

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR- JOSÉ MIGUEL CARRERA

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD A CAÑERÍA DE DIÉSEL 12”, PVSA.

Trabajo de Titulación para optar al título de
Ingeniero en Mantenimiento Industrial

Alumno:

Olivie Matías Vega Miranda

Profesor Guía:

Mg. Ing. Alejandro Badilla Bello

2024

TABLA DE CONTENIDOS.

NOMENCLATURA.....	4
INTRODUCCIÓN.....	5
OBJETIVOS.....	6
OBJETIVO GENERAL:.....	6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	6
CAPÍTULO 1: ASME B31.3, revisión de construcción.	7
1. Norma ASME B31.3.	8
1.1 ANTECEDENTES DE DISEÑO CAÑERÍA DIÉSEL DE 12”:	8
1.2 UBICACIÓN REFERENCIAL.....	9
1.3 ELEMENTOS DE CAÑERÍA DIÉSEL 12”.....	10
1.4 OBSERVACIONES Y PROBLEMÁTICAS.....	11
1.4.1 Problemática N°1:.....	11
1.4.1.1 Planteamiento problemática N°1:	11
1.4.2 Problemática N°2:.....	14
1.4.2.2 Planteamiento problemática N°2.....	14
1.5 NORMA ASME B31.3, EVALUACIÓN CONTRUCTIVA CAÑERÍA 12” DIÉSEL.....	15
1.6 TABLA COMPARATIVA O MATRIZ DE CUMPLIMIENTO.	19
CAPÍTULO 2: Plan de mantenimiento y sus puntos de mejora.....	21
2. ANTECEDENTES API-570.	22
2.1 Matriz de cumplimiento normativo API-570, aplicado a línea diésel 12”.	24
2.2 Retroalimentación resultados de matriz API-570.	31
2.3 Puntos de mejora al plan de mantención.	33
CAPÍTULO 3	34
3. ESTUDIO NORMA ASME FFS-1/API 570.	35
3.1 Evaluación de nivel 1.....	36
3.2 Desarrollo de evaluación nivel 1.	39
3.3 Propuesta de mejora.....	44
CONCLUSIÓN.	46
BIBLIOGRAFÍA.....	48

TABLA DE FIGURAS.

Figura 1.1: Esquema general recorrido cañería Diésel 12”.....	9
La imagen a continuación es la presentación general del muelle de PVSA, en el costado del muelle se aprecia parrón de cañerías, en donde se aloja línea de diésel.....	9
Figura 1.2 Muelle y parrón de cañerías PVSA.....	9
Figura 1.3: Este diagrama muestra que la zona de Quintero posee los niveles de corrosión más altos en Chile para distintos metales tales como acero al carbono, aluminio, cobre y galvanizados.	12
Figura 1.4 Corrosión general en cuerpo cañería 12”.....	13
Figura 1.5 Corrosión general en elementos soldados a cuerpo de cañería uniones de tubos y soportes de cañería.....	13
Figura 2.1 Pitting línea Diésel.	23
Figura 2.2 Reparación de Pitting, esquema SYNTHO GLASS XT.....	23
Figura 2.3 Informe inspección de medición de espesores por ultrasonido.....	32
Figura 3.1 Vida remanente de la tubería, orientada a las disminuciones de presión en el tiempo.	43
Figura 3.2 Relación tiempo versus vida remanente de la tubería.	43
Figura 3.3 Presión de operación descarga de diésel PVSA.....	44

NOMENCLATURA.

1. **Esfuerzo longitudinal:** Es la presión normal que revisa la deformación perpendicular al diámetro del tubo o cilindro, como resultado de una presión interna.
2. **Esfuerzos admisibles:** Para diseño son valores de resistencia mecánica que se obtienen para los materiales y que se derivan de pruebas experimentales.
3. **MAWP:** Presión de trabajo máxima permitida.
4. **MAWPr:** Presión de trabajo máxima permitida del componente dañado.
5. **MAWPrC:** MAWP de una carcasa cónica o cilíndrica basada en las tensiones en la dirección circunferencial o circular.
6. **COV:** Coeficiente de variación.
7. **CTP:** Perfil de espesor crítico.
8. **C tasa:** Tasa de corrosión futura.
9. **C:** Magnitud de la pérdida de metal establecida utilizando el CTP en dirección circunferencial.
10. **D:** Diámetro interior de la carcasa corregido para PÉRDIDA y FCA según corresponda.
11. **FCA:** Asignación por corrosión futura.
12. **Tsoy:** Espesor de pared promedio medido del componente basado en el CTP determinado en el momento de la inspección.

INTRODUCCIÓN.

Keywords: cañerías, normas, operaciones, integridad, evaluación.

El presente trabajo de título esta desarrollado en un activo de empresa PVSA, de dueños chilenos, con cerca de 32 años de antigüedad en el barrio industrial de Puchuncaví, actualmente PVSA es considerado uno de los puertos graneleros más importantes a nivel nacional, este puerto se enfoca en la descarga, embarque y almacenamiento de graneles sólidos y líquidos, en los graneles sólidos encontramos materias principales como lo son el concentrado de cobre, trigo, carbón, soya y maíz.

En graneles líquidos se encuentran combustibles tales como diésel, asfalto, IFO-2020 y ácido. Puchuncaví y Quintero han sido altamente afectados por las grandes industrias y la contaminación que arrastran, principalmente dañando el mar, su flora y fauna, es por ello que el enfoque de este trabajo va dirigido a la evaluación de integridad de cañería de 12” utilizada para la descarga de diésel.

El documento de referencia tiene como finalidad comparar normas de construcción como “API 570”, “ASME B31-3” y ASME FFS-1/API 579, a la realidad que está sujeta esta cañería, la cual en un determinado tiempo se ha podido inspeccionar su espesor nominal, tasa de corrosión, juntas de expansión, omegas y soportes estructurales.

El diésel es un combustible muy delgado que al momento de tener fugas se distingue muy poco, es por ello por lo que la integridad de esta línea debe ser muy confiable ya que en distintos escenarios podemos tener consecuencias a la seguridad y al medio ambiente.

El daño al medio ambiente se puede dar ya que esta cañería tiene alrededor de 1300 m. de largo en los cuales cerca de 950 m van por el muelle de ventanas con caída directa al mar, el sector podría convertirse “en un basurero lleno de sulfuros metálicos y se verá muy poca vida marina”. (Rubio, 2016).

El daño a la seguridad, mencionado principalmente por los trabajadores que pueden estar expuestos a un derrame de petróleo, ellos pueden estar expuestos al contacto a la piel y peor aún a una catástrofe como lo podría ser un incendio o explosión del combustible ya mencionado, el riesgo de que se produzca un derrame o fuga no es valorado adecuadamente, subestimándose o simplemente obviándose; observándose planes de emergencia de instalaciones industriales en las cuales la única emergencia de carácter tecnológico que se contempla es el incendio (García, 1999).

El principal enfoque de este estudio es evaluar la integridad de la cañería de 12” y mencionar si esta apta para la operación o si debe quedar fuera de servicio, hasta solucionar las no conformidades que se han podido detallar a continuación.

OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL:

- Evaluar integridad de cañería 12” de diésel, de empresa PVSA, mediante uso de normas API 570, ASME B31.3 y ASME FFS-1/API 579, verificando el cumplimiento de estándares seguros de operación y mantenimiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Revisar mediante el uso de norma ASME B31.3, si la cañería y sus componentes se encuentran correctamente montados, levando brechas desde la perspectiva constructiva.
- Verificar plan de mantenimiento actual del sistema mediante código API 570, identificando puntos de mejora.
- Realizar análisis de integridad mecánica mediante ASME FFS-1/API 579 elaborando propuesta de mejora.

CAPÍTULO 1: ASME B31.3, revisión de construcción.

1. Norma ASME B31.3.

En este capítulo se realizará la comprensión y comparación de construcción de cañería de 12" por medio de ASME B-31.3, principalmente evaluaremos constructivamente la cañería, codos, juntas de expansión, omegas, soportes y estructura en general, para ello se debe comenzar con la recopilación de datos y hallazgos o problemáticas que fueron observadas en la línea completa, a medida que se escudriñe el historial de la tubería este nos arrojará el estado general de sus componentes y si han sido intervenidos en el tiempo, la norma en si permite identificar elementos y como deberían estar en estado optimo y como deberían estar instalados en terreno.

1.1 ANTECEDENTES DE DISEÑO CAÑERÍA DIÉSEL DE 12”:

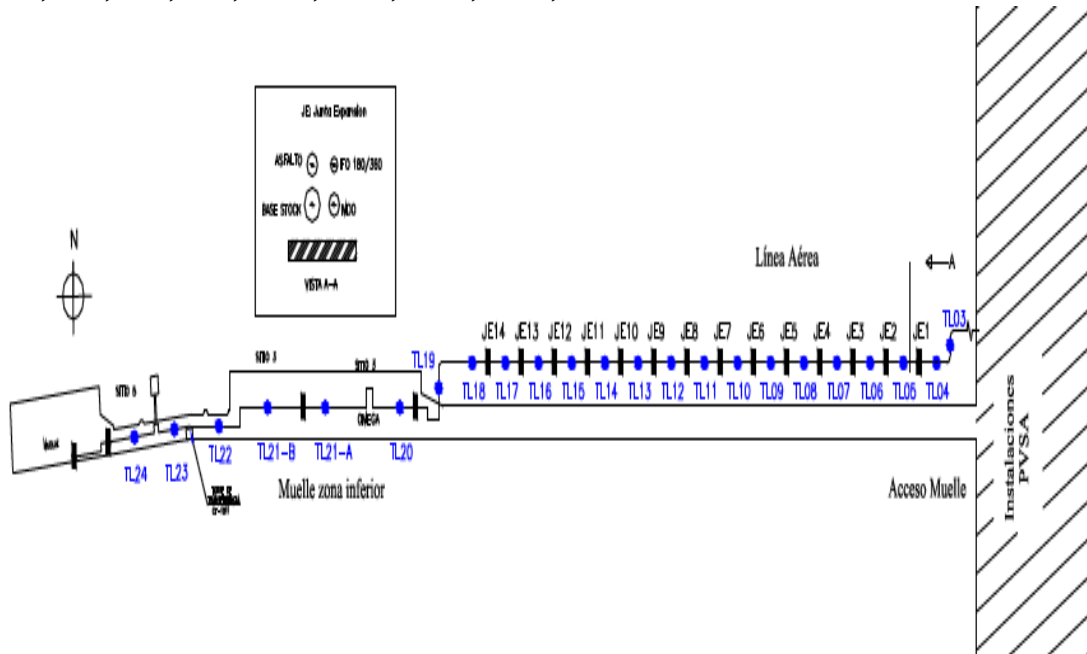
La tabla a continuación tiene como objetivo generar parte del contexto. Con los datos mencionados, se podrá determinar antecedentes de la cañería, los cuales serán utilizados en el desarrollo del documento.

Diseñador:	PITT – DES MOINES, INC. (PDM)
Norma de Diseño y Construcción:	ASME B 31.3
Constructor:	Sigdo Koppers
Servicio:	Diésel
Material de Cañería:	ASTM A 53, Gr B ERW, Standard
Espesor Nominal STD:	0,375 pulg. 9,525 mm
Temperatura de Diseño:	80 °F 27 °C
Temperatura de Operación:	70 °F 21 °C
SMYS * Cf (Pipeline) or Allowable Stress (Refinery):	3500 psi
Diámetro Exterior de la Cañería:	12,75 pulg.
Presión de Diseño Interna:	140 psig
Presión de Operación:	90 psig
Vida Deseada de la Reparación:	20 años
Fecha de Instalación / Puesta en Marcha:	1999
Periodo de Uso:	24 años
Tipo de Aislación:	No tiene
Plano de Referencia:	No hay disponible
Protección con Pintura:	Si.

Fuente: Alberto Cornejo, DOSSIER 5 REPARAC. CRÍTICAS 2021 ACL Rv. 1

1.2 UBICACIÓN REFERENCIAL.

El esquema a continuación es una representación del recorrido que tiene la línea en el muelle, a su vez se identifican las juntas de expansión nombradas como JE1, JE2, JE3, JE4, JE5, JE6, JE7, JE8, JE9, JE10, JE11, JE12, JE13, JE14.



Fuente: PyC technology.

Figura 1.1: Esquema general recorrido cañería diésel 12”.

La imagen a continuación es la presentación general del muelle de PVSA, en el costado del muelle se aprecia parrón de cañerías, en donde se aloja línea de diésel.



Fuente: Puerto de Ventanas, Puchuncaví.

Figura 1.2 Muelle y parrón de cañerías PVSA.

1.3 ELEMENTOS DE CAÑERÍA DIÉSEL 12”.

Válvula Intermedia 12”: función principal de esta válvula es poder seccionar la línea en 2 en caso de requerir vaciar la línea o una parte de ella.

Juntas de expansión: se encuentran ubicada en gran parte del recorrido de la línea sobre el muelle, la cañería dispone de 14 juntas las cuales son de doble efecto unidas a la cañería por flanges, su función es absorber los movimientos del muelle y las dilataciones de la cañería en general por dilataciones térmicas.

Se define como un elemento de unión flexible entre dos ductos que sirve de fusible para que los ductos no sufran sobretensiones mecánicas, deformaciones o desgastes cuando estos aumenten de presión o temperatura (Nocua, 2016)

Omegas: Bajo muelle hay un tramo de cañería la cual lleva 3 omegas las que tienen como función absorber movimientos y dilataciones de la cañería.

Soportes de cañería: Toda la línea está sujeta por 148 soportes de cañería en los cuales se han inspeccionado y se registraron 80 soportes soldados a la cañería y apoyados a los marco soportes que sostienen todo el parrón de cañerías, los 68 soportes restantes son de tipo apoyo – abrazadera y van bajo muelle.

Esquema de pintura: Toda la línea de cañería 12” diésel se encuentra con un esquema de pintura epóxicas completo la cual contempla dos capas de pintura anticorrosiva y una capa de pintura de terminación color marrón, el esquema completo de pintura genera una capa protectora de 550 micras.

Cañería: 1300 metros lineales de 12”, fabricada con acero ASTM A 53, Gr B ERW, Standard.

Manómetros: La línea cuenta con 2 manómetros certificados, el uso de ellos está relacionado al monitoreo de la presión de operación de descarga de diésel y posterior a la descarga, se usan para dejar la línea empacada con la presión de columna.

(Leficura, 2020).

1.4 OBSERVACIONES Y PROBLEMÁTICAS.

En un determinado tiempo aproximadamente desde el año 2017 a la fecha, se ha monitoreado la cañería de 12" diésel, en donde se han expuesto algunas problemáticas o hallazgos como son las nombradas a continuación.

1.4.1 Problemática N°1:

- Exceso de corrosión en toda la línea.

1.4.1.1 Planteamiento problemática N°1:

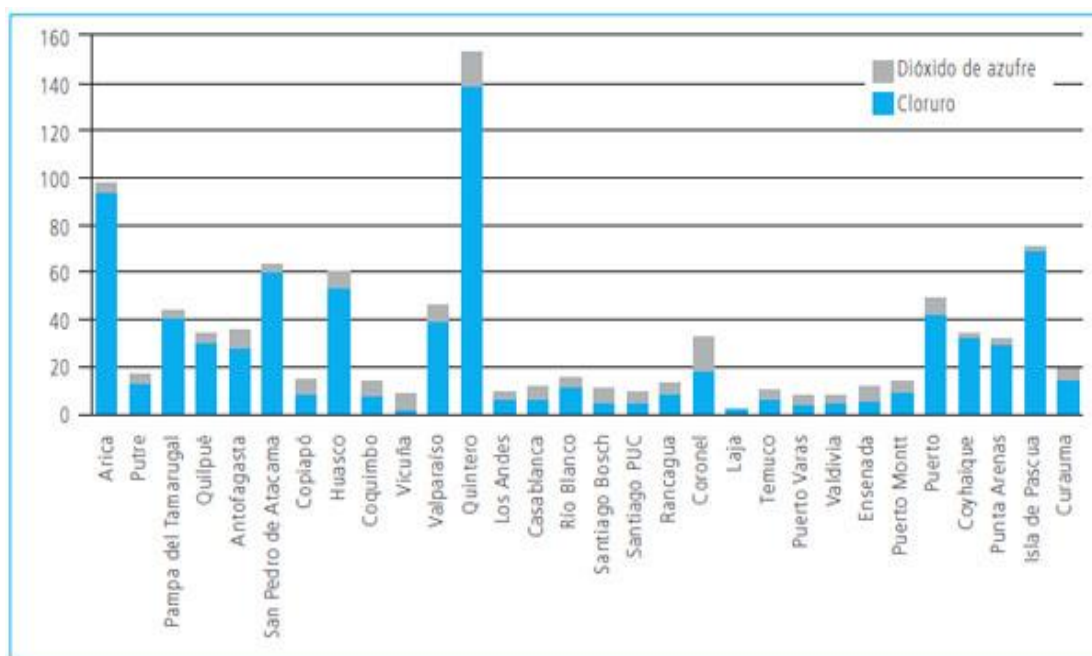
El esquema de pintura aplicado a cañería 12" diésel a pesar de tener una capa protectora de 550 micras esta aplicación de pintura no quedo bien aplicada en donde en inspecciones visuales se apreció sectores de la cañería con delaminación de pintura y corrosión en muchos lugares y por toda la línea.

Puerto de ventanas se encuentra ubicado en camino costero de Puchuncaví, su ubicación al costado del mar tiene un adicional a lo rápido que se corroen las estructuras en PVSA, las sales minerales, la humedad y las vaguadas costeras son parte de la sumatoria de factores de agentes corrosivos.

Otro agente que se ha notado como parte de la sumatoria de la corrosión es el excremento de las gaviotas que se posan sobre la línea, este excremento tiene una reacción acida sobre la cañería, lo cual con el pasar del tiempo logra deteriorar la pintura y dejar la cañería expuesta.

La falta de mantenibilidad de la línea a dejado que el tiempo deteriore la tubería dejando que esta pierda un porcentaje importante de espesor de pared.

La corrosión en Chile a sido estudiada de tal forma que se han identificado las regiones y ciudades que están siendo mayormente afectadas, la corrosión es un agente que puede llegar a deteriorar un activo hasta dejarlo fuera de servicio.



Fuente: Mapa de Corrosión en Chile, repositorio estudio universidad católica.

Figura 1.3: Este diagrama muestra que la zona de Quintero posee los niveles de corrosión más altos en Chile para distintos metales tales como acero al carbono, aluminio, cobre y galvanizados.

La corrosión metálica es un problema que se intensifica con la exposición a determinadas atmosferas, disminuyendo la vida útil del metal o aleación, creando deficiencias operativas en las plantas industriales. (Vera, Puentes, Araya, Rojas, & Carvajal, 2012).

Estado general de la línea, se distinguen diferencias de aplicación de capas de pintura, los daños de la línea en su mayoría se han generado en la parte superior de la tubería.



Fuente: Puerto de ventanas, Puchuncaví, cañería 12" diésel.

Figura 1.4 Corrosión general en cuerpo cañería 12".

Las uniones soldadas de elementos de tuberías, en toda la línea se encuentran defectos, los soportes deslizantes se encuentran sin efecto.



Fuente: Puerto de ventanas, Puchuncaví, cañería 12" diésel.

Figura 1.5 Corrosión general en elementos soldados a cuerpo de cañería uniones de tubos y soportes de cañería.

“..El mal tiempo que favorecen la condensación de humedad, las cavidades e irregularidades de la superficie áspera del metal solidificado en la soldadura actúan a modo

de zonas concentradoras de tensiones, por tanto, que las uniones soldadas estén expuestas al agrietamiento por corrosión bajo tensión en caso de entrar en contacto con alguno de los medios específicos para el desarrollo del fenómeno. Estimulan el agrietamiento lo mismo las sollicitaciones exteriores que las tensiones internas..” (CENIM, 2019).

1.4.2 Problemática N°2:

- Filtración de combustible en juntas de expansión con poco tiempo de instalación.

1.4.2.2 Planteamiento problemática N°2

Filtración de combustible en juntas de expansión relativamente nuevas.

Dentro del recorrido completo de la línea de diésel se encuentran 14 juntas de expansión sobre muelle, la finalidad de ocupar juntas de expansión va de la mano a que ocupan menos espacio que instalar una omega, estas juntas son de doble efecto es decir que en ambos extremos tiene un recorrido de alrededor de 5”, en los últimos años las juntas de expansión se han visto con filtraciones y dentro de las ultimas inspecciones se ha investigado el porqué de las filtraciones y se determinó que constructivamente hay problemas en su instalación y dentro de los factores externos que afectan a la junta son los soportes de cañería que se encuentran en sus costados los cuales están soldados al cuerpo de la cañería a la viga estructural que soporta todo el complemento, esto le agrega rigidez a la línea y a la junta dejándola limitada de movimientos y por consecuencia que la junta que tiene sus soportes de cañería deslizantes tenga que absorber los movimientos en mayor magnitud, por otro lado los soportes que son deslizantes tienen una capa de corrosión que complica o limita los movimientos o deslizamientos de los soportes.

Otra observación encontrada en el montaje de juntas, estas no están correctamente instaladas solo por el detalle de anclaje de ellas ya que deben ir apernadas a la estructura o marco soporte que sostiene el conjunto y físicamente no están así, dejando a la vista que la junta de expansión se encuentra totalmente flotante, actuando sin control de desplazamiento, se deja registro fotografió a continuación.

1.5 NORMA ASME B31.3, EVALUACIÓN CONSTRUCTIVA CAÑERÍA 12" DIÉSEL.

Norma ASME B31.3 es parte de la norma general de ASME la función de la escogida esta derivada principalmente a tuberías de procesos generalmente a refinerías de petróleo, plantas de proceso entre otras.

Dentro de los criterios esperados, se entiende que los constructores e inspectores se hayan regido por esta norma para la instalación de sus activos ya que esta es la aplicable al caso de estudio.

La intención del uso de esta norma es evaluar elementos estructurales de la cañería como lo son: soportes, guías, alineación, juntas de expansión, cruzar datos de esta norma con respecto a los hallazgos nos ayudará a dilucidar la problemática con mejores nociones técnicas, el término de la lectura de esta norma será plantear una tabla de cumplimientos. Y ver un porcentaje de aprobación.

La norma genera una fuerte ingeniería para construir, principalmente ASME B31.3 tiene un enfoque especial a la seguridad, dentro del uso del código, este documento ara referencia a los ítems que son relevantes para el desarrollo del contexto.

En cuanto a los soportes y guías la norma en la sección 321.2.1 menciona elementos de soporte de tubería, en general la ubicación y el diseño debe estar basado en todas las cargas que se transmiten, basarse en cálculos simples y criterios de ingeniería.

Para soportes, cuando estos actúan de forma simultánea, el código tiene como objetivo la distribución y el diseño de la tubería y sus elementos de soporte con el fin de evitar lo siguiente:

- Los esfuerzos en la tubería que superen los permitidos en el código.
- Fugas en las juntas.
- Empujes y momentos excesivos en equipos conectados.
- Esfuerzos excesivos o restricciones en los elementos de soporte.
- Interferencia excesiva con la expansión y contracción térmica de la tubería, la cual de otra forma es adecuadamente flexible.
- Desenganche accidental de la tubería y sus soportes.
- Exceso de rigidez.

Dentro de los esfuerzos permitidos, los soportes de tubería que están soldados de manera longitudinal no aplican el uso de esfuerzos permitidos.

El código menciona que elementos de soporte de anclaje deberán estar diseñados para mantener esencialmente una posición fija para proteger un terminal o partes a fin, el uso de guías, se instalaran donde sea necesario para controlar el movimiento o para dirigir la expansión hacia aquellas partes del sistema que están diseñadas para absorber movimientos.

La disposición y ubicación de los soportes o sujeciones deberán garantizar que los movimientos de las juntas de expansión ocurran en las direcciones para las cuales se diseñó la junta.

Un punto muy importante para considerar es la flexibilidad de la tubería, por diseño cada limitador o sujeción que se le instale a la tubería estaría limitando movimientos hacia algunas direcciones lo que causa flexión en la cañería, este fenómeno conlleva a otros por arrastre los cuales son la torsión resultante y esfuerzo de doblado, provocando movimientos en partes de la tubería que no estén con sujeciones.

Una tubería apoyada sobre sujeciones o soportes si no es bien mantenida genera desgaste en los puntos de apoyo, un movimiento o deslizamiento de la tubería puede llevar a la pérdida de metal en las paredes de la tubería, (ejemplo el resultado del oleaje en aplicaciones de producción), los soportes deslizantes deberán estar diseñados para resistir las fuerzas debidas a la fricción además de las cargas impuestas por los apoyos.

En cuanto a las juntas de expansión de fuelle metálico el código menciona en el apéndice X (juntas de expansión de fuelles metálicos ASME B31.3), las consideraciones adicionales de diseño, algunas condiciones a considerar en el diseño, fabricación y montaje:

- Las tuberías externas no deben ejercer una flexión excesiva sobre la junta.
- Los fuelles de juntas de expansión no deberán fabricarse a partir de un tubo soldado con pliegue, se aplica disposición para evitar deformaciones locales.

Una junta de expansión sin sujeción que depende de un anclaje principal externo para soportar las fuerzas de empuje de presión. Excepto como se indica en el párrafo 345.3.3(c), un sistema de tuberías que incluye juntas de expansión sin sujeción deberá someterse a una prueba de fugas sin sujeciones temporales según el párrafo 345 hasta llegar al 150% de la presión de diseño de la junta de expansión.

las fuerzas de empuje de presión. Una junta de expansión con fuelles metálicos con auto sujeciones (por ejemplo, uniones, bridas, equilibrio por presión, etc.) tienen tornillería de sujeción diseñada para soportar las fuerzas de empuje de presión. Una junta de expansión con auto sujeción que ya se haya sometido a pruebas en el taller del fabricante según el Apéndice X (juntas de expansión de fuelles metálicos ASME B31.3), podrá excluirse del sistema para la prueba de fugas, excepto cuando se requiera una prueba de fugas sensible.

El código hace mención a los esfuerzos por desplazamiento, un comportamiento elástico, los esfuerzos pueden considerarse proporcionales a las deformaciones totales por desplazamiento. En un sistema de tubería en el cual las deformaciones estén bien distribuidas y no sean excesivas en un punto, lo llamarían un sistema equilibrado, un caso contrario sería un comportamiento sobre deformado en donde los esfuerzos no pueden considerarse proporcionales a las deformaciones por desplazamiento a lo largo de un sistema de tubería, un sistema no equilibrado que opere en la zona de deformación plástica

puede agravar los efectos perjudiciales debido a la acumulación de deformaciones plásticas en las regiones más susceptibles del sistema, algunas características son:

- Pequeños tramos de tubería sometidos a grandes esfuerzos, con tramos de tubería largos o relativamente rígidos.
- Una reducción local en tamaño o espesor de pared, o el uso de material con distintas elasticidades.
- Una configuración en línea en un sistema de tamaño uniforme en la cual las expansiones o contracciones deberán absorberse en mayor parte por desviaciones cortas pertenecientes a la porción mayor del tramo de tubería.
- La falta de equilibrio se puede evitar o minimizar mediante la distribución correcta del sistema de tuberías, muchos efectos por falta de balance pueden mitigarse con el uso selectivo de una contra curvatura.

Aquellos sistemas que se les quiera incrementar la flexibilidad El diseñador deberían considerar la adición de flexibilidad mediante uno o más de los siguientes medios: curvas, bucles o desplazamiento; juntas giratorias; tubería corrugada; juntas de expansión de fuelles o de tipo deslizante; u otros dispositivos

que permitan el movimiento angular, rotacional o axial. Los anclajes, tirantes u otros dispositivos apropiados deben suministrarse según sea necesario para resistir las fuerzas extremas producidas por la presión del fluido, la resistencia de fricción al movimiento y otras causas. Cuando se suministran juntas de expansión u otros dispositivos similares, la rigidez de la junta o del dispositivo debería tenerse en cuenta en cualquier análisis de flexibilidad de la tubería. (uso de sección 319.7).

El código en la sección 345.1 menciona la prueba requerida de fugas, previo a la operación inicial, cada sistema de tubería deberá examinarse para asegurar la hermeticidad, la prueba será una prueba hidrostática de fugas.

Cuando el propietario considere que un examen de prueba hidrostática de fugas es impracticable, esta prueba puede reemplazarse por una prueba neumática.

Una junta de expansión sin sujeción que depende de un anclaje principal externo para soportar las fuerzas de empuje de presión. Excepto como se indica en el párrafo 345.3.3(c), un sistema de tuberías que incluye juntas de expansión sin sujeción deberá someterse a una prueba de fugas sin sujeciones temporales según el párrafo 345 hasta llegar al 150% de la presión de diseño de la junta de expansión.

las fuerzas de empuje de presión. (b)Una junta de expansión con fuelles metálicos con auto sujeciones (por ejemplo, uniones, bridas, equilibrio por presión, etc.) tienen tornillería de sujeción diseñada para soportar las fuerzas de empuje de presión. Una junta de expansión con auto sujeción que ya se haya sometido a pruebas en el taller del fabricante según el Apéndice X (juntas de expansión de fuelles metálicos ASME B31.3), podrá excluirse del sistema para la prueba de fugas, excepto cuando se requiera una prueba de fugas sensible.

Compensar un alineamiento incorrecto de la tubería aparte del ajuste intencional especificado por el diseñador de tuberías; necesidad de solicitar información al fabricante de las juntas de expansión sobre:

- Área útil de propulsión.
- Rigidez lateral, axial, y rotatoria (constante de resorte).
- Ciclo de vida del diseño calculado bajo condiciones específicas de diseño.
- Longitud y peso instalados.
- Requisitos de respaldo adicional o de restricción en la tubería.
- Certificación de materiales de construcción que contienen y/o restringen la presión.
- Prueba máxima de presión.

Un factor de seguridad en la crítica no deberá ser inferior a 2,25, el factor de seguridad en la presión de ruptura máxima no deberá ser inferior a 3,0, cada fabricante es responsable de realizar y someter las juntas a pruebas hidrostáticas o neumáticas.

Un apéndice de ASME B 3.3 es la norma EJMA que menciona los siguientes detalles:

- Accesibilidad a la junta de expansión para mantenimiento y inspección.
- Compensación de alineamiento incorrecto de la tubería.
- Área útil de propulsión.
- Rigidez lateral, axial y rotatoria.
- Ciclo de vida, calculado bajo condiciones específicas de diseño.
- Longitud y peso.
- Certificado de materiales de construcción.
- Prueba máxima de presión.
- Cálculo de diseño.

1.6 TABLA COMPARATIVA O MATRIZ DE CUMPLIMIENTO.

Dentro de los alcances de este capítulo es poder comparar la realidad actual de la cañería diésel 12” versus la norma ASME B31.3, se suman criterios de ingeniería acordes al pipping, a continuación, se identifica tabla comparativa o matriz de cumplimiento esta arrojará un porcentaje el cual será el reflejo del cumplimiento de la norma.

Tabla comparativa o de cumplimientos.				
Observaciones.	Condición cañería.	Observación ASME B 31.3	% Cumplimiento.	Máxima Ponderación %
Estado de soportes.	Se encuentran corroídos, sin rastros de haber sido mantenidos, no se aprecia desplazamiento.	Soportes deberían estar deslizantes y libre de movimiento.	4%	20%
Estado de guías.	Soportes se encuentran sin guías, se aprecia que fueron retiradas y no repuestas en su totalidad.	Soportes deslizantes deben ir con sus respectivas guías para fijar los movimientos o torsiones.	10%	20%
Estado de juntas de expansión.	Sin fugas, no se encuentran sus bases apernadas.	El Código menciona que juntas deben ir sujetas para una buena absorción de movimientos y esfuerzos.	15%	20%
Alineación.	Se verifica desalineamiento en la verticalidad.	Una correcta alineación evita desgastes silenciosos como roturas internas en juntas.	15%	20%
Distribución del desplazamiento.	Se encuentran soportes completamente rígidos, limitando movimientos.	Una correcta distribución genera un cuidado del activo, evitando sobre esfuerzos y torsiones.	15%	20%
Porcentaje de cumplimiento			59%	100%

Los resultados de la matriz indican donde destinar recursos para subir porcentajes, los porcentajes fueron sacados según cantidad de observaciones sobre el total, la información fue obtenida de fuentes de informes de inspecciones catox. (Pinto, 2021)

En síntesis, dentro del porcentaje general encontramos que la línea tiene en los temas abordados un cumplimiento total de un 59% lo cual indica que se deben tomar acciones de mejoras de mantenimiento a corto plazo para el cuidado y prolongación de la vida útil del activo.

La tubería al estar bien mantenida se asegura un buen movimiento y desplazamiento de la línea sobre sus soportes, que esta se encuentre deslizante sobre sus bases, nos garantiza que ante un evento de alta magnitud la línea pueda tener una reacción adecuada, el impacto que genera una fuga es tan crítico que se debe priorizar el monitoreo de las juntas de expansión y el pintado de la línea.

Dentro de los temas a tratar y regularizar, es el mantenimiento y remplazo de base soportes mejorando esta condición se asegura el desplazamiento suave de la línea y evitamos algún golpe o salto de desplazamiento absorbido por la junta de expansión.

Las uniones por flanges deben ser revisadas constantemente, de tal manera de garantizar que los elementos no se encuentren fatigados o sueltos.

CAPÍTULO 2: Plan de mantenimiento y sus puntos de mejora.

2. ANTECEDENTES API-570.

Este capítulo tiene como objetivo el estudio de la norma API-570, este código hace referencia a criterios de inspección que se le deben realizar a una tubería de procesos los cuales serán confrontados a la realidad y antigüedad que tiene el activo en cuestión.

API-570, es una norma de la sociedad americana, la usada es la versión en español 2009, está en su desarrollo, informa sobre técnicas de inspección como lo son las inspecciones visuales, los ensayos no destructivos, recomendaciones, factores de corrosión y un glosario técnico, el código también menciona responsabilidades un ejemplo de ellas es la del ingeniero de cañerías, su objetivo y responsabilidad, las que serán mencionadas a continuación.

El código a su vez menciona criterios que deben ser evaluables y considerados a la hora de uso de esta norma, la aplicabilidad del código se basa en una retro inspección que se debe realizar al mantenimiento es decir realizar revisión de documentos, informes y todo registro que respalde las actividades que se le han realizado a la tubería, algunas actividades con registro deberían ser soldaduras, inspecciones rutinarias, up grade, fugas, responsables entre otras.

El código en su versión 2009 tiene 78 páginas las cuales han sido estudiadas, para generar una tabla explicativa de cumplimiento en donde se verá exigencias de la norma versus lo que hemos podido observar en la planta, la matriz a continuación evaluara los siguientes tópicos: reparaciones, alteraciones, y reclasificación, evaluaciones, análisis y datos de inspección, intervalos, frecuencias y alcances de inspección, prácticas de inspección, examen y prueba de presión, organización de las inspecciones por parte del dueño o usuario del activo.

Las fuentes usadas para armar el contenido de la matriz son datos obtenidos de SAP2000, empresas de ingeniería expertas en ensayos no destructivos.

Las características técnicas de la línea se encuentran en la página 1 del primer capítulo. Dentro de las inspecciones y mantenciones realizadas se encontraron registros con fecha 28 de marzo del 2019, se efectuó una recirculación y limpieza completa de la línea diésel, realizado por ENEX, el 25 de abril del 2019 se realizó una inspección para detección de fugas por medio de técnica de ultrasonido convencional por empresa contratista CATOX.

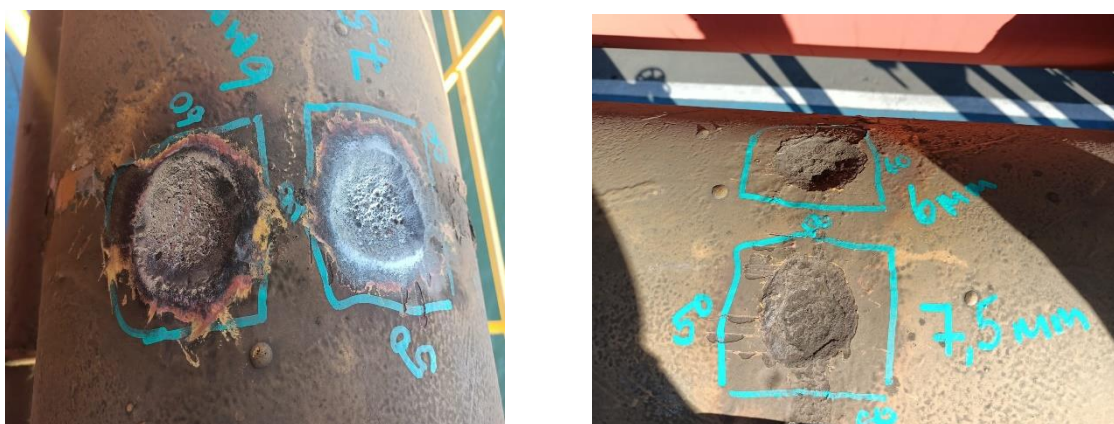
Se realizaron inspecciones visuales (VT) para verificar los puntos detectados por ensayo LRUT, encontrándose 81 focos con corrosión que fueron evaluados por el método nivel 0 contemplado en la norma ASME B31.G dejando 54 focos rechazados por altos niveles de corrosión. (PVSA, 2019).

El año 2021 se realizaron nuevos ensayos LRUT bajo muelle y sobre muelle a lo largo de toda la línea dejando la misma cantidad de focos similar a las del año 2019, para verificar los focos de corrosión se realizó ensayos no destructivos como el ultrasonido convencional ejecutado por empresa CATOX, las mediciones dejaron al descubierto perdidas de espesor

de hasta un 82,1%, los promedios andaban entre los 50 y 70% de pérdida de espesor de pared de la tubería. (PVSA D. d., 2021)

Se dejan registros de las reparaciones que se han realizado en los puntos de corrosión, se aplica esquema de compuestos epóxicos, que, con ingeniería, se aplican capas protectoras que soportan hasta 8 veces la presión de diseño de la tubería, material conocido como SYNTHO GLASS XT de origen americano.

Dentro de los registros visuales se mostrarán las imágenes en donde se puede apreciar los sectores con mayor corrosión y aquellos que fueron rechazados y reparados con el método mencionado.



Fuente: Puerto de ventanas, Puchuncaví, cañería 12" diésel.

Figura 2.1 Pitting línea diésel.



Fuente: Puerto de ventanas, Puchuncaví, cañería 12" diésel.

Figura 2.2 Reparación de Pitting, esquema SYNTHO GLASS XT.

2.1 Matriz de cumplimiento normativo API-570, aplicado a línea diésel 12”.

ASPECTOS EXIGIBLES DE NORMA API-570				
Punto de norma.	Requisitos API-570	Descriptor de requisito.	Verificación de cumplimiento.	Cumple.
4	Organización de las inspecciones por parte del dueño.			
4.3.2	Ingeniero de tuberías.	La organización debe aplicar un proceso efectivo de gestión del cambio para revisión y control de cambio de procesos.	PVSA, cuenta con procedimiento de gestión del cambio.	SI
4.3.3	Organización de mantención.	La organización debe ser responsable en proveer equipos, materiales, personal para mantener los sistemas de cañerías.	Departamento de mantención cuenta con personal calificado para mantener activos.	SI
5	Prácticas de inspección, examen y pruebas de presión.			
5.1.1.1	Desarrollo de un plan de inspección.	Se debe establecer un plan de inspección según alcance de API-570.	Existe plan de mantenimiento llamado "cañerías de trasiego 2022", incorpora línea diésel en sus actividades.	SI
5.1.1.2	Plan de inspecciones.	Las inspecciones se programan según: a) Tipo de daño. b) Tasa de progresión al año. c) Tolerancia del equipo al tipo de daño. d) Capacidad del método NDE para identificar el daño.	Los intervalos de inspección están definidos y se considera el tipo de daño por corrosión y desgaste, pero no calculan el punto C y D.	NO

5.1.2	Mínimo contenido del plan de inspección.	a) Definir el tipo de inspección. b) Identificar próximas fechas de inspecciones. c) Describir métodos de inspección y técnicas NDE. d) Describir alcance, ubicaciones y técnicas de NDE en CML. e) Requisitos de preparación de superficies. f) Requisitos para realizar prueba de presión.	Métodos utilizados NDE: LRUT- análisis de ondas guiadas de largo alcance. VT: inspección visual, UT: Ultrasonido convencional.	SI
5.2	RBI, inspección basada en riesgos.	Se debe utilizar un RBI para determinar los intervalos de inspección y el tipo y el alcance de las futuras inspecciones, a la vez determinar mecanismos de falla, condición actual del equipo y la efectividad de las inspecciones realizadas anteriormente.	Existen análisis de riesgos que son considerados en las inspecciones. DGTMO-71/34 y DS-1, establecen las inspecciones anuales.	SI
5.2.1	Evaluación de la probabilidad.	Efectividad de los programas de monitoreo de la corrosión, calidad del mantenimiento y calidad de las inspecciones.	La calidad de los métodos usados LRUT, VT y UT son efectivos para detectar corrosión en la línea de combustible.	SI

ASPECTOS EXIGIBLES DE NORMA API-570				
Punto de norma.	Requisitos API-570.	Descriptor de requisito.	Verificación de cumplimiento.	Cumple.
5.2.2	Evaluación de la consecuencia.	La consecuencia de un derrame dependerá de la cantidad y tipo del fluido contenido en el proceso, su evaluación dependerá de API-580.	Cualquier derrame se considera catastrófico para PVSA, debido al entorno que se está sujeto.	SI
5.2.3	Documentación.	Las RBI deben estar acorde a API-580, definiendo factores que contribuyen a la probabilidad de falla del equipo.	El informe de análisis de riesgos de la línea diésel, establece factores de probabilidad y consecuencias por derrames.	SI
5.2.4	Frecuencia de las inspecciones de RBI.	Intervalos máximos para inspecciones, se encuentran en la tabla N°2 pág. 42.	Los intervalos de inspección están establecidos en el programa de mantenimiento.	SI
5.3.3	Comunicaciones.	Antes de realizar una inspección o mantenimiento debe estar autorizado por el área responsable del activo.	Los permisos están implícitos en el plan de mantenimiento y fechas de ejecución de cada inspección.	SI
5.3.5	Revisión de historiales.	Antes de realizar cualquier inspección a la línea, los inspectores deben conocer el historial de inspección del activo.	Hay registros de historiales de inspecciones de la línea diésel.	SI
5.4.1.2	Tipo de fallas en los equipos.	El daño en los equipos dependerá del tipo de material, diseño y condición operacional, inspector debe estar familiarizado con estos datos.	PVSA, no cuenta con un ingeniero de cañerías, con capacidades y habilidades.	NO

5.4.2	Áreas de fallas en la cañería.	Las inspecciones deben tener un resguardo mayor con sectores muertos de la cañería, recubrimientos, apoyos.	El plan de mantenimiento tiene integrado en sus inspecciones las áreas críticas de la línea.	SI
5.5.2	Inspecciones NDE.	Las técnicas NDE son utilizadas por su capacidad de identificar mecanismos de falla desde el exterior de la cañería.	Las técnicas LRUT, VT y UT, son efectivos para el hallazgo de fallas.	SI
5.5.3	Inspección de medición espesores.	Las mediciones de espesor se obtienen para verificar espesores de pared de la cañería, se utilizan para obtener datos como la tasa de corrosión y vida remanente en la línea.	Se realizan mediciones de espesores, pero no se calcula tasa de corrosión y vida remanente.	NO
5.5.4	Inspección visual externa.	Están relacionadas a fugas, juntas de expansión, aislamiento, deterioro de pintura, entre otros.	Se realizan inspecciones semanales, las cuales están registradas en SAP-2000.	SI

ASPECTOS EXIGIBLES DE NORMA API-570				
Punto de norma.	Requisitos API-570.	Descriptor de requisito.	Verificación de cumplimiento.	Cumple.
5.6.3	Seleccionar cantidad y ubicación de CML'S, considerando patrones de corrosión.	Se requiere seleccionar más CML cuando: a) Mayor potencial para crear una emergencia ambiental, en caso de fuga. b) Tasas de corrosión muy altas. c) Mayor complejidad de accesorios y alcance.	Esta línea no cuenta con CML establecidos para medir corrosión o pérdidas de espesor, agregar que no se encuentran planos isométricos con ubicaciones CML.	NO
5.8.1	Fluido para prueba hidrostática.	Se utiliza agua a no ser de existir alguna posibilidad de congelamiento, tuberías de acero inoxidable deben ocupar solución de agua desmineralizada o condensado de vapor.	La prueba de hermeticidad realizada en el 2022 fue con agua y resultado exitosa.	SI
5.9	Trazabilidad de los materiales utilizados.	Se debe verificar, la instalación de nuevos materiales que replacen los antiguos, sean consistentes con el material base de la cañería.	Hay trazabilidad de registros de intervenciones que ha tenido la línea, se cambiaron 6 metros de línea, juntas de expansión N°2,3,4,5.	SI
5.11	Inspección de soldaduras en operación.	Para evaluar soldaduras considerar: a) Método de inspección por fabrica. b) Extensión, orientación y magnitud del daño. c) Antigüedad de la cañería. d) Condición de operación versus condición de diseño. e) Historial de reparaciones. f) Dureza de	Todas las soldaduras realizadas fueron inspeccionadas con técnicas como tintas penetrantes y ultrasonido.	SI

		soldadura.		
5.13	Planificación de auditorías de inspección.	El equipo de auditores debe tener conocimiento técnico y verificar que se cumplan los requerimientos del Código.	Se realizan auditorías a la línea y son ejecutadas por auditores internos que tienen conocimientos técnicos.	SI

ASPECTOS EXIGIBLES DE NORMA API-570				
Punto de norma	Requisitos API-570	Descriptor de requisito	Verificación de cumplimiento	Cumple
6	Intervalo, frecuencia y alcance de las inspecciones.			
6.3.2	Inspección basada en riesgos para la planificación.	La inspección basada en riesgos se puede aplicar para cambiar los límites de inspección.	El ultimo análisis basado en riesgo lo realizo empresa S-INTEC, 2022, concluyo que la línea presenta un nivel de riesgo de bajo impacto.	SI
6.3.3	Intervalos de inspección.	Si no se utiliza un RBI, se deben ocupar criterios como cálculo de tasa de corrosión y vida útil remanente, las inspecciones deben programarse en un periodo que no supere la mitad de la vida remanente.	Los intervalos están definidos por el análisis de riesgo, los intervalos de inspección no superan la mitad de la vida remanente de la línea.	SI

7	Evaluación, análisis y registro de datos de inspección.			
7.1.1	Determinación de la tasa de corrosión	Las tasas de corrosión tanto la LT y ST deben compararse para ver cual da el resultado de vida remanente más corta, el inspector deberá escoger el resultado que refleje lo más real al estado de la línea.	Se han realizado muchas mediciones de espesores, pero no se ha sacado ninguna comparación o tasa de corrosión y espesor residual.	NO
7.3	Determinación del espesor requerido.	El mayor entre el espesor de diseño y el espesor mínimo estructural, tabla 7 API-574 proporciona ejemplos de espesores mínimos de alerta para tuberías.	El espesor nominal de la línea es 9,5 mm, los espesores medidos no son confiables para tomar decisiones.	SI
7.4	Evaluación de los resultados de inspección.	Técnicas de aptitud para el servicio como la API-579 se pueden utilizar, se aplican a la degradación observada.	No aplica técnica de aptitud para el servicio porque se desconoce el valor de la degradación observada.	NO
7.6.2	Tipo de registros de cañerías.	Los registros de cañerías deben contar con historiales, información de fabricación, descripción de la inspección y resultados, fechas de próximas inspecciones.	Existen historiales, pero se encuentran incompletos al total de requerimientos.	NO
7.6.6	Dibujos isométricos de inspección (inspection isometric drawings).	Los isométricos son para identificar los CML's y los mantenimientos recomendados.	Se han efectuado mediciones ninguna queda registrada en los planos isométrico.	NO

7.7	Recomendaciones de inspección para reparación o remplazo.	Se requiere lista de recomendaciones de reparación o remplazo que afectan la integridad de la tubería.	Los informes de los contratistas o aquellos que realizan alguna actividad en la línea, no entregan ninguna recomendación de reparación o mantenimiento.	NO
7.9	Informe de fallas y fugas de tubería.	Las fugas y las fallas en la tubería que se produzcan por resultados de corrosión, agrietamiento o daño mecánico.	La línea diésel ha tenido fugas y no se ha registrado en ningún informe, solo correos de aviso.	NO

2.2 Retroalimentación resultados de matriz API-570.

Dentro del estudio del código se ha logrado realizar un amplio análisis o estudio del activo evaluado, en donde, la norma ha permitido, ampliar la visión de la realidad de la línea de diésel, ya que de evaluar solo un ítem como lo era las inspecciones realizadas a la línea, la matriz junto a la norma ha orientado a evaluar la planta, el departamento de mantención o encargado del activo, criterios de evaluación, responsabilidades he incumplimientos.

Dentro de los resultados de las inspecciones que se han realizado a la línea se han notado falta de ingeniería o visión de futuro en donde los datos que se han recibido por parte de los inspectores no han sido correctamente utilizados y almacenados, ya que se encuentra un problema de trazabilidad de las inspecciones, una comparación fue el resultado de mediciones de dos empresas que realizaron mediciones de espesores en la línea (CATOX; S-INTEC), ambas empresas midieron la línea y los resultados fueron diferencias de criterios de espesores y ninguna de las dos empresa dejo los CML's referenciales para poder a futuro volver a medir en el mismo punto, por ende se entiende que no hay puntos de medición establecidos más que la aplicación del criterio del inspector, por otro lado la norma exige un isométrico que tenga identificado los CML's de la línea, otra irregularidad encontrada es la falta de análisis de datos y aplicación de tasas de corrosiones anuales y vida remanente de la cañería, mantención está trabajando muy correctivamente, las filtraciones o fallas de juntas de expansión no están documentadas, solo se encuentra informe de remplazo del componente mencionado.

Una irregularidad para considerar que nombra en distintas oportunidades la norma API-570, la figura del "ingeniero de cañerías", PVSA no cuenta con uno, por ende, puede existir

falta de interpretación de documentos, no se toman decisiones, no hay responsable oficial del activo solo el jefe de mantención, además se aprecia en revisión de informes lo siguiente, el espesor nominal de la línea es de 9,5 mm y en informe de medición de espesores arroja una medición que indica que la línea tiene 100% de desgaste, es decir, que le queda 0% de vida remanente un problema o de medición o de desarrollo del documento.

		INFORME INSPECCION DE MEDICION DE ESPESORES POR ULTRASONIDO				MEU-PVSA-REP.L.MDO-005-2021 Fecha emisión: 24-08-2021 Fecha inspec.: 24-08-2021 OIT: 1044/2021																																																																									
Cliente: Puerto Ventanas S.A.		Procedimiento ensayo: INSP-MEPLCAÑ-029 Ver 9																																																																													
Ubicación: MUELLE PVSA.		Plano/Isométrico: Circuito Línea MDO 12"				Extension del ensayo: Spot Temperatura de ensayo: 15°C																																																																									
Componente: Cañería y fittings de 12"Ø, acero carbono.		Sector Inspeccionado: Material base																																																																													
Material: Acero Carbono		Velocidad: 5,920 m/s.		Probe delay: 9.675 µs		Norma ensayo: Asme sección V, Art. 5 Norma inspección: Asme B31.3																																																																									
Instrumento: Ultrasonido		Marca: General Electrics				Modelo: DSM Go (S/N: USMGO12126486)																																																																									
Transductor		Tipo: Dual-Multi		Modelo: DA-301		Frecuencia: 5 MHz		Dimensiones: Ø 12,1 mm																																																																							
Block calibre: ASTM E-164 IIW-VI / CALIBRE ESCALONADO 5 pasos						Acoplante: Gel ultrasonico biodegradable.																																																																									
PUNTO NUMERO G187																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Descripción</th> <th colspan="3">Medición de espesores</th> <th colspan="3">DESGASTE</th> </tr> <tr> <th>Item</th> <th>Identificación Defecto</th> <th>REFERENCIA</th> <th>E.Nom.</th> <th colspan="3">A-Scan</th> <th>B-Scan</th> <th>mm</th> <th>%</th> <th>Resultado</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> <th>Esp.1</th> <th>Esp.2</th> <th>Esp.3</th> <th>mínimo</th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>G187</td> <td></td> <td>9,5</td> <td>3,7</td> <td>2,7</td> <td>3,1</td> <td>2,70</td> <td>6,8</td> <td>71,6</td> <td>N/C</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Descripción				Medición de espesores			DESGASTE			Item	Identificación Defecto	REFERENCIA	E.Nom.	A-Scan			B-Scan	mm	%	Resultado					Esp.1	Esp.2	Esp.3	mínimo				1	G187		9,5	3,7	2,7	3,1	2,70	6,8	71,6	N/C	2											3											4										
Descripción				Medición de espesores			DESGASTE																																																																								
Item	Identificación Defecto	REFERENCIA	E.Nom.	A-Scan			B-Scan	mm	%	Resultado																																																																					
				Esp.1	Esp.2	Esp.3	mínimo																																																																								
1	G187		9,5	3,7	2,7	3,1	2,70	6,8	71,6	N/C																																																																					
2																																																																															
3																																																																															
4																																																																															
PUNTO NUMERO G189																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Descripción</th> <th colspan="3">Medición de espesores</th> <th colspan="3">DESGASTE</th> </tr> <tr> <th>Item</th> <th>Identificación Defecto</th> <th>REFERENCIA</th> <th>E.Nom.</th> <th colspan="3">A-Scan</th> <th>B-Scan</th> <th>mm</th> <th>%</th> <th>Resultado</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> <th>Esp.1</th> <th>Esp.2</th> <th>Esp.3</th> <th>mínimo</th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>G189</td> <td></td> <td>9,5</td> <td>2,5</td> <td>3,6</td> <td>2,9</td> <td>2,50</td> <td>7,0</td> <td>73,7</td> <td>N/C</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Descripción				Medición de espesores			DESGASTE			Item	Identificación Defecto	REFERENCIA	E.Nom.	A-Scan			B-Scan	mm	%	Resultado					Esp.1	Esp.2	Esp.3	mínimo				1	G189		9,5	2,5	3,6	2,9	2,50	7,0	73,7	N/C	2											3											4										
Descripción				Medición de espesores			DESGASTE																																																																								
Item	Identificación Defecto	REFERENCIA	E.Nom.	A-Scan			B-Scan	mm	%	Resultado																																																																					
				Esp.1	Esp.2	Esp.3	mínimo																																																																								
1	G189		9,5	2,5	3,6	2,9	2,50	7,0	73,7	N/C																																																																					
2																																																																															
3																																																																															
4																																																																															
PUNTO NUMERO G195																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Descripción</th> <th colspan="3">Medición de espesores</th> <th colspan="3">DESGASTE</th> </tr> <tr> <th>Item</th> <th>Identificación Defecto</th> <th>UBICACIÓN</th> <th>E.Nom.</th> <th colspan="3">A-Scan</th> <th>B-Scan</th> <th>mm</th> <th>%</th> <th>Resultado</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> <th>Esp.1</th> <th>Esp.2</th> <th>Esp.3</th> <th>mínimo</th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>G195</td> <td></td> <td>9,5</td> <td>3,3</td> <td>3,5</td> <td>3,0</td> <td>3,00</td> <td>6,5</td> <td>68,4</td> <td>N/C</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Descripción				Medición de espesores			DESGASTE			Item	Identificación Defecto	UBICACIÓN	E.Nom.	A-Scan			B-Scan	mm	%	Resultado					Esp.1	Esp.2	Esp.3	mínimo				1	G195		9,5	3,3	3,5	3,0	3,00	6,5	68,4	N/C	2											3											4										
Descripción				Medición de espesores			DESGASTE																																																																								
Item	Identificación Defecto	UBICACIÓN	E.Nom.	A-Scan			B-Scan	mm	%	Resultado																																																																					
				Esp.1	Esp.2	Esp.3	mínimo																																																																								
1	G195		9,5	3,3	3,5	3,0	3,00	6,5	68,4	N/C																																																																					
2																																																																															
3																																																																															
4																																																																															
Destino: Puerto Ventanas S.A. Original: Puerto Ventanas S.A. Copia 1: Puerto Ventanas S.A. Copia 2: Catotx Ltda.		Catotx Ltda.  Luis Pinto J. Inspector  Ricardo Ruiz G. Ingeniero inspector.																																																																													

Fuente: Puerto de ventanas, informe de inspección 24/08/2021.

Figura 2.3 Informe inspección de medición de espesores por ultrasonido.

2.3 Puntos de mejora al plan de mantención.

De la retroalimentación realizada se detectaron algunos puntos que pueden mejorar a corto plazo, se requiere replantear los responsables de la línea diésel, esto implica que se debe contratar o asignar un ingeniero de cañerías, el tendrá la responsabilidad de evaluar inspecciones basadas en riesgo y determinar tiempos óptimos para el mantenimiento he inspecciones de la línea.

Otro ítem que replantear, es las empresas que realizan medición de espesores es decir ultrasonido convencional, estas en sus trabajos en la línea no han dejado ningún CML's de referencias para guiar las futuras inspecciones, el punto de mejora es exigir que futuras inspecciones los CML's este identificados en todos los puntos que se realicen mediciones tramos rectos, codos, T, entre otros.

Dentro de la ingeniería se debe con los datos recopilados realizar cálculos como vida remanente de la línea, tasa de corrosión anual, tener estos valores también ayudaran a priorizar mantenciones he inspecciones, las inspecciones del plan de mantenimiento se encuentran pero muy simples se debe mejorar calidad de inspección y registros o informes de inspección por parte del contratista, al contratista que realiza las inspecciones se le debe pedir un reporte completo que contenga también recomendaciones de mantenimiento, puntos de mayor seguimiento.

CAPÍTULO 3: ASME FFS-1/API 579, integridad mecánica y propuesta de mejora.

3. ESTUDIO NORMA ASME FFS-1/API 570.

El capítulo número 3 de este documento tiene como objetivo realizar análisis de integridad mecánica de la línea diésel 12”, con el estudio de norma ASME FFS-1/API 570, finalizando con una propuesta de mejora.

La norma en estudio tiene en términos generales poder identificar evaluaciones ante fenómenos como los mencionados a continuación.

- Parte 1: Introducción.
- Parte 2: Procedimiento de evaluación de ingeniería de aptitud para el servicio.
- Parte 3: Evaluación de equipo existente para fractura frágil.
- Parte 4: Evaluación de pérdida general de metal.
- Parte 5: Evaluación de la pérdida de metal local.
- Parte 6: Evaluación de la corrosión por picaduras.
- Parte 7: Evaluación de ampollas por hidrogeno HIC.
- Parte 8: Evaluación de la desalineación de la soldadura.
- Parte 9: Evaluación de defectos tipo grieta.
- Parte 10: Evaluación de componentes que funcionan en desplazamiento.
- Parte 11: Evaluación de daños por incendio.
- Parte 12: Evaluación de abolladuras y desbastes.
- Parte 13: Evaluación de laminaciones.

El enfoque de nuestra evaluación estará dirigido en ocupar la parte 4 de la norma, en donde se evaluará el daño general que tiene la línea a causa de corrosión que ha generado una cantidad de picaduras importantes en toda la longitud de la cañería, aumentando el nivel de riesgo a fugas de diésel, para cumplir con la evaluación fitness for service se debe cumplir con el procedimiento a continuación y árbol de decisiones.

La parte 4 en la evaluación de pérdida general de metal, el procedimiento menciona que las mediciones pueden ser proporcionales de manera puntal o perfiles de espesores, para ocupar esta parte del código se requiere contar con mediciones de espesor y determinar lo conservadora que tiene que ser la evaluación.

Punto 4.2.3 Se proporcionan métodos de cálculos para recalificar el componente si los criterios de aceptación en esta parte no son satisfactorios, recalificar, es reparar, parchar o jubilar.

MAWP: Máxima reducida de presión de trabajo permitido, en equipos presurizados.

4.3.1 Datos de diseño del equipo general para evaluar FFS.

4.3.2 Historial de mantenimiento y operación.

4.3.3.1 Se requieren mediciones de espesor del componente donde se ha perdido metal para evaluar de manera general, con este paso se logra saber si se necesitan mediciones de espesores puntuales, en donde se utiliza cuando hay pérdidas de espesor similares, por otro

lado, se emplearía perfiles de espesores, se utilizaría cuando las mediciones de espesores sean muy variables y se necesite caracterizar el espesor restante y el tamaño de la región.

Si los resultados obtenidos en la parte 4 de la norma arroja resultados muy conservadores se deberá optar con la evaluación de la parte 5 del código que profundiza las evaluaciones de defectos por corrosión.

4.3.3.2 se define que un mínimo de 15 lecturas de medición de espesores es suficiente para determinar una pérdida uniforme de metal.

Se deben ocupar CTP's (perfil de espesor critico).

4.4 Técnicas de evaluación y criterios de aceptación.

4.1 se proporciona una descripción de los niveles de evaluación, los cuales son 3, para nuestro caso nos enfocaremos en el nivel 1 de evaluación que comprende criterios de presiones internas y externas.

4.4.1.4 Letra C, tuberías diseñadas según ASME B31.3, deberán ser evaluadas con nivel 1, la evaluación a realizar debe tener en cuenta la relación entre el espesor del componente, la flexibilidad de la tubería. (ver apartado 4.4.3.3)

3.1 Evaluación de nivel 1

Pasos por seguir para realizar evaluación nivel 1:

- Paso 1: Determinar el espesor mínimo requerido T_{min} (anexo A párrafo A.2).

Espesor de pared mínimo requerido se puede determinar usando dos opciones,

Opción 1: si las condiciones originales de diseño no han sido modificadas ($T_{nom} - LOSS - FCA > T_{min}$), si las condiciones son las originales se puede utilizar el MAWP (presión de diseño) o MFH (presión de diseño, tomado como el nivel máximo de líquido de diseño); la opción 1 presenta dos alternativas.

T_{nom} : Espesor nominal.

LOSS: Pérdida de metal en la carcasa antes de la evaluación, es igual al espesor nominal o proporcional.

FCA: Asignación por corrosión futura (Anexo A apartado 2.7).

T_{min} : Espesor de pared mínimo requerido.

Alternativa 1: Espesor de pared mínimo requerido, según documentación original.

Alternativa 2: Espesor nominal o proporcional, T_{nom} menos el margen de corrosión especificado original.

Opción 2: Utilizar el WAMP, MFH, el espesor de pared mínimo requerido calculados de la siguiente manera.

WAMP, el espesor de pared mínimo requerido para recipientes de presión y componentes de tubería, se puede calcular si la presión de diseño (incluida la carga de líquido), las cargas suplementarias, (apoyo párrafo A.2.7), agregar temperatura de diseño, geometría del componente, espesor medido actual, se conocen los márgenes de corrosión futuros, las especificaciones del material y la tensión permitida.

- Para aplicar método WAMP, se deben utilizar códigos de construcción para revisar que este proporcione un margen adecuado de seguridad.
- Especificación de materiales.
- Límites inferiores y superiores de temperatura.
- Detalles de fabricación y calidad de mano de obra.
- Requisitos de inspección.

Determinación de tenacidad: La tensión permitida puede basarse en el código de construcción original.

Las cargas suplementarias son conocidas como los pesos que soporta el elemento algunos ejemplos son el peso propio del elemento, peso del fluido que transporta, nieve, entre otras, estas cargas se consideran insignificantes si no afectan en la evaluación de mínimo espesor requerido, en el caso de que afecten se deben considerar en una evaluación MAWP.

Las cargas suplementarias se deben considerar en el caso de las tuberías, cuando en algunos casos típicos los defectos hallados se encuentran en las suportaciones o en el caso que los defectos se encuentren ubicados en el centro de un tramo de línea soportado en dos extremos.

Determinación del margen de corrosión futuro, se establece para el margen de operación futuro, la tolerancia se puede establecer según mediciones anteriores.

El espesor requerido para operación futura se puede calcular usando el mínimo de espesor, utilizando la siguiente ecuación:

$$t_{req} = t_{min} + FCA$$

Treq: Espesor requerido para operación futura.

Tmin: Espesor de pared mínimo requerido del componente.

FCA: Asignación por corrosión futura.

- Paso 2: Tomar los datos de lectura de espesor del punto de acuerdo con el párrafo 4.3.3.2, de estos datos determine el espesor mínimo medido en mm t, espesor promedio, $\bar{t}$, y el coeficiente de variación (COV), buscar tabla 4.3 se proporciona plantilla para calcular el COV.
Del párrafo 4.3.3.2 se determina que se necesitan mínimo 15 lecturas de mediciones de espesor, más los detalles de construcción utilizados y la naturaleza del entorno que provoca la pérdida de metal (revisar tabla 4.2, es genérica para registrar datos), si el COV (coeficiente de variación) de las lecturas de espesor es superior al 10%, entonces se deberá considerar usar perfiles de espesor (ver procedimiento 4.3.3.3), el COV se define como la desviación estándar dividida por el promedio (revisar tabla 4.3, proporciona plantilla para calcular el COV).
- Paso 3: Si el COV calculado en el paso 2, es menor o igual al 10%, continúe con el paso 4, para completar evaluación utilizando el espesor promedio, $\bar{t}$. Si el COV es superior al 10%, entonces se deben considerar usar los perfiles de espesor para evaluación (párrafo 4.4.2.2).
- Paso 4: La aceptabilidad para la operación continua se puede establecer utilizando los criterios de nivel 1 en la tabla 4.4, se puede usar el espesor medido promedio o el criterio de aceptación MAWP, en cualquiera de los casos se debe cumplir criterio de espesor mínimo.

3.2 Desarrollo de evaluación nivel 1.

Datos de construcción de la cañería.

Diseñador:	PITT – DES MOINES, INC. (PDM)
Norma de Diseño y Construcción:	ASME B 31.3
Constructor:	Sigdo Koppers
Servicio:	Diésel
Material de Cañería:	ASTM A 53, Gr B ERW, Standard
Espesor Nominal STD:	0,375 pulg. 9,525 mm
Temperatura de Diseño:	80 °F 27 °C
Temperatura de Operación:	70 °F 21 °C
SMYS * Cf (Pipeline) or Allowable Stress (Refinery):	3500 psi
Diámetro Exterior de la Cañería:	12,75 pulg.
Presión de Diseño Interna:	140 psig
Presión de Operación:	90 psig
Vida Deseada de la Reparación:	20 años
Fecha de Instalación / Puesta en Marcha:	1999
Periodo de Uso:	24 años
Tipo de Aislación:	No tiene
Plano de Referencia:	No hay disponible
Protección con Pintura:	Si.

Fuente: Alberto Cornejo, DOSSIER 5 REPARAC. CRITICAS 2021 ACL Rv. 1

Determinar el espesor de pared de evaluación.

$$T_c = T_{nom} - LOSS - FCA$$

$$T_c = 9.5 \text{ [mm]} - 0 - 1$$

$$T_c = 8,5 \text{ [mm]}$$

Obtener máxima profundidad de pérdida de metal por picaduras.

$$W_{max} = 7.5 \text{ [mm]}$$

Determinar el espesor de pared remanente (Rwt)

$$R_{wt} = \left(\frac{t_c + FCA - W_{max}}{t_c} \right)$$

$$R_{wt} = \left(\frac{8.5 + 1 - 7.5}{8.5} \right)$$

$$R_{wt} = 0.23 \text{ [mm]}$$

Se cumple que FFS exige que el $R_{wt} > 0.2$, por ende, se cumple el criterio de evaluación nivel 1.

Siguiendo con la evaluación se debe calcular máxima presión admisible de trabajo (MAWP).

El coeficiente Yb31(coeficiente de espesor de pared) es 0,4 (aceros ferríticos) y el MA es 0, debido a que no se cuenta con uniones roscadas en el componente evaluado.

Efecto de los esfuerzos circunferenciales.

$$MAWP^c = \frac{2 * S * E * (t_c - MA)}{D_0 * 2Y_{B31} * (t_c - MA)}$$

$$MAWP^c = \frac{2 * 17500 * 1 * (8.5 - 0)}{280 - 2 * 0.4 * (8.5 - 0)}$$

$$MAWP^c = 1088.94$$

Efecto esfuerzos longitudinales.

$$MAWP^l = \frac{4 * S * E * (t_c - MA)}{D_0 - 4 * Y_{B31} * (t_c - MA)}$$

$$MAWP^l = \frac{4 * 17500 * 1 * (8.5 - 0)}{280 - 4 * 0.4 * (8.5 - 0)}$$

$$MAWP^l = 2233.48$$

Con ambos resultados se puede entender que el $MAWP = \min(MAWP^c; MAWP^l) = 1088.94$ psi

Se debe seleccionar cuadro comparativo que se acerque más a la superficie dañada, en este caso se tomara el cuadro comparativo 4.

Se calcula el RSF interpolando con la tabla que se encuentra anexa al cuadro comparativo.

$$RSF = (RSF_s - RSF_j) \left(\frac{R_{wt} - R_{wt,s}}{R_{wt,s} - R_{wt,j}} \right) + RSF_j$$

$$RSF = (0.85 - 0.79) \left(\frac{0.26 - 0.4}{0.4 - 0.2} \right) + 0.79$$

$$RSF = 0.81$$

Hallar la máxima presión admisible de trabajo con las siguientes condiciones.

Teniendo en cuenta que el RSFa = 0.9

Si el RSF >- RSFa, entonces MAWP = 1083.24 psi

0.81 >- 0.9, no cumple

Si el RSF < RSFa, hallar la presión máxima de trabajo reducida (MAPWr)

0.81 < 0.9, cumple

Entonces

$$MAPW_r = \frac{RSF}{RSF_a} * MAPW$$

$$MAPW_r = \frac{0.81}{0.9} * 1088.94$$

$$MAPW_r = 980.046 [psi]$$

Se tiene como presión de diseño 140 psi

$$MAPW_r = 980.046 > 140 \text{ psi}$$

Se concluye que el componente puede seguir trabajando con la presión de diseño.

Cálculo de vida remanente

Para el cálculo de vida remanente se debe cumplir con los siguientes criterios del nivel de evaluación 1.

El MAPW o MAPWr > presión de diseño

El Rwt > 0.2

Se determina la futura profundidad de picaduras para diferentes tiempos la cual tiene como resultado una nueva MAPW, con la que se evalúa y verifica la aceptabilidad de la tubería.

$$W_f = W_c + PPR_{prof} * tiempo$$

Con la siguiente tabla se obtiene algunos casos para determinar la velocidad de corrosión dependiendo el ambiente en el que se encuentre.

Tipos de ambientes	Velocidad de corrosión (mm por año)
Ambiente marino	0.504
Ambiente industrial	0.127 – 0.254
Ambiente con precipitaciones moderadas	0.0254 – 0.0762
Ambientes secos	<0.0254

Se selecciona para el caso un ambiente industrial

$$PPR_{prof} = 0.254 \text{ mm/año}$$

Luego tabular según profundidad de picadura y determinar la MAPW para cada supuesto.

Tabla 3 tabulación para determinar W_f y el MAPW.

Máxima profundidad actual	Wc	mm	7.5	7.5	7.627	7.754	7.881	8.008	8.135
Máxima presión de trabajo reducida	MAPW	Psi	980	974	968	962	956	950	944
Espesor remanente	Rwt	mm	0.26	0.25	0.23	0.22	0.20	0.19	0.17
Futura máxima profundidad de picadura	Wf	Mm	7.5	7.627	7.754	7.881	8.008	8.135	8.262
Tiempo transcurrido de la evaluación	T	Años	0 (año actual)	5	10	15	20	25	30

De la anterior tabla se pueden obtener los siguientes gráficos, los cuales representan las presiones involucradas en la tubería.

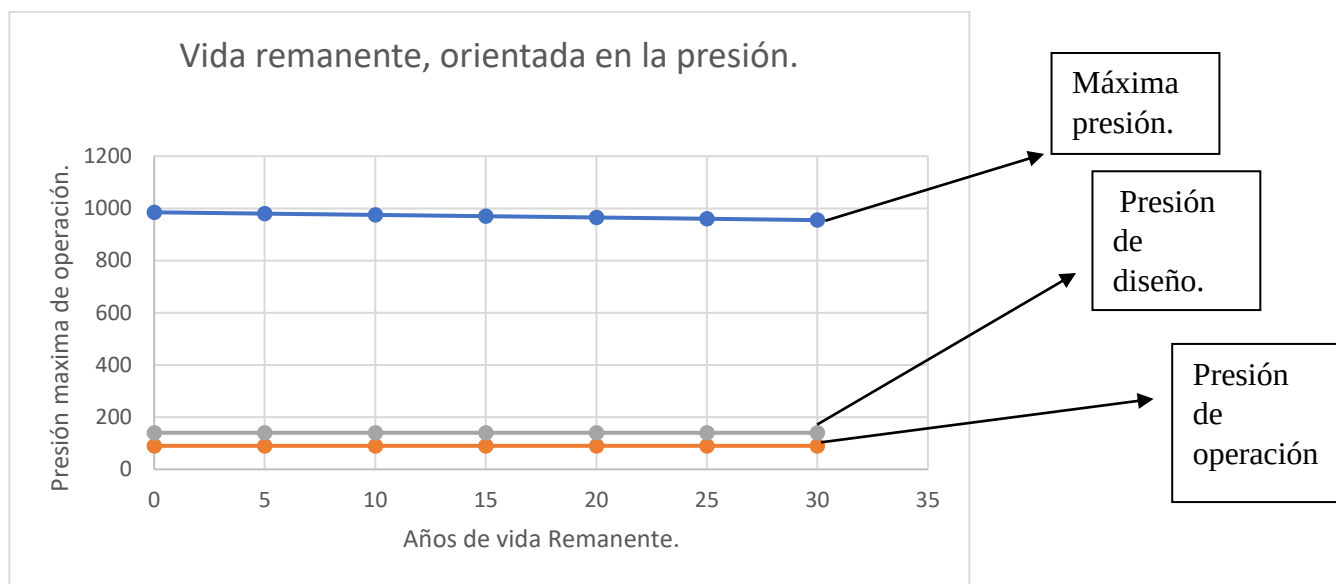


Figura 3.1 Vida remanente de la tubería, orientada a las disminuciones de presión en el tiempo.

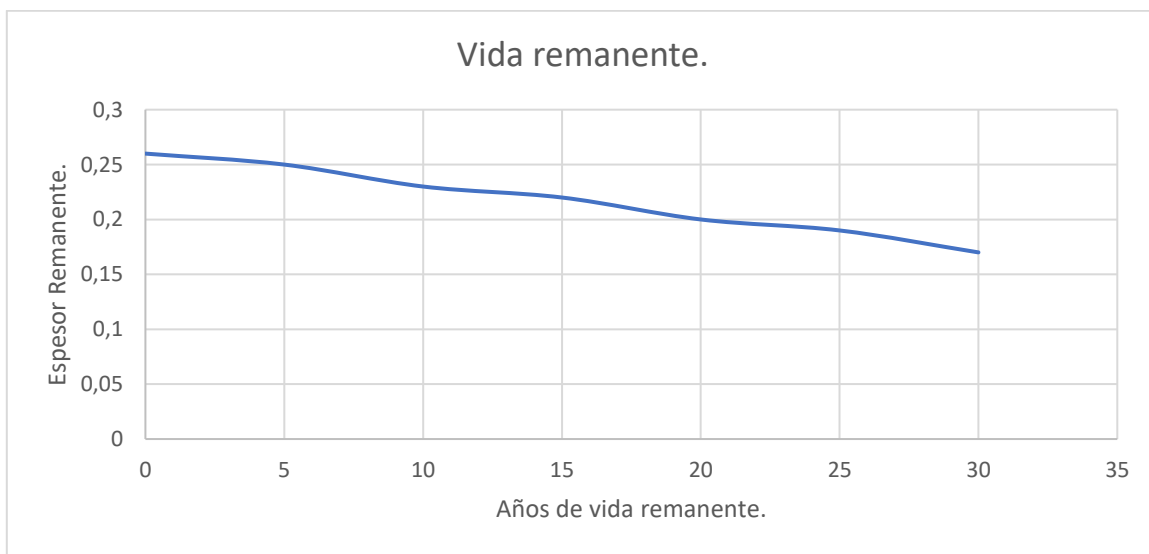


Figura 3.2 Relación tiempo versus vida remanente de la tubería.

El manómetro de la imagen, entrega una lectura actual de presión de operación de descarga de diésel.



Fuente: Puerto de ventanas, Puchuncaví, manómetro, cañería 12" diésel.

Figura 3.3 Presión de operación descarga de diésel PVSA.

3.3 Propuesta de mejora.

Cuando se piensa en una propuesta de mejora, la intención de esta es poder abordar de manera completa todas las condiciones del activo y el futuro que tiene en el largo plazo, una de las temáticas que se deben cuidar a profundidad es la corrosión, debido a que el activo tiene proyección de uso de varios años más, siendo ese el factor principal para invertir en la mantenibilidad de la tubería, los principales cambios y redistribuciones que se deben realizar son:

- PVSA debe contratar un ingeniero de cañerías, que pueda controlar todo el proceso de mantenimiento de la tubería, además de conocer al detalle los agentes externos que pueden dañar el activo, ser un agente controlador.
- Los planes de inspección futuros ya sean semanales, mensuales o anuales deberán replantearse y ocupar nuevos criterios de inspección, la propuesta de mejora para este caso va en destino de mejorar la trazabilidad de las inspecciones o mediciones realizadas con ultrasonido se deberán plasmar en planos isométricos, en la tubería deberán estar identificados, los puntos observados deberán quedar correctamente

ingresados en una planilla que describa con claridad el equipo, su ubicación referencial, fecha, cantidad de mediciones tomadas, equipo de UT usado, calibración y certificados de inspectores.

- Dentro del presupuesto anual para el mantenimiento de las tuberías, se recomienda tener una cuadrilla permanente por lo menos por dos años para poder subsanar todos los temas estéticos, cambio de soportes, instalación de guías, lubricaciones de válvulas, en cotizaciones se refleja el valor de una cuadrilla mensual en \$13.900.000.
- El activo en revisión según cálculos puede seguir operando con la presión de trabajo, sin embargo, se recomienda que, de las últimas mediciones de espesor, dar máximo, 20 años operativos a la tubería y con ello comenzar a pensar en una línea sustituta.
- Se comprende que en caso de tener una auditoria de cumplimientos normativos, en estos momentos PVSA estaría incumpliendo razón que da fuerza a mejorar condiciones que estén sujetas a infracciones.
- Dentro de toda la longitud de la línea se encuentran diversas picaduras que fluctúan dentro de los mismos rangos de profundidades, se recomienda según árbol de decisiones las opciones de reparar, cambiar o jubilar activo, para el caso reparar con compuestos epóxicos externos a la cañería es solución para detener puntos con corrosión y dar un reforzamiento mecánico a la cañería, algunos compuestos utilizados de manera industrial aplicado al pipping es SYNTHO GLASS XT (fibra, resina, compuestos epóxicos).

CONCLUSIÓN.

Tras el análisis se puede deducir que, el activo en evaluación comprende una historia de alrededor de 24 años, en donde se puede apreciar como el tiempo y las condiciones climáticas han logrado reducir la vida útil del activo, desgastar su integridad mecánica, aumentando la incertidumbre, la seguridad del activo y las instalaciones, es por ello que en relación al primer capítulo se ha identificado mediante norma ASME B31.3 la construcción de la cañería y el estado de sus componentes, una pincelada de temas descubiertos que afectan la operación normal de una tubería; Los soportes y juntas de expansión, tienen un aporte positivo en el desplazamiento y dilataciones de la línea cuando estas se encuentran bien mantenidas, para el caso en estudio es un ítem a considerar mejorar, las cuales deben ser atendidas de manera oportuna, los movimientos que genera el muelle son absorbidos por la juntas de expansión y soportes deslizantes es allí la importancia de un buen mantenimiento; La integración de un ingeniero de cañería o inspector, se debe realizar de manera urgente en la planta, se debe generar un nuevo plan de mantenimiento que relacione la ingeniería, la integridad y la ruta crítica de las tuberías; En relación al costo anual de mantenimiento de la línea, cabe una relación, que al aplicar ingeniería y un plan de inspecciones con detalles puede hacer que el plan de mantenimiento se reduzca en costo y suba en calidad.

En relación con el capítulo 2 del presente documento, se evalúa el activo con norma API-570, norma que fue esencial para descubrir nuevos hallazgos, algunas de estas observaciones son: la mantenibilidad de la línea, calidad de inspecciones y principalmente la trazabilidad de las inspecciones; La norma es clara con las responsabilidades de quienes deben estar a cargo de las tuberías de proceso, nombrando cerca de 20 veces al ingeniero de cañerías, dentro las inspecciones que se han evaluado y su trazabilidad se descubrió que los inspectores que tomaban medidas con UT, más las inspecciones visuales no se regían bajo planos isométricos para poder dejar registros de los defectos encontrados, con su ubicación exacta, además no marcaban los CML, por ende se ocupaba mucho el criterio experto, la falta de trazabilidad genero muchas incertidumbres y desacuerdos, por lo cual se instaló otra empresa experta en UT, para generar cruces de mediciones de espesores, generando diferencia en las mediciones, por ende esta norma en mención nos orienta y guía a generar registros de calidad que hagan referencia al equipo en evaluación, ubicación , tamaño del defecto; Buenas inspecciones acompañado de un buen respaldo de registros ayudan al ingeniero a tomar buenas decisiones en cuanto a mantenibilidad, inversión, y cálculos de vida útil.

En relación al capítulo 3, es un capítulo clave en el informe, en él se evalúa la aptitud para el servicio, una condición que reúne un procedimiento y pasos lógicos para determinar si la tubería está en condiciones, una evaluación fitness for service, dentro del procedimiento sus primeros pasos son la recopilación de información de la tubería, inspecciones, años de servicio, tipo de defectos, material de construcción, uso de aislante, presión de operación, con estos datos se puede comenzar a trabajar en los cálculos para obtener máxima presión

de trabajo, vida remanente, pérdida de espesor, evaluación de defectos y lo más importante los criterios de aceptación, un árbol de decisiones, para determinar en base a ecuaciones las condiciones del equipo y como remediar, en el caso del activo y para la presión de trabajo que ocupa la línea, esta puede seguir operando, la recomendación es hacer reparaciones y mejorar esquema de protección, pensando en el largo plazo.

En respuesta del objetivo general, se resuelve que al aplicar estas tres normas y siguiendo un procedimiento de actividades lógicas, se logra evaluar un activo desde la parte organizacional, hasta la parte mecánica o integral del activo, en el contexto general se comprende el cumplimiento normativo, una guía de cómo mantener los activos dentro de protocolos y márgenes seguros, esta evaluación realizada no es satisfactoria debido a que se han levantado muchos puntos de mejora, el documento en relación tiene sentido aplicarlo como una base para cuando se genere una próxima evaluación tan profunda y completa, donde poder comparar y tomar puntos de mejora que fueron resueltos, mediante la presente se logra realizar una vista superior de la realidad de un activo, en donde se fue de lo más cotidiano a lo más detallado.

BIBLIOGRAFÍA.

Puerto de ventana: Nuestra historia

<https://puertoventanas.cl/nuestra-empresa/>

Sitio oficial de normas ASME.

<https://www.asme.org/codes-standards/about-standards/history-of-asme-standards>

Sitio oficial de normas API.

<https://www.api.org/products-and-services/es/standards>

Infocorrosión, detalle técnico.

<https://www.infocorrosion.com/index.php/infocorrosion-vip/infocorrosion-recomienda/item/1034-corrosion-en-uniones-soldadas#:~:text=No%20debe%20sorprender%2C%20por%20tanto,exteriores%20que%20las%20tensiones%20internas.>

Luis pinto, empresa CATOX, 2021.

INFORME DE INSPECCION DE MEDICIONES DE ESPESOR CON ULTRASONIDO.

Sergio Hodar Alba, PVSA. 2023.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO LÍNEAS DE TRASIEGOS - Año 2023

Ignacio Orellana, empresa CGA servicios industriales, 2020.

Reporte técnico INF. 006 CGA

Diario sustentable, Rubio, María Angelica, 2016.

<https://repositorio.uc.cl/handle/11534/11498>, Vera, R; Puentes, M; Araya, R; Rojas, P; Carvajal, A, 2012.

Reporte de mantenimiento líneas de combustible, departamento de mantenimiento, 2019, 2021.

Alberto Cornejo, DOSSIER 5 REPARAC. CRITICAS 2021 ACL Rv. 1