
37	4,57	0,000004
38	4,11	0,213443
39	4,47	0,010403
40	4,97	0,158404
41	4,97	0,158404
42	4,97	0,158404
43	4,97	0,158404
44	4,97	0,158404
45	4,97	0,158404

$$t_{am} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i = 4,55994385$$

$$S = \sum_{i=1}^N (t_i - t_{am})^2 = 9,47812$$

Por lo tanto:

$$cov = \frac{1}{4,55994385} \left[\frac{9,47812}{44 - 1} \right]^{0,5}$$

$$cov = 10,18 \% > 10 \%$$

Con las lecturas medidas del tubo de pared y determinando el COV se comprueba que el componente presenta pérdida localizada de material ya que el COV es mayor al 10 %.

PASO 3: Se determinó el espesor mínimo requerido según la norma ASME capítulo I para tubos de calderas, se considera la siguiente ecuación:

$$t = \frac{PD}{2Sw + P} + 0,005D + e$$

Donde

P= Presión de diseño (MPa)

D= Diámetro externo (mm)

S= Máxima tensión admisible a la temperatura de diseño, MPa (Según norma ASME capítulo II, parte D). Ver Anexos 1 y 2.

w=Factor de reducción de la fuerza de la junta de la soldadura (No aplica para tubos de aceros de bajo carbono)

e= Factor por expansión de los tubos

$$t_{min} = \frac{7\,584\,233 \times 76,2}{2 \times 72\,394\,952 \times 1 + 7\,584\,233} + 0,005 \times 76,2 + 0$$

$$t_{min} = 4,17 \text{ mm}$$

PASO 4: Se determinó el CTP, para el desarrollo de este paso se tuvo como referencia el apartado 3.3.2.3 de la presente tesis, que corresponde al procedimiento del capítulo IV de la norma API 579. El CTP longitudinal y circunferencial se copia del paso 1.

a) CTP Longitudinal

Tabla 15
CTP Longitudinal del LTA

PLANO	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
t_{mm}	4,97	4,31	3,86	3,91	3,75	3,78	3,93	4,11	4,97
$t_{mm} - FCA$	4,47	3,81	3,35	3,40	3,25	3,27	3,42	3,60	4,47
t_{min}	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16

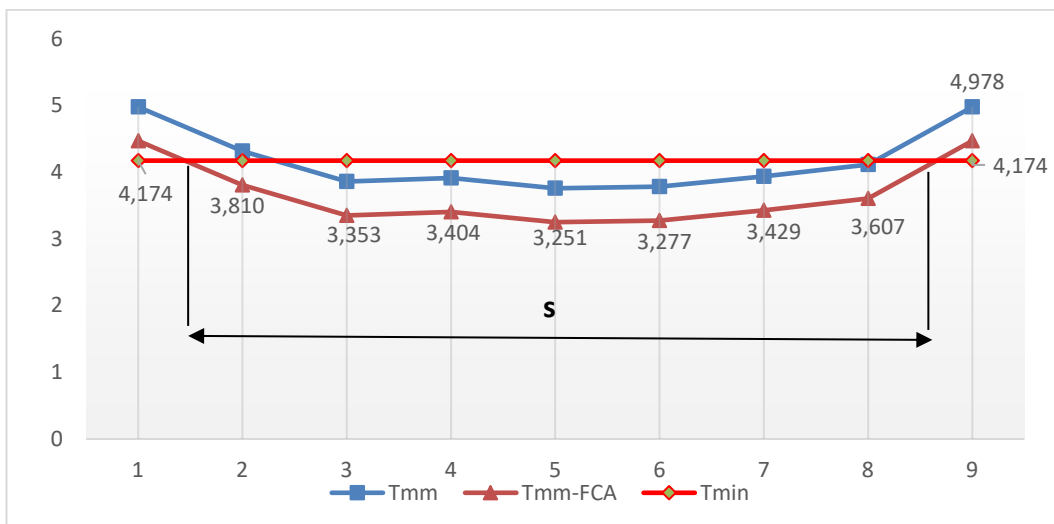


Figura 29. CTP Longitudinal del LTA

En este gráfico la curva superior representa el espesor del tubo de pared en el momento de la inspección y la curva que la sigue es el espesor menos el factor a la futura corrosión, este valor es el 10 % del espesor nominal del componente.

La dimensión del defecto es:

$$s = 6x(25,4) + \frac{(4,16 - 3,81)}{(4,47 - 3,81)} x 25,4 + \frac{(4,16 - 3,61)}{(4,47 - 3,61)} x 25,4 = 183,06 \text{ mm}$$

b) CTP Circunferencial

Tabla 16
CTP Circunferencial del LTA

PLANO	M1	M2	M3	M4	M5
t_{mm}	4,97	4,11	3,75	3,78	4,97
$t_{mm} - FCA$	4,47	3,61	3,25	3,27	4,47
t_{min}	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16

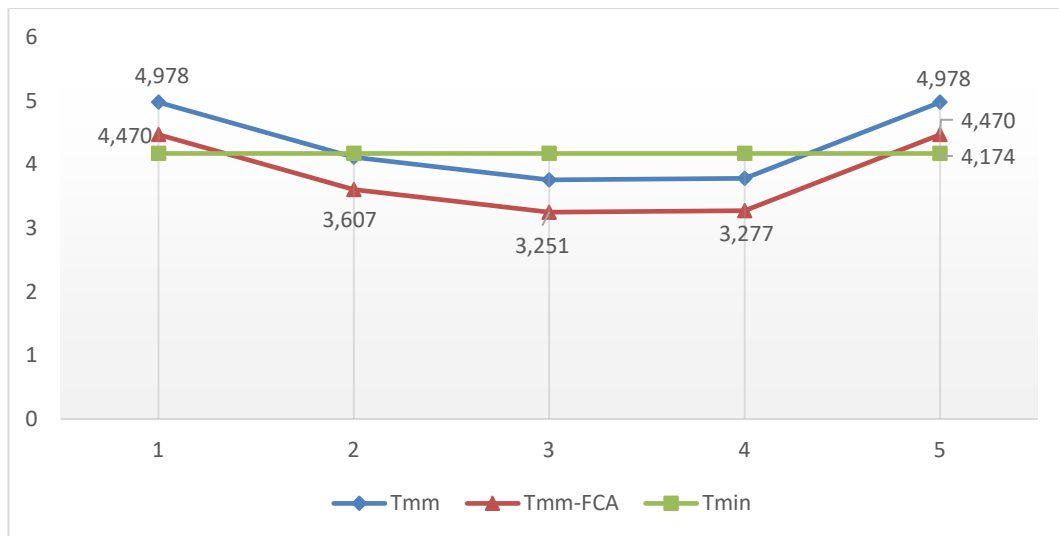


Figura 30. CTP Circunferencial del LTA

La dimensión del defecto es:

$$c = 2x(12,7) + \frac{(4,16 - 3,61)}{(4,47 - 3,61)} x 12,7 + \frac{(4,16 - 3,27)}{(4,47 - 3,27)} x 12,7 = 43,28 \text{ mm}$$

PASO 5: Se determinó el espesor mínimo medido de la red de inspección, t_{mm} , la relación de espesor restante, R_t y el parámetro de longitud de defecto longitudinal, λ .

Donde:

$$t_{mm} = 3,75 \text{ mm}$$

$$t_{min} = 4,16 \text{ mm}$$

$$s = 183,05 \text{ mm}$$

$$FCA = 0,508 \text{ mm}$$

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

$$R_t = \frac{3,75 - 0,508}{4,16} = 0,779$$

$$\lambda = \frac{1,285s}{\sqrt{Dt_{min}}}$$

$$\lambda = \frac{1,285 \times 183,05}{\sqrt{76,2 \times 4,16}} = 13,191$$

PASO 6: Se verificó los siguientes criterios de aceptación, si cumplen continuar con la evaluación FFS Nivel 1.

$$R_t \geq 0,20$$

$$0,779 \geq 0,20$$

(Cumple)

$$t_{mm} - FCA \geq 2,54 \text{ mm}$$

$$3,75 - 0,508 \geq 2,54$$

$$3,242 \geq 2,54$$

(Cumple)

$$L_{msd} \geq 1,8\sqrt{Dt_{min}}$$

$$101,6 \geq 1,8\sqrt{76,2 \times 4,16}$$

$$101,6 \geq 32,04$$

(Cumple)

PASO 7: Se determinó, si la dimensión longitudinal es aceptable, intersecando los datos obtenidos R_t y λ .

Donde:

$$R_t = 0,779$$

$$\lambda = 13,191$$

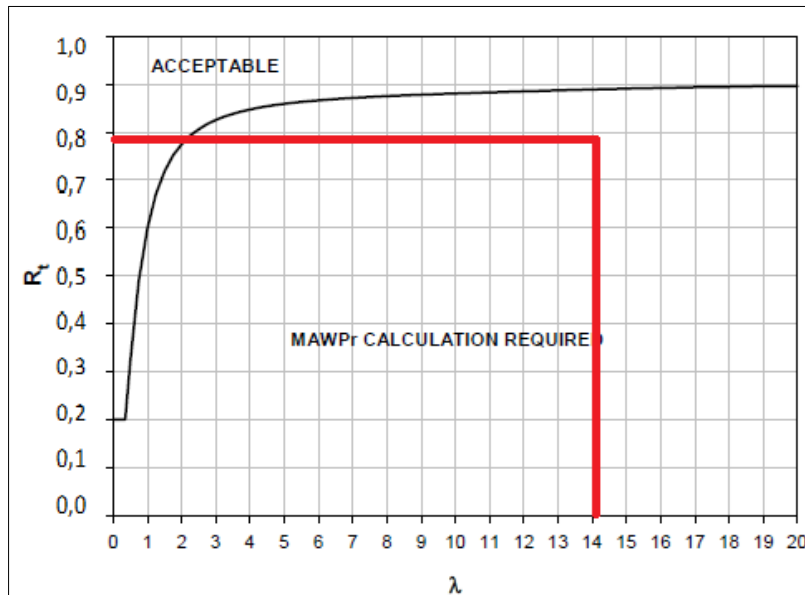


Figura 31. Gráfico de aceptación Nivel 1, API 579-1 (2007)

De la Figura 28, se observa que la intersección de los parámetros obtenidos R_t y λ están por debajo de la curva de aceptación, entonces la dimensión longitudinal no es aceptable y se requiere recalculer el MAWP.

PASO 8: Se calculó el RSF.

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

Donde:

$$M_t = (1 + 0,48\lambda^2)^{0,5}$$

$$M_t = (1 + 0,48 \times 13,191^2)^{0,5}$$

$$M_t = 9,193$$

Entonces:

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

$$RSF = \frac{0,779}{1 - \frac{1}{9,193}(1 - 0,779)}$$

$$RSF = 0,798$$

PASO 9: Se determinó el RSF_a recomendado según la norma de diseño del tubo de pared SA 178 A que corresponde a la norma ASME capítulo I.

Tabla 17
RSFa Recomendado según código de diseño

Código de diseño	RSF_a Recomendado
ASME capítulo I	0,9
ASME capítulo VIII, División 1 (pre 1999)	0,9
ASME capítulo VIII, División 1 (post 1999)	0,9
ASME capítulo 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 10: Recalculando la presión de diseño si se cumple lo siguiente:

$$MAWP_r = MAWP \left(\frac{RSF}{RSF_a} \right) \quad \text{para } RSF < RSF_a$$

$$MAWP_r = MAWP \quad \text{para } RSF \geq RSF_a$$

Entonces:

$$RSF < RSF_a$$

$$0,798 < 0,9$$

Por lo tanto:

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

$$MAWP_r = 7\,584\,233 \left(\frac{0,798}{0,9} \right)$$

$$\mathbf{MAWP_r = 6\,724\,686\ Pa}$$

La dimensión longitudinal 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.

4.3.4 Evaluación FFS nivel 2 del tubo de pared

Esta evaluación permite obtener un diagnóstico más preciso y a la vez menos conservador, disminuyendo la magnitud del factor de seguridad

y reemplazando dicho efecto por procedimientos más detallados para una mejor evaluación de RSF en comparación con la evaluación nivel 1.

Posteriormente, el procedimiento para tener una evaluación FFS nivel 2 es la siguiente:

PASO 1: Se repiten los pasos del 1 al 7 de la Evaluación FFS nivel 1.

PASO 2: Se determina el CTP longitudinal

Tabla 18
CTP Longitud de evaluación nivel 2

PLANO	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
t_{mm}	4,978	4,318	3,861	3,912	3,759	3,785	3,937	4,115	4,978
t_{nom}	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08
t_{min}	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174

PASO 3: Se dividió la longitud del defecto en 3 subdivisiones (CD, BE y AF) como se muestra en el siguiente gráfico con el objetivo de determinar cada RSF para cada subdivisión.

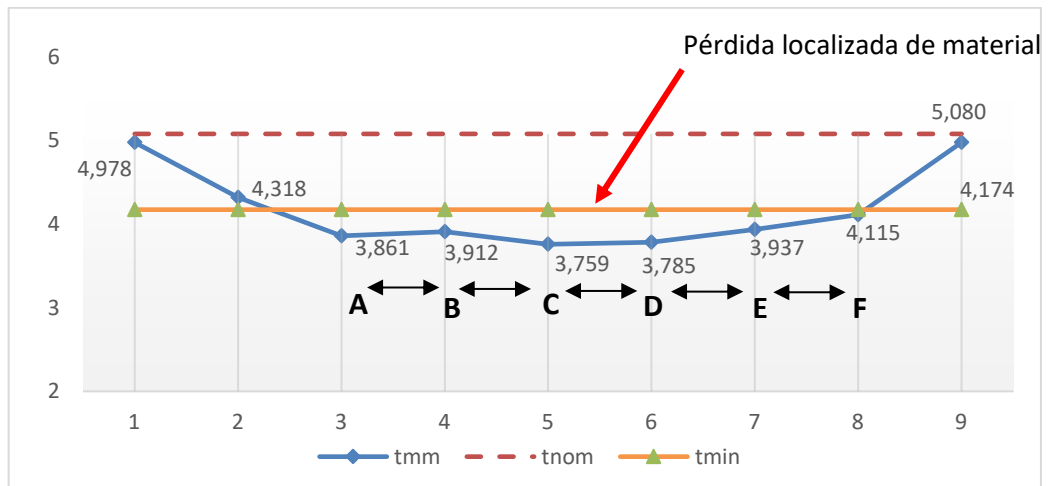


Figura 32. Pérdida localizada de material

PASO 4: Se calculó el área de pérdida de material de cada subdivisión, A^i y el área sin pérdida de material de cada subdivisión, A_o^i .

Donde:

$$A_o^i = s^i t_{min}$$

a. Subdivisión CD:

Área sin pérdida de material:

$$A_o^{CD} = s^{CD} t_{min}$$

$$A_o^{CD} = 25,4 \times 4,165$$

$$A_o^{CD} = 105,79 \text{ mm}^2$$

Área de la pérdida de material:

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

$$A^{CD} = \frac{(3,7592 + 3,7846) \times 25,4}{2}$$

$$A^{CD} = 95,80 \text{ mm}^2$$

$$A^{CDi} = A_o^{CD} - A^{CD}$$

$$A^{CDi} = \mathbf{9,99 \text{ mm}^2}$$

b. Subdivisión BE:

Área sin pérdida de material:

$$A_o^{BE} = s^{BE} t_{min}$$

$$A_o^{BE} = 76,2 \times 4,16$$

$$A_o^{BE} = \mathbf{317,41 \text{ mm}^2}$$

Área de la pérdida de material:

$$A^{BC} = \frac{(3,9116 + 3,7592) \times 25,4}{2}$$

$$A^{BC} = 97,41 \text{ mm}^2$$

$$A^{DE} = \frac{(3,7846 + 3,937) \times 25,4}{2}$$

$$A^{DE} = 98,06 \text{ mm}^2$$

$$A^{CD} = 95,80 \text{ mm}^2$$

Entonces:

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

$$A^{BEi} = 26,12 \text{ mm}^2$$

c. Subdivisión AF:

Área sin pérdida de material:

$$A_o^{AF} = s^{AF} t_{min}$$

$$A_o^{AF} = 127 \times 4,1656$$

$$A_o^{AF} = 529,03 \text{ mm}^2$$

Área de la pérdida de material:

$$A^{AB} = \frac{(3,8608 + 3,9116) \times 25,4}{2}$$

$$A^{AB} = 98,70 \text{ mm}^2$$

$$A^{EF} = \frac{(3,937 + 4,1148) \times 25,4}{2}$$

$$A^{EF} = 102,25 \text{ mm}^2$$

$$A^{BC} = 97,41 \text{ mm}^2$$

$$A^{CD} = 312,90 \text{ mm}^2$$

$$A^{DE} = 98,06 \text{ mm}^2$$

Entonces:

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

$$A^{AFi} = 36,77 \text{ mm}^2$$

PASO 5: Se calculó el factor de Folias, M_t , correspondiente a cada subdivisión a partir de la dimensión longitudinal equivalente del defecto, λ .

$$M_t^i = \left(\frac{1,02 + 0,441(\lambda^i)^2 + 0,006124(\lambda^i)^4}{1,0 + 0,02642(\lambda^i)^2 + 1,533(10^{-6})(\lambda^i)^4} \right)^{0,5}$$

$$\lambda^i = \frac{1,285s^i}{\sqrt{Dt_{min}}}$$

a. Subdivisión CD:

$$\lambda^{CD} = \frac{1,285s^{CD}}{\sqrt{Dt_{min}}}$$

$$\lambda^{CD} = \frac{1,285 \times 25,4}{\sqrt{76,2 \times 4,1656}}$$

$$\lambda^{CD} = 1,832$$

Entonces

$$M_t^{CD} = 1,536$$

b. Subdivisión BE:

$$\lambda^{BE} = \frac{1,285s^{BE}}{\sqrt{Dt_{min}}}$$

$$\lambda^{BE} = \frac{1,285 \times 76,2}{\sqrt{76,2 \times 4,1656}}$$

$$\lambda^{BE} = 5,496$$

Entonces

$$M_t^{BE} = 3,328$$

c. Subdivisión AF:

$$\lambda^{AF} = \frac{1,285s^{AF}}{\sqrt{Dt_{min}}}$$
$$\lambda^{AF} = \frac{1,285 \times 127}{\sqrt{76,2 \times 4,1656}}$$
$$\lambda^{AF} = 9,159$$

Entonces

$$M_t^{AF} = 5,014$$

PASO 6: Se calculó con la siguiente fórmula el RSF correspondiente a cada subdivisión.

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

a. Subdivisión CD:

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

$$RSF^{CD} = \frac{1 - \left(\frac{9,99}{105,80}\right)}{1 - \frac{1}{1,536} \left(\frac{9,99}{105,80}\right)}$$

$$RSF^{CD} = 0,965$$

b. Subdivisión BE:

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

$$RSF^{BE} = \frac{1 - \left(\frac{26,12}{317,41}\right)}{1 - \frac{1}{3,328} \left(\frac{26,12}{317,41}\right)}$$

$$RSF^{BE} = 0,941$$

c. Subdivisión AF:

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

$$RSF^{AF} = \frac{1 - \left(\frac{36,77}{529,03}\right)}{1 - \frac{1}{5,014} \left(\frac{36,77}{529,03}\right)}$$

$$RSF^{AF} = 0,944$$

Por lo tanto, el RSF que se selecciona es el menor:

$$RSF=0,941$$

PASO 7: Se determina si la dimensión longitudinal es aceptable si:

$RSF \geq RSF_a$ La pérdida localizada de material es aceptable por Nivel 2

$RSF < RSF_a$ El componente no es aceptado por Nivel 2

Entonces

$$RSF \geq RSF_a$$

$$0,941 \geq 0,9$$

4.4 Cálculo de vida útil operativa restante del tubo SA 178A

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

$$R_{vida} = \frac{4,572 - 0,9 \times 4,1656}{0,508}$$

$$R_{vida} = 1,62 \text{ años}$$

NOTA:

K= 1 para evaluación FFS Nivel 1

K= RSF_a para evaluación FFS Nivel 2

4.5 Máximo intervalo de inspección

El máximo intervalo de inspección se representa por la siguiente fórmula:

$$\text{Intervalo}_{insp} = \frac{R_{vida}}{2}$$

$$\text{Intervalo}_{insp} = \frac{1,62}{2}$$

$$\text{Intervalo}_{insp} = 0,81 \text{ años}$$

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez aplicada la metodología de evaluación FFS nivel 1 y 2 al tubo de pared de la caldera N° 4, el siguiente paso es analizar los resultados de la evaluación para la toma de decisiones; esto con el objetivo de evitar gastos en reparaciones innecesarias. Para esto también se analizan los costos que involucra parar la caldera, costo diferencial por parada estando en despacho programado por el COES y el costo por reparación de tubo roto.

Una vez que se tiene la información de costos por indisponibilidad de la caldera y el diagnóstico del componente evaluado se procede a valorar las posibilidades, lo que determina la decisión final, si el componente debe ser reparado o seguir operando; con base en la Norma API 579 FFS y el análisis de costos.

5.1 Costo por parada de caldera N° 4

Cuando la Caldera N° 4 sale de servicio a solicitud del COES por mucha demanda eléctrica en el SEIN, dicho proceso de parada es representado en un costo que debe de ser cálculo para hacer un análisis de lo que cuesta parar la unidad. El costo depende del tiempo que toma efectuar el procedimiento de parada y las horas de enfriamiento hasta que

la caldera pueda ser completamente detenida, el consumo eléctrico y de consumo de vapor necesario hasta lograr completamente el proceso.

Por tal motivo, en la Tabla 19 y 20 se tiene un costo estimado del consumo energético, costo por reposición de agua al sistema y costo de petróleo.

Hay que recalcar que el sacar fuera de servicio la caldera N°4 también involucra a la turbina de vapor, por tal motivo el costo por parada es el costo por parar la caldera y la turbina.

Los tiempos de parada en horas empleadas para sacar de servicio la unidad, que se consideran, son los siguientes:

Tabla 19
Tiempos de parada

Proceso	Caldera	Turbina
Venteo de líneas	0,42	0,25
Enfriamiento	-	72
Despresurización	0,33	-

Tabla 20
Costos y Equivalencias

Equivalencias	
Barriles de petróleo/ 4 535 kg/h de vapor	2,18
453 kg/hr de vapor / MW (neto)	9,90
Costo	
Costo de \$ / Barril de petróleo R 500	25
Costo de \$ / Barril de petróleo diésel 2	45
Costo de agua de reposición (\$) /3785 L	8,67

Tabla 21
Costos de consumo de energía por parada de la turbina N° 4

PROCESO DE DURACIÓN (Horas)	Venteo 0,25	Enfriamiento 2,00	Giro 72	Energía Mw-h	Vapor 5,86 MPa 453 kg/h
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	MW				
Bomba Auxiliar Lubricación (60 HP)	0,0447	0,089	3,218	3,308	32,747
Turning Gear (3 HP)	0,0022	0,004	0,161	0,165	1,637
Bomba Hotwell (150 HP)	0,1118	0,224		0,224	2,213
Bomba de Circulación (500 HP)	0,3725	0,745		0,745	7,376
Gland Seal Exhauster (2 HP)	0,0015	0,0002		0,000	0,002
Bomba de drenaje de sellos (0.5 HP)	0,0004	0,001	0,027	0,028	0,273
Oil Tank Vapor Extractor (0.75 HP)	0,0006	0,001	0,040	0,041	0,409
Condenser Water Box Evactor (1 HP)	0,0007	0,001	0,054	0,055	0,546
CONSUMO DE ENERGÍA TÉRMICA	453 kg/h				
Línea de Vapor Principal	10,00	2,500			2,500
			Total		<u>47,703</u>
			Equivalente en barriles de petróleo		10,40
			Costo total de energía consumida		\$ 259,98

Tabla 22*Costos de reposición de agua por parada de turbina N°4*

PROCESO DE DURACIÓN (Horas)		Venteo 0,25	Giro	Total Litros	Agua a reponer Litros
CONSUMO DE AGUA		kg/h	Lph		
Línea de Vapor principal	10,00	1 200	300	0	300,000
					309,00
		Costo de reposición de agua			\$ 2,60
COSTO TOTAL DE PARADA					\$ 262,58

Tabla 23*Costos de energía por parada de la caldera N° 4 - ABB/CE*

PROCESO DE DURACIÓN (Horas)	Venteo 0,42	Purga 0,33	Energía MW-h	Vapor 5,86 MPa 453 kg/h
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	MW			
Ventilador de tiro forzado (1000 HP)	0,745	0,0621	0,062	0,615
Bomba de petróleo Diésel (10 HP)	0,007	0,003	0,003	0,031
Bomba de agua de alimentación (750 HP)	0,559		0,000	0,000
Bomba de petróleo residual (15 HP)	0,011		0,000	0,000
Bomba de químicos (0.5 HP)	0,000		0,000	0,000
CONSUMO DE ENERGÍA TÉRMICA	453 kg/h			
Línea de vapor Principal	7,50	0,625		0,000
Vapor de atomización	0,63			0,000
Venteo de caldera	20,00	8,333		8,333
Calentamiento de petróleo	3,22	0,335		0,335
Pre calentador de aire	6,50	0,542		0,542
			Total	9,856
	Equivalente en barriles de petróleo			2,10
	Costo Total de energía consumida			\$ 53,71

Tabla 24*Costos de agua por parada de la caldera N°4 -ABB/CE*

PROCESO DE DURACIÓN (Horas)			Venteo 0.33	Total Litros	Agua a reponer litros
CONSUMO DE AGUA	kg/h	lph			
Línea de vapor principal	7,50	900	297	297,00	305,910
Vapor de atomización	0,63	75	0	0,21	0,212
Calentamiento caldera	20,00	2 400	792	792,00	815,760
				Total	1 121,882
				Costo de reposición de agua	\$ 9,73

Tabla 25*Costos de petróleo por parada de la caldera N°4 -ABB/CE*

PROCESO DE DURACIÓN (Horas)			Venteo 0,33	Total Litros	Agua a reponer litros
CONSUMO DE PETRÓLEO		lph			
Parada de la caldera-Diésel	28,00		9,24	9,24	9,9
				Total	9,9
				Costo de petróleo para calentamiento	\$ 9,90
				COSTO TOTAL DE PARADA	\$ 73,34

5.2 Costo por compra de energía a otras generadoras

Si la caldera N° 4 sale de servicio por falla, encontrándose programado por el COES para generar y suministrar energía al SEIN, entonces la unidad está sujeta al costo marginal de la unidad generadora de mayor costo. El costo marginal de la caldera N° 4 es de 48,87 \$/MWh. La siguiente tabla es un cálculo del sobre costo cuando se encuentra fuera de servicio la Caldera N° 4 desde las 9:00 hasta las 20:00 horas siendo programada para suministrar energía.

Tabla 26

Evaluación del costo diferencial por parada de la caldera N° 4

PREMISAS	
CVT con caldera N° 4 en servicio (Margina Grupo Tintaya 3)	70,56 \$/MWh
CVT sin Caldera N° 4 (Margina Grupo Moll TGM1)	71,84 \$/MWh
CVT de generación en Engie con Caldera N° 4 en servicio	48,87\$/MWh
CVT (Transmisión variable continua) de Turbina a Gas N° 2	77,71 \$/MWh
CONSIDERACIONES	
1) Se pone en servicio la unidad TG2 por limitación de potencia de interconexión a 60 MW	
2) Por demanda de SPCC y orden de prioridad del sistema entran en servicio unidades de mayor costo, incluyendo la turbina a gas TGM1 de Mollendo	
3) El tiempo considerado para la evaluación es entre las 9:00 y la 20:00 horas	
1) COSTO ADICIONAL POR GENERAR CON TG2	
Energía generada por TG2 (Powerlogic)	365,94 MWh
Diferencia de costo	28,80 \$/MWh
Sobre costo por generación con TG2	\$ 10 553,80
2) COSTO ADICIONAL POR COMPRA DE ENERGÍA	
Energía comprada entre las 9 y 20 horas	660 MWh
Diferencia de costo por despacho de unidades con mayor CVT	1,28 \$/MWh
Sobre costo por compra de energía	\$ 844,80
COSTO DIFERENCIAL TOTAL POR PARADA DE LA CALDERA N° 4	\$ 11 399,00

5.3 Costo por reparación de tubo roto

En la tabla 27 se detalla el costo por reparación de tubo de pared roto.

Tabla 27

Costos por reparación de tubo roto caldera N° 4

TOTAL COSTOS POR EL SERVICIO	TOTAL
1. TOTAL COSTO MANO DE OBRA	\$ 783,22
2. TOTAL COSTO EQUIPO DE SEGURIDAD	\$ 148,54
3. TOTAL COSTO DE MATERIALES	\$ 495,63
4. TOTAL COSTO EQUIPOS HERRAMIENTAS	\$ 365,50
5. TOTAL COSTO POLIZAS, CARTA FIANZAS Y/O CERTIFICADOS BANCARIOS	\$ 30,09
6. TOTAL COSTO MOVILIDAD (Transporte Personal)	\$ 219,68
7. TOTAL COSTO HOSPEDAJE Y ALIMENTACIÓN (Personal)	\$ 54,17
SUB TOTAL COSTOS	\$ 2 096,83
GASTOS GENERALES MAS UTILIDAD 13 %	\$ 272,59
COSTO TOTAL DEL SERVICIO SIN INCLUIR EL IG	\$ 2369,42
IGV 18 %	\$ 426,50
COSTO TOTAL DEL SERVICIO INCLUIDO EL IG CORRESPONDIENTE	\$ 2 795,91
PLAZO DE EJECUCIÓN DEL TRABAJO	4
PLAZO DE MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DEL TRABAJO	1 día
PLAZO TOTAL DE ENTREGA DEL SERVICIO (Días útiles)	4

5.4 Diagnóstico de la evaluación FFS

El tubo de pared SA 178 A de la caldera N° 4 no cumple con los criterios de aceptación de la evaluación FFS nivel 1, entonces se realizó lo indicado en la norma API 579 para estos casos, se aplicó la evaluación FFS nivel 2 cumpliendo los criterios de aceptación y dando como resultado una vida útil operativa restante de 1,62 años al componente, operando con los mismos parámetros operacionales. El componente se encuentra apto para continuar operando según la norma API 579 FFS-1.

CONCLUSIONES

Con la evaluación según la norma API 579/ ASME FFS-1 del tubo de pared de la caldera N°4, el componente evaluado en el nivel 2, se encuentra apto para seguir operando de acuerdo a las condiciones de diseño, y a su vez se determinó una vida útil operativa restante de 1,62 años, donde el intervalo de inspección es de 0,8 años.

Al tubo de pared SA 178 A se le aplicó la evaluación FFS nivel 1 y 2, en el procedimiento de evaluación nivel 1 los criterios de aceptación no se cumplieron; sin embargo, en el procedimiento de la evaluación nivel 2 se determinó la vida útil restante del componente evaluado, por tal motivo, se concluye que la evaluación nivel 1 proyecta resultados conservadores; no obstante, si se requiere resultados precisos de la condición actual del componente se debe de realizar una evaluación FFS nivel 2.

Además, se determinó las causas del daño y el tipo de defecto del tubo de pared SA 178 A aplicando el procedimiento del capítulo IV de la norma API 579 FFS-1, concluyendo que el tubo presenta pérdida localizada de material porque el COV calculado es mayor a 10 %.

También se realizó un análisis económico del costo que involucra sacar fuera de servicio a la caldera N°4 por rotura de tubo, por tal motivo, se concluye que la implementación de esta metodología en la Central Térmica Ilo1 es beneficioso en la toma de decisiones consistentes y sustentadas que eviten gastos en reparaciones innecesarias.

Teniendo esto en cuenta, los resultados de la evaluación en los niveles 1 y 2, y los análisis económicos por indisponibilidad de la caldera, se concluye, que lo pertinente es reparar la sección del tubo con pérdida de material, por ser la caldera un equipo crítico que debe contar con un factor de seguridad, por tal motivo el resultado de la evaluación nivel 2, arroja que es no apto para servicio, según la norma API 579-1 lo cual debe de ser aceptado por el ingeniero evaluador.

RECOMENDACIONES

Una profesión como la Ingeniería debe buscar sobre todo la precisión en el análisis; por ello, se aspira que la presente tesis propicie trabajos similares. Esto implica apuntar a un conocimiento más profundo, de técnicas alternativas de evaluación, dada la experiencia de la presente investigación se propone lo siguiente:

Para poder aplicar la metodología de evaluación de la norma API 579 FFS-1, se recomienda administrar correctamente el manejo de información como datos de diseño, historial de mantenimiento (Overhaul), datos operativos, etc., ya que esta información es vital para obtener resultados fidedignos del componente y también para poder aplicar el procedimiento sin inconvenientes.

Los resultados de una evaluación según la Norma API 579 FFS-1 de un componente, no es suficiente para poder tomar la decisión final, también se deben de analizar los aspectos económicos de la unidad que se está evaluando. Teniendo ambos resultados, se toma la decisión más acertada en beneficio de la empresa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Petroleum Institute and American Society of Mechanical Engineers. (2007). *API 579-1/ASME FFS-1: Fitness for service*. Second Edition. Washington: Api Publishing Services.

American Society of Mechanical Engineer. (2010). *Rules for Construction of Power Boilers ASME Section I*. New York, ASME.

American Society of Mechanical Engineer. (2010). *Rules for Construction of Pressure Vessel ASME Section VIII - I*. New York, ASME.

American Society of Mechanical Engineer. (2015). *ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section II Materials*. New York, ASME.

Gil, G. (2016). *Evaluación de la capacidad para el servicio de una tubería, sometida a presión interna, con presencia de perdida localizada de material, en el marco de la norma API-579-1/ASME FFS-1*. (Tesis de pre-grado) Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

Herro, H., & Port, R. (1997). *The Nalco Guide to Boiler Failure Analysis*. New York: McGraw Hill.

Mora, J. (2004). *Desarrollo de un programa de Inspección bajo Análisis de Riesgo Aplicado a la Caldera Acuotubular YB-7005 en la Refinería Estatal de Esmeraldas*. (Tesis de pre-grado) Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.

Rayaprolu, K. (2009). *Boilers for Power and Process*. Boca Raton, Taylor & Francia Group.

Rayaprolu, K. (2012). *Boilers a practical reference*. Boca Raton, Taylor & Francis Group.

Shield, C. (1999). *Calderas tipos, características y sus funciones*. México, Compañía Editorial Continental.

Zavala, C. (2015). *Evaluación del estado mecánico estructural de calderos en refinerías mediante la detección de fallas por técnicas no destructivas*. (Tesis de pre-grado) Universidad Señor de Sipán, Pimentel, Perú.

ANEXOS

ANEXO 1

Valores de máxima tensión admisible S para materiales ferrosos, según su temperatura de diseño.

Table 1A
Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy		Size/Thickness, in.	P-No.	Group No.
					UNS Desig./No.	Class/Condition/ Temper			
1	Carbon steel	Sheet	SA-1008	CS-A	--	--	--	1	1
2	Carbon steel	Sheet	SA-1008	CS-B	--	--	--	1	1
3	Carbon steel	Bar	SA-675	45	--	--	--	1	1
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283A	--	--	--	1	1
5	Carbon steel	Plate	SA-283	A	--	--	--	1	1
6	Carbon steel	Plate	SA-285	A	K01700	--	--	1	1
7	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A45	K01700	--	--	1	1
8	Carbon steel	Sheet	SA-414	A	K01501	--	--	1	1
9	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	A	K01200	--	--	1	1
10	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	A	K01200	--	--	1	1
11	Carbon steel	Smls. tube	SA-179	--	K01200	--	--	1	1
12	Carbon steel	Smls. tube	SA-192	--	K01201	--	--	1	1
13	Carbon steel	Wld. tube	SA-214	--	K01807	--	--	1	1
14	Carbon steel	Smls. tube	SA-556	A2	K01807	--	--	1	1
15	Carbon steel	Wld. tube	SA-557	A2	K01807	--	--	1	1
16	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/A	K02504	--	--	1	1
17	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/A	K02504	--	--	1	1
18	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/A	K02504	--	--	1	1
19	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	F/A	--	--	--	1	1
20	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/A	K02504	--	--	1	1
21	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/A	K02504	--	--	1	1
22	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	A	K02501	--	--	1	1
23	Carbon steel	Wld. pipe	SA-135	A	--	--	--	1	1
24	Carbon steel	Forged pipe	SA-369	PPA	K02501	--	--	1	1
25	Carbon steel	Wld. pipe	SA-587	--	K11500	--	--	1	1
26	Carbon steel	Wld. pipe	SA-587	--	K11500	--	--	1	1
27	Carbon steel	Bar	SA-675	50	--	--	--	1	1
28	Carbon steel	Bar	SA-675	50	--	--	--	1	1
29	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283B	--	--	--	1	1
30	Carbon steel	Plate	SA-283	B	--	--	--	1	1
31	Carbon steel	Plate	SA-285	B	K02200	--	--	1	1
32	Carbon steel	Plate	SA-285	B	K02200	--	--	1	1
33	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A50	K02200	--	--	1	1
34	Carbon steel	Sheet	SA-414	B	K02201	--	--	1	1
35	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-3	P275NH	--	--	6 < t ≤ 10	1	1
36	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P235GH	--	--	≤ 2 1/4	1	1
37	Carbon steel	Smls. tube	SA/EN 10216-2	P235GH	--	--	1 1/8 < t ≤ 2 1/2	1	1
38	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-3	P275NH	--	--	4 < t ≤ 6	1	1
39	Carbon steel	Smls. tube	SA/EN 10216-2	P235GH	--	--	1/2 < t ≤ 1 1/8	1	1
40	Carbon steel	Smls. tube	SA/EN 10216-2	P235GH	--	--	t ≤ 1/8	1	1
41	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-3	P275NH	--	--	2 1/4 < t ≤ 4	1	1
42	Carbon steel	Bar	SA-675	55	--	--	--	1	1
43	Carbon steel	Bar	SA-675	55	--	--	--	1	1

ANEXO 2

Valores de máxima tensión admisible S para materiales ferrosos, según su temperatura de diseño.

Table 1A Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)															
Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding															
Line No.	-20														
	100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900	
1	11.4	11.4	11.4	—	11.4	11.4	10.9	10.2	9.9	—	—	—	—	—	
2	11.4	11.4	11.4	—	11.4	11.4	10.9	10.2	9.9	—	—	—	—	—	
3	12.9	12.9	12.9	—	12.9	12.8	12.2	11.5	11.1	10.7	10.4	9.2	7.9	5.9	
4	12.9	—	12.9	—	12.9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
5	12.9	12.9	12.9	—	12.9	12.9	12.9	12.3	11.9	—	—	—	—	—	
6	12.9	12.9	12.9	—	12.9	12.9	12.9	12.3	11.9	11.5	10.7	9.2	7.9	5.9	
7	12.9	—	12.9	—	12.9	12.9	12.9	12.3	11.9	11.5	—	—	—	—	
8	12.9	12.9	12.9	—	12.9	12.9	12.9	12.8	12.4	11.9	10.7	9.2	7.9	5.9	
9	13.4	—	13.4	—	13.4	13.4	13.4	13.3	12.8	12.4	10.7	9.2	7.9	5.9	
10	11.4	11.4	11.4	—	11.4	11.4	11.4	11.3	10.9	10.5	9.1	7.8	6.7	5.0	
11	13.4	13.4	13.4	—	13.4	13.4	13.4	13.3	12.8	12.4	10.7	9.2	7.9	5.9	
12	13.4	13.4	13.4	—	13.4	13.4	13.4	13.3	12.8	12.4	10.7	9.2	7.9	5.9	
13	11.4	11.4	11.4	—	11.4	11.4	11.4	11.3	10.9	10.5	9.1	7.8	6.7	5.0	
14	13.4	13.4	13.4	—	13.4	13.4	13.4	13.3	12.8	12.4	10.7	9.2	7.9	5.9	
15	11.4	11.4	11.4	—	11.4	11.4	11.4	11.3	10.9	10.5	9.1	7.8	6.7	5.0	
16	11.7	—	11.7	—	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	10.6	9.1	7.7	6.1	4.3	
17	13.7	—	13.7	—	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.5	10.7	9.0	7.1	5.0	
18	11.7	11.7	11.7	—	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	10.6	9.1	7.9	6.7	5.5	
19	8.2	—	8.2	—	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	7.5	6.4	—	—	—	
20	13.7	—	13.7	—	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.5	10.7	9.0	7.1	5.0	
21	13.7	13.7	13.7	—	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.5	10.7	9.3	7.9	6.5	
22	13.7	13.7	13.7	—	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.5	10.7	9.3	7.9	6.5	
23	11.7	11.7	11.7	—	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	10.6	9.1	7.9	6.7	5.5	
24	13.7	—	13.7	—	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.5	10.7	9.0	7.1	5.0	
25	13.7	—	13.7	—	13.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
26	11.7	11.7	11.7	—	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	10.6	9.1	7.9	6.7	—	
27	14.3	—	14.3	—	14.3	14.2	13.6	12.8	12.4	—	—	—	—	—	
28	14.3	14.3	14.3	—	14.3	14.2	13.6	12.8	12.4	11.9	10.7	9.3	7.9	6.5	
29	14.3	—	14.3	—	14.3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
30	14.3	14.3	14.3	—	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	—	—	—	—	—	
31	14.3	—	14.3	—	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	12.5	11.0	9.4	7.3	5.0	
32	14.3	14.3	14.3	—	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	12.5	11.2	9.6	8.1	5.9	
33	14.3	—	14.3	—	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	12.5	—	—	—	—	
34	14.3	14.3	14.3	—	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	12.5	11.2	9.6	8.1	5.9	
35	14.5	14.5	14.5	—	14.5	14.5	—	—	—	—	—	—	—	—	
36	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.6	12.5	—	—	—	—	
37	14.9	—	14.9	—	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	13.0	10.8	8.7	5.9	
38	14.9	14.9	14.9	—	14.9	14.9	—	—	—	—	—	—	—	—	
39	14.9	—	14.9	—	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	13.0	10.8	8.7	5.9
40	14.9	—	14.9	—	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	13.0	10.8	8.7	5.9
41	15.3	15.3	15.3	—	15.3	15.3	—	—	—	—	—	—	—	—	
42	15.7	15.7	15.7	—	15.7	15.7	14.9	14.1	13.6	13.1	12.7	10.8	8.7	5.9	
43	15.7	—	15.7	—	15.7	15.7	14.9	14.1	13.6	—	—	—	—	—	

ANEXO 3

Formato de inspección de tubos de pared SA 178 A

Hogar Pared Oeste	MEDICIÓN DE ESPEORES	CENTRAL TÉRMICA ILO1 Caldera N° 4
<p>Nivel 3</p> <p>Nivel 2</p> <p>Nivel 1</p>		
1.- IDENTIFICACIÓN		
Equipo:	Caldera N° 4	
Zona:	Hogar	
Área de inspección:	Zona de quemadores	
Especificaciones:	45 tubos de pared Material SA 178 A Diámetro 76,2 mm, espesor 5,08 mm	
2.- CONDICIONES DE INSPECCIÓN		
Código de procedimiento:	ASME capítulo V	
Espesor mínimo (ASME)	4,166 mm	
Equipos:	DM4-DL	
Transductor:	DA 301	
Velocidad del sonido:	5 920 m/s	
Gel acoplante:	Acoplante celulósico sonotech	
Limpieza:	Limpieza mecánica con escobilla	
Iluminación:	Luz artificial	
3.- RESULTADOS		
Cantidad de tubos con espesores críticos		
Nivel 3	0	tubos
Nivel 2	0	tubos
Nivel 1	1	tubo
4.- OBSERVACIONES		
El tubo de pared N°14 registró un espesor crítico menor a 4,166 mm. La sección del tubo esta ubicado en la zona de los quemadores, contabilizando de norte a sur en el nivel 1).		

ANEXO 4

Procedimiento de construcción de tubo de pared SA 178 A

PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA ACERO AL CARBONO CALDERA N°4 TIPO 39VP22/54"

1.- ALCANCE.-

Este procedimiento cubre las especificaciones de soldadura para los materiales con base de Acero al Carbono de la Caldera N°4.

- SA 106 B -C
- SA 210 C
- SA 178 C
- SA 234 - WPB
- SA 105
- SA 178 A

2.-DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA.-

- Código ASME capítulo IX párrafo QW-422, QW-483, QW-461.3
- Norma AWS.D1.1
- Norma ANSI B31.1 (Párrafo 131.4)

3.-PERSONAL RESPONSABLE

Sr Pedro Higinio

4.-METAL BASE.-

El material base de estas tuberías y accesorios corresponden para un valor de número PI, según establecen los planos aprobados para construcción.

La especificación cubre la calificación del procedimiento de soldadura 3/16" (4,7625 mm) a 1" (25,4 mm) de espesor.

5.-MATERIAL DE APORTE.-

El material de aporte de estas tuberías y accesorios corresponden para un valor de número PI, según establecen los planos aprobados para construcción.

La especificación cubre la calificación del procedimiento de soldadura 3/16" (4,7625 mm) a 1" (25,4 mm) de espesor.

SMAW	A5.1-81	Hierro en polvo bajo de hidrógeno	E7018	Todas	CA-CC
------	---------	-----------------------------------	-------	-------	-------

6.-PROTECCIÓN DEL ARCO.-

Para asegurar la calidad del depósito de soldadura se empleará la mezcla de gases tales como:

- CO2 - Argón + 20%CO2
- Argón +8%CO2
- Argón +5%CO2

7.-TIPO DE PROCESOS.-

Se emplearán 2 procesos de soldadura

- GMAW (Gas metal arc welding)
- SMAW (Shield metal arc welding)

8.- POSICIONES DE SOLDADURA.-

Según el capítulo IX de la norma ASME, el soldador que efectúe la probeta de calificación del procedimiento será evaluado en dicha posición, si los resultados son satisfactorios en las pruebas y/o ensayos mecánicos.

Sin embargo, la presente especificación es válida para cualquier posición. Los soldadores serán calificados según las posiciones requeridas en el trabajo de campo (QW-461.3) en conformidad con la norma ASME.

9.- DISEÑO DE JUNTAS SOLDADAS

En la figura N° 1 se muestra el diseño de la junta a tope y penetración completa que será utilizada.

10.- SECUENCIA DE SOLDADURA.-

La presente especificación comprende dos procesos de soldadura:

<u>Proceso</u>	<u>Material de aporte</u>	<u>Diámetro del material de aporte</u>	
GMAW	ER70S-6	1,2 mm	1er pase
SMAW	E7018	3/32" (2,381 mm) - 5/32" (3,968 mm)	2do pase

11.- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.-

GMAW	Arco en corriente continua polaridad invertida.
SMAW	Arco en corriente alterna o continua polaridad invertida.

12.- INTENSIDAD DE CORRIENTE.-

<u>GMAW</u>	<u>SMAW</u>
1,2 mm diam. de 80-120 amp.	2,381 mm diam. de 80-110 amp.
	3,968 mm diam. de 100-120 amp.

13.- CONSUMO DE MEZCLA DE GASES.-

Se empleará la mezcla de gases de acuerdo a las recomendaciones de la buena práctica para estos casos, la protección comprenderá el arco y la zona del pase de raíz (flujo de gases al interior de los tubos).

<u>Espesor junta</u> <u>(Pulg)</u>	<u>Diám. de alambre</u>	<u>Consumo de gas</u> <u>(Lt/min)</u>	<u>Velocidad</u> <u>(Pulg/min)</u>	<u>Diám. Boquilla</u> <u>(Pulg)</u>
6,35 - 4,762 mm	1,2 mm	9 - 12	0,40 - 0,50	12,7 mm
	1/8"	9 - 13	0,37 - 0,5	12,7 mm

14.- PRECALENTAMIENTO.-

El precalentamiento se efectuará para aquellos materiales donde el contenido de carbono sea mayor 0.3 %, el espesor de la junta de soldadura sea mayor a 25,4 mm y la temperatura de precalentamiento sea de 79,44 °C.

15.- LIMPIEZA.-

Para todos los casos se empleará escobillas metálicas circulares de alambres trenzado entre fases y entre 1er y 2do pase, y también piedra de esmeril.

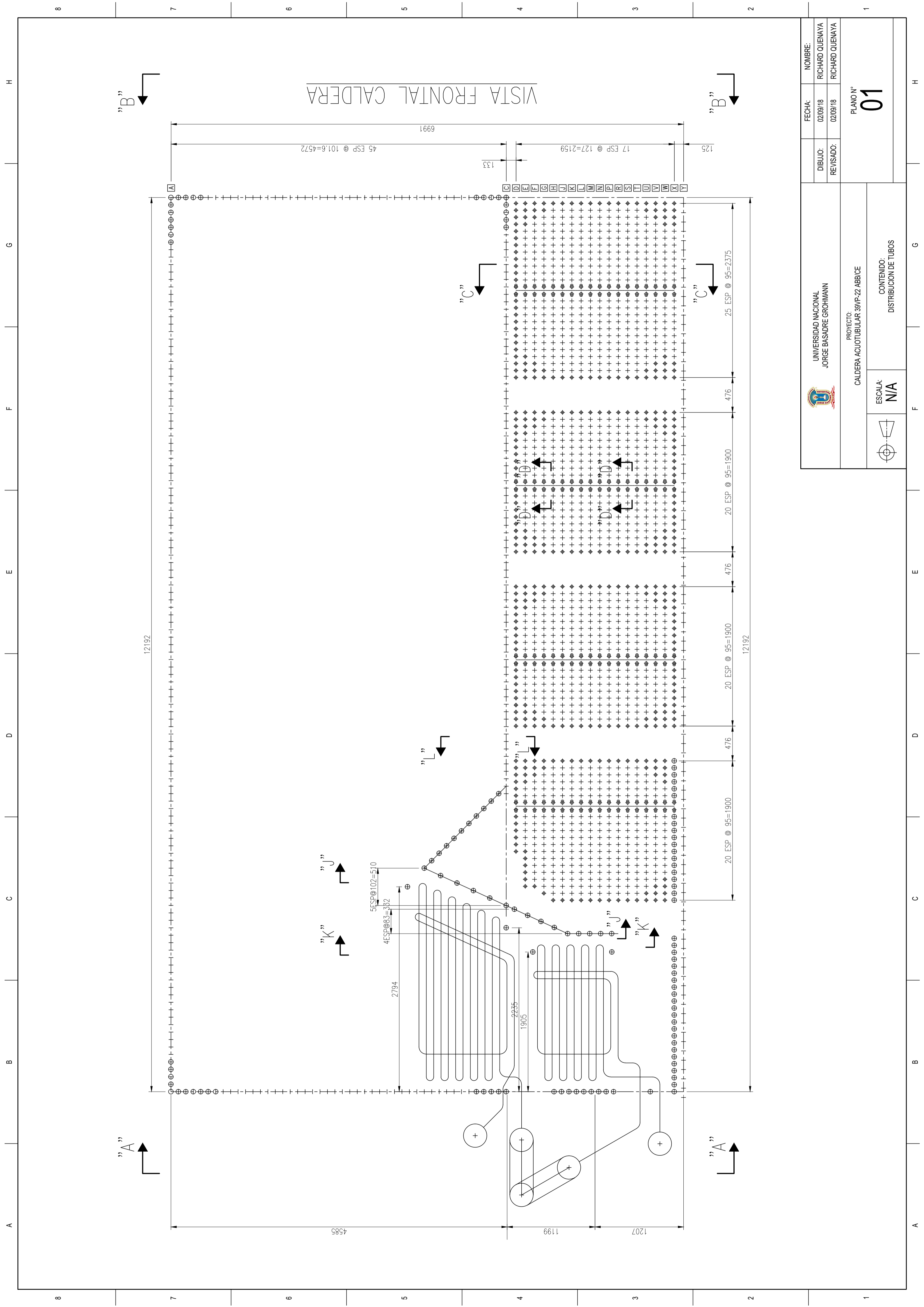
16.- PREPARACIÓN DE LAS JUNTAS DE SOLDADURA.-

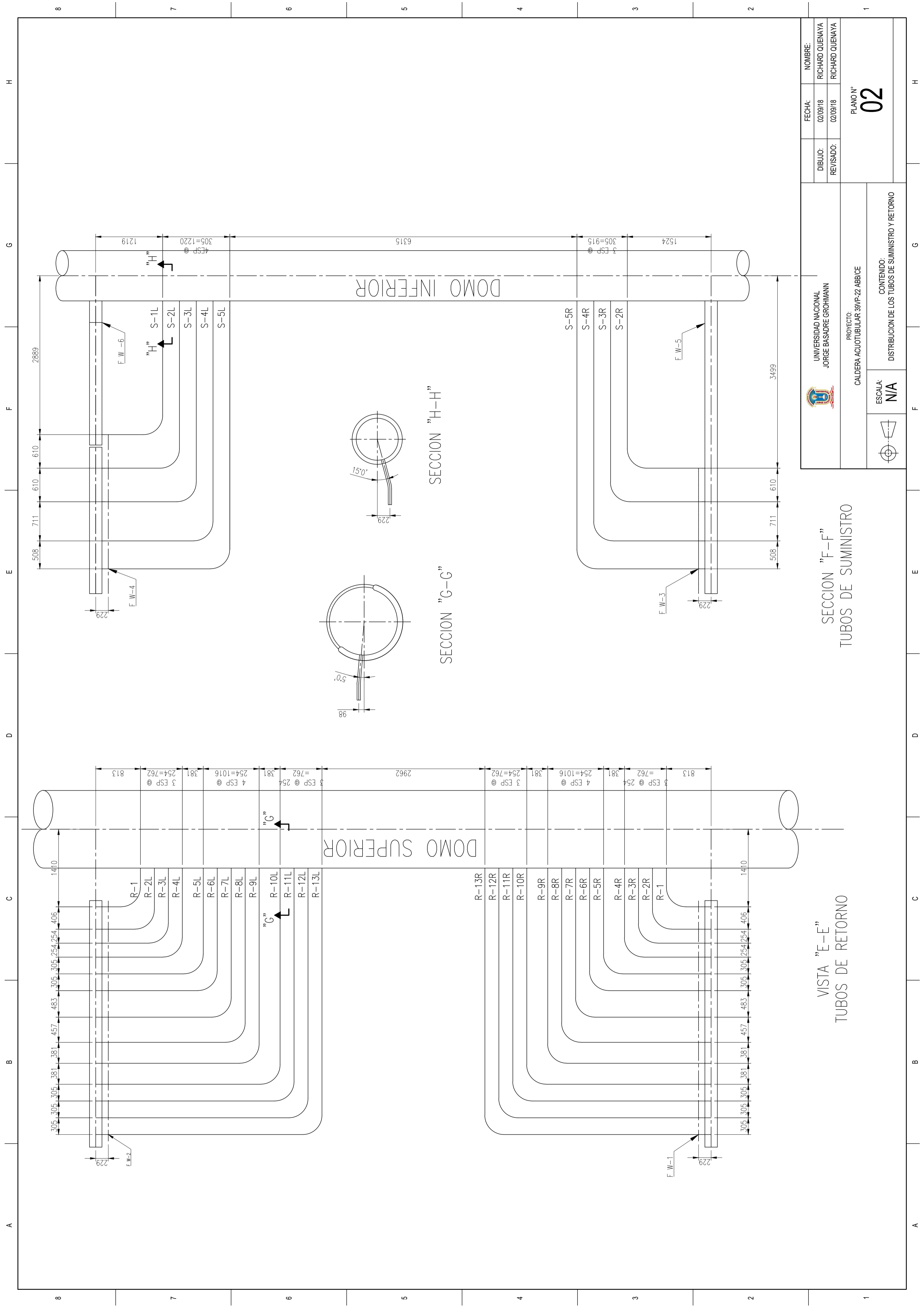
La preparación de las juntas a ser soldadas pueden ser efectuadas por esmerilado, maquinado o procesos térmicos. Antes de soldar se efectuará una limpieza mecánica para asegurar la presencia de material en óptimas condiciones.

17.- TRATAMIENTO TÉRMICO Y CONTROL DE TEMPERATURAS.-

El proceso de soldadura requiere de tratamiento térmico posterior, las características del tratamiento térmico dependerán del espesor del material base y del fluido que transportará la tubería, según las exigencias de la norma ASME B31.1.

ANEXO 5: PLANOS 1 al 6





VISTA "E-E"
TUBOS DE RETORNO


SECCION "F-F"
TUBOS DE SUMINISTRO

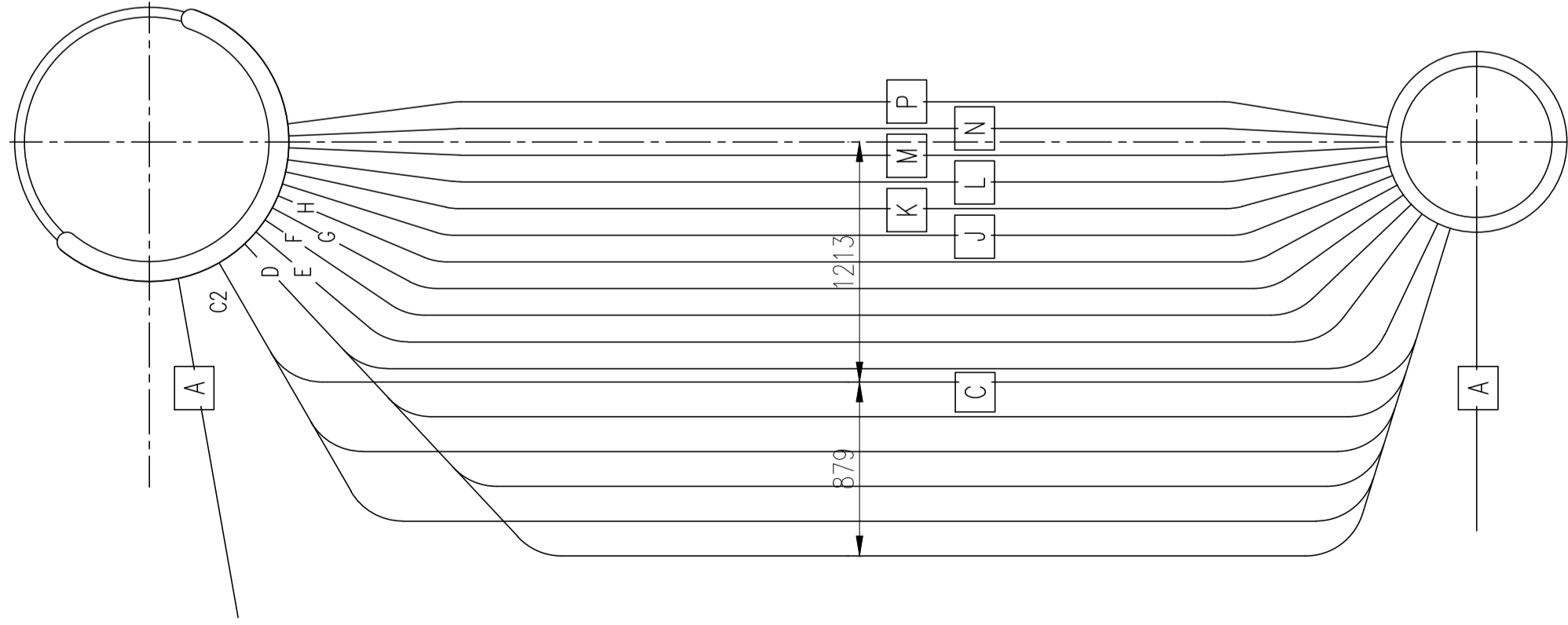
DOMO SUPERIOR

DOMO INFERIOR

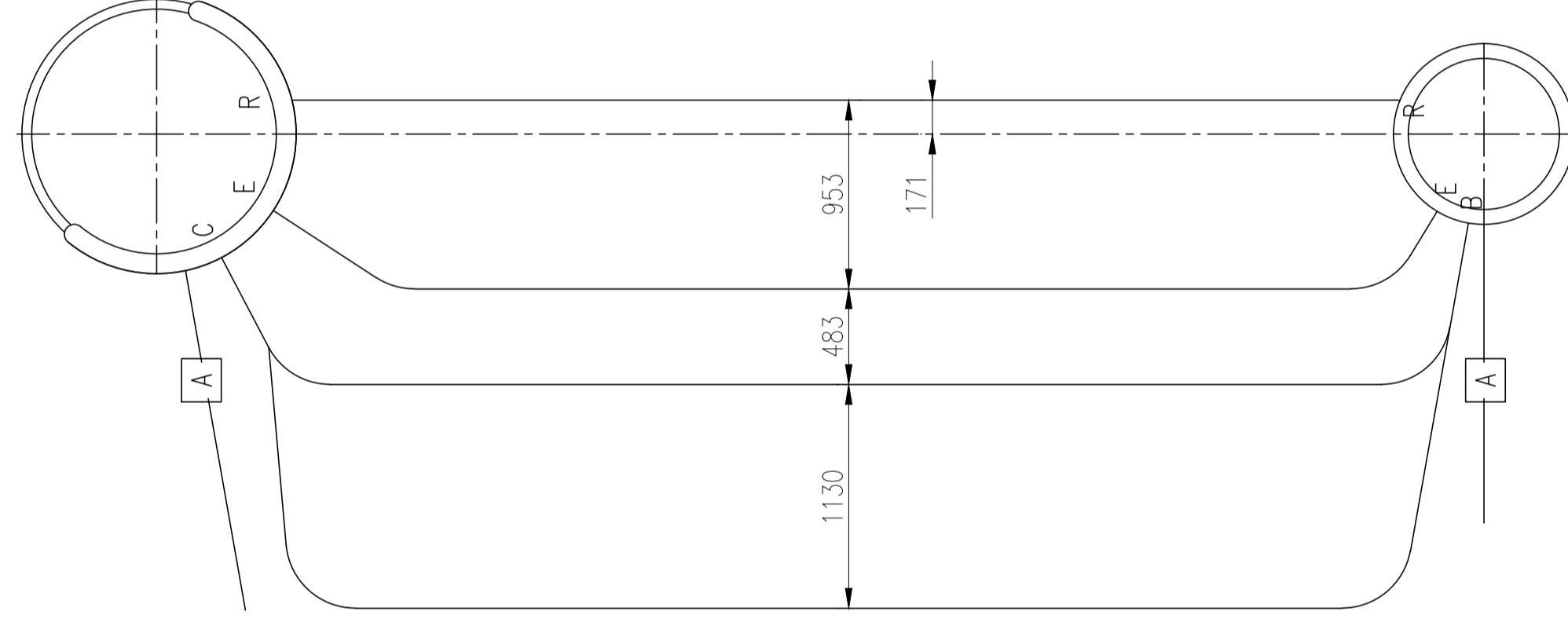
SECCION "G-G"

SECCION "H-H"

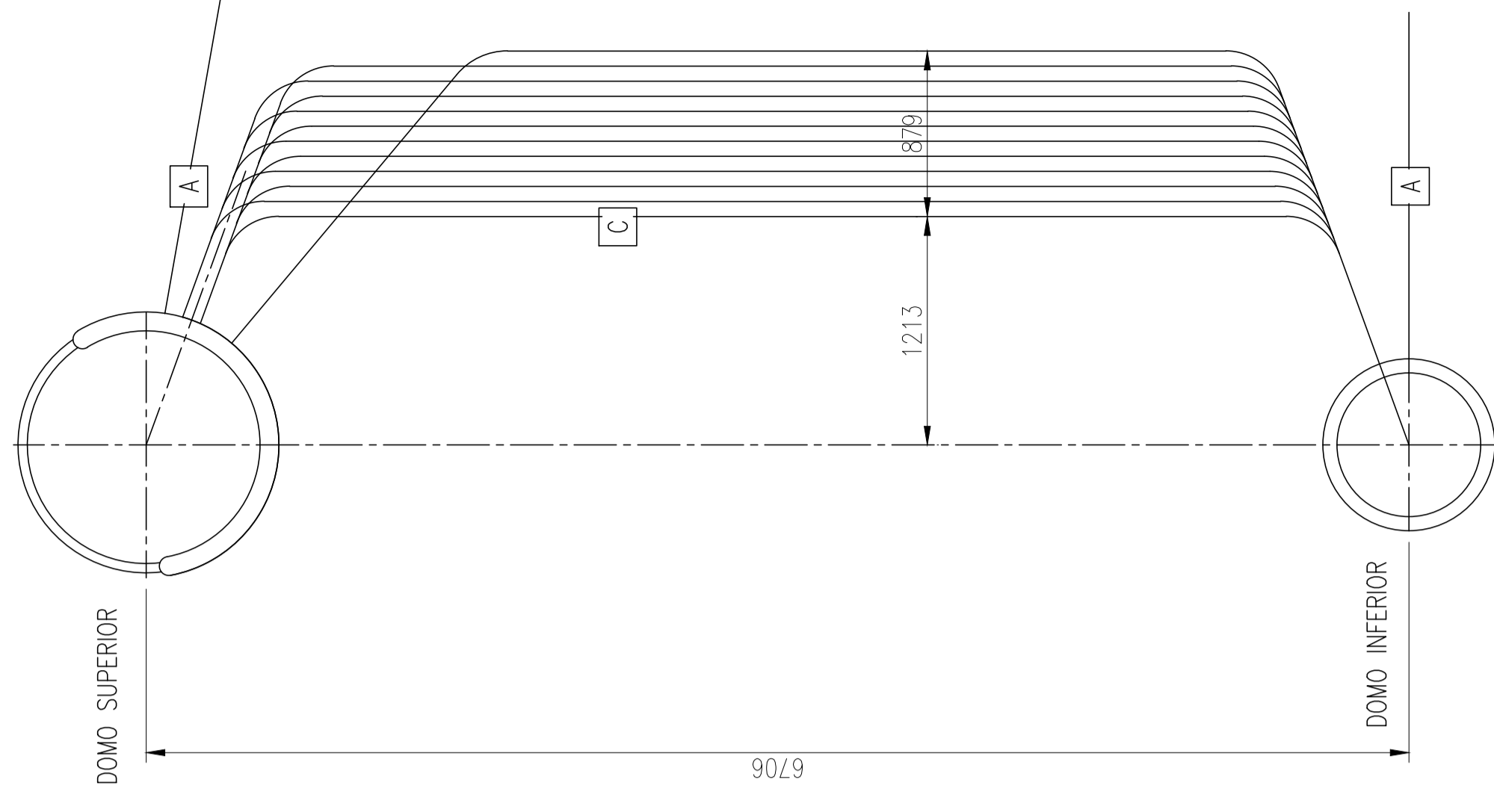
 UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN	FECHA:	NOMBRE:
	DIBUJO: 02/09/18	RICHARD QUENAYA
	REVISADO: 02/09/18	RICHARD QUENAYA
PROYECTO: CALDERA ACUOTUBULAR 39VP-22 ABBICE		PLANO N° 02
ESCALA: N/A		CONTENIDO: DISTRIBUCION DE LOS TUBOS DE SUMINISTRO Y RETORNO




SECCION "J-J"



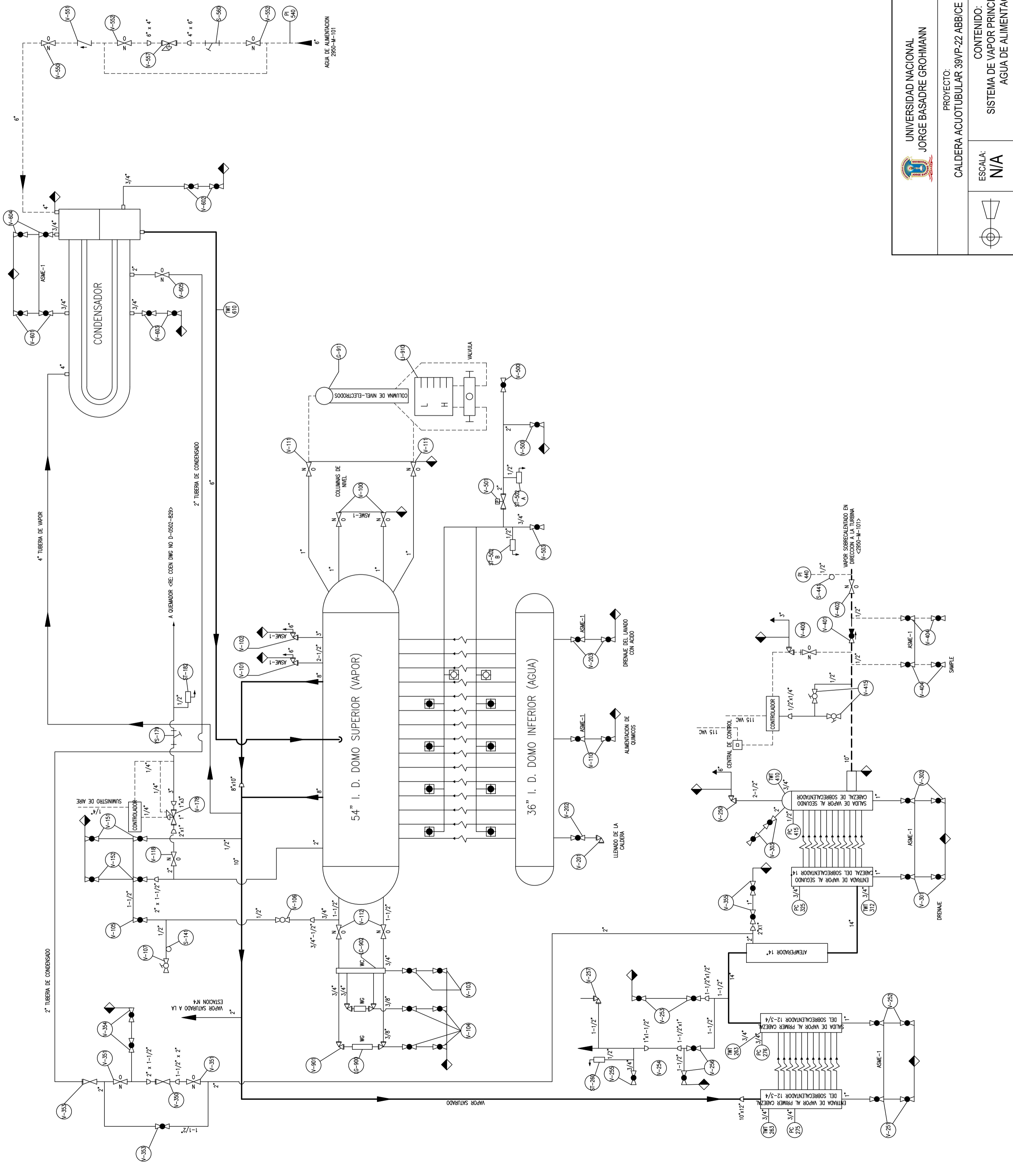
SECCION "K-K"
S.H. SUPORTS



SECCION "L-L"

 UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN	FECHA:	NOMBRE:
	DIBUJO:	RICHARD QUENAYA
	REVISADO:	RICHARD QUENAYA
PROYECTO: CALDERA ACUOTUBULAR 39VP-22 ABBICE		PLANO N°
ESCALA: N/A		04
CONTENIDO: TUBOS DE GENERACION		

LEGEND	
	VALVULA DE GLOBO NORMALMENTE ABIERTA
	VALVULA DE GLOBO NORMALMENTE CERRADA
	VALVULA DE AGUA NORMALMENTE ABIERTA
	VALVULA NO RETORNO
	VALVULA DE CONTROL
	VALVULA DE ANGULO
	REDUCTOR
	FILTRO
	SOPLADOR
	SUMINISTRO
	TERMOCOUPLA
	TERMOCOUPLA
	TEMPERATURE PORT
	CONECTOR DE PRESION
	INDICADOR DE PRESION
	NORMA ASME SECCION - 1
	COLUMNA DE NIVEL



	UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN	PROYECTO: CALDERA ACUOTUBULAR 39VP-22 ABB/ICE	FECHA: 02/09/18	NOMBRE: RICHARD QUENAYA
			REVISADO: 02/09/18	RICHARD QUENAYA
		PLANO N° 05		
		CONTENIDO: SISTEMA DE VAPOR PRINCIPAL 850 PSI AGUA DE ALIMENTACION		
		ESCALA: N/A		

