

EVALUACIÓN DEL EFECTO QUE PRESENTAN LOS DAÑOS POR DETERIORO A LA INTEGRIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS POR MEDIO DE TÉCNICAS DE MEDICIÓN POR FOTOGRAMETRÍA Y LASER EN BASE A LA NORMA API 579/ASME FFS-1.

JOHAN ANDRES PINEDA MOSQUERA  
WILDER FAIR MORATO CUBILLOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA

2024

EVALUACIÓN DEL EFECTO QUE PRESENTAN LOS DAÑOS POR DETERIORO A LA INTEGRIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS POR MEDIO DE TÉCNICAS DE MEDICIÓN POR FOTOGRAMETRÍA Y LASER EN BASE A LA NORMA API 579/ASME FFS-1.

JOHAN ANDRES PINEDA MOSQUERA  
WILDER FAIR MORATO CUBILLOS

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Director  
Isnardo Gonzalez Jaimes  
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA  
2024

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	12
1. EL PROBLEMA DE LAS TUBERIAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	13
2. OBJETIVOS .....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....	16
3.1 GASEODUCTOS Y TUBERÍAS API 5L Gr B .....	16
3.2 FOTOGRAMETRÍA Y MEDICIÓN POR LÁSER .....	19
3.2.1 Fotogrametría.....	19
3.2.2 Medición por láser. ....	19
3.2.3 Triangulación.....	20
3.3 MODELADO CAD Y ÁNALISIS POR ELEMENTOS FINITOS .....	21
3.3.1 Modelado CAD (Diseño asistido por ordenador). ....	21
3.3.2 Análisis por Elementos Finitos. ....	21
3.3.3 Ansys.....	22
3.3.3.1 Análisis no lineal.....	23
3.4 CORROSIÓN .....	24
3.4.1 Definición y tipos de corrosión.....	24
3.4.2 Factores que influyen en la corrosión externa.....	25
3.4.3 La prevención de la corrosión. ....	26
3.5 NORMA API 579-1/ASME FFS-1 Y PCC-2 2015 .....	27
3.5.1 Norma API 579-1/ASME FFS-1.....	27
3.5.2 Evaluación FFS nivel 3 de corrosión externa. ....	28
3.5.3 Modos de falla. ....	29
3.5.3.1 Colapso plástico. ....	29
3.5.3.2 Falla local. ....	30

3.5.3.3 Análisis de fatiga. ....	30
3.5.4 Modelo de cargas. ....	32
3.5.5 Modulo tangente. ....	33
3.6 NORMA ASME PCC-2 2015 .....	37
3.6.1 Reparación de corrosión por picadura en tuberías de gaseoductos. ....	39
3.6.1.1 Requisitos de reparación. ....	39
3.6.1.2 Tipos de reparación. ....	39
3.6.1.3 Procedimiento de reparación. ....	39
4. METODOLOGÍA .....	41
4.1 INSPECCIÓN DETALLADA DE LA TUBERÍA .....	41
4.1.1 Localización del daño. ....	41
4.1.2 Adecuación de la tubería. ....	43
4.1.3 Calibración y medición con HandySCAN 3D. ....	43
4.1.4 Medición con HandySCAN 3D. ....	47
4.2 ANÁLISIS DE DATOS .....	48
4.2.1 Limpieza de malla obtenida utilizando VX integrity. ....	48
4.2.2 Ingeniería inversa. ....	51
4.2.3 Análisis por elementos finitos. ....	57
4.2.4 Evaluación colapso elasto-plástico. ....	57
4.2.5 Evaluación falla local. ....	63
4.2.6 Análisis por fatiga. ....	66
4.3 CÁLCULO DE LA VIDA RESIDUAL DE LA TUBERÍA .....	70
4.3.1 Cálculo del espesor de pared mínimo requerido. ....	71
4.3.2 Determinación de la vida útil remanente. ....	72
4.3.3 Evaluación de la presión de diseño. ....	72
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	75
5.1 INSPECCIÓN DETALLADA DE LA TUBERÍA .....	75
5.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS Y MODELADO POR ELEMENTOS FINITOS .....	76
5.2.1 Convergencia de la malla. ....	76
5.2.2 Análisis por colapso plástico. ....	76

5.2.2.1 Primer análisis por colapso plástico. ....	76
5.2.2.2 Segundo análisis por colapso plástico.....	78
5.2.3 Análisis por falla local.....	80
5.2.4 Análisis por fatiga. ....	84
5.3 CÁLCULO DE LA VIDA RESIDUAL Y EVALUACIÓN DE SEGURIDAD .....	87
5.3.1 Análisis por esfuerzo y análisis por vida residual .....	88
5.4 ACCIONES PARA RESTAURAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA .....	89
5.4.1 Camisa tipo B ASME PCC. ....	89
5.4.2 Cambios en las condiciones de operación. ....	91
5.4.3 Cambio de la sección de tubería afectada. ....	91
6. CONCLUSIONES .....	93
BIBLIOGRAFÍA .....	95
ANEXOS .....	98

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Tubería con corrosión .....	13
Figura 2. Nodos.....	24
Figura 3. Propiedades de API 5L grado B ANSYS.....	37
Figura 4. Grieta producida por corrosión.....	42
Figura 5. Inspección de la tubería.....	42
Figura 6. Placa de calibración.....	45
Figura 7. Ventana principal y opción de calibración.....	45
Figura 8. Posición inicial de calibración.....	46
Figura 9. Modo de calibración.....	46
Figura 10. Guardado de calibración.....	47
Figura 11. Inicio proceso de escaneo.....	47
Figura 12. Tubería escaneada.....	48
Figura 13. Limpieza del ruido en la malla.....	49
Figura 14. Corrección de errores geométricos.....	50
Figura 15. Dimensiones de la tubería.....	51
Figura 16. Sólido de la tubería.....	52
Figura 17. Superficie de la tubería.....	53
Figura 18. Desniveles de la tubería.....	53
Figura 19. Geometría transversal.....	54
Figura 20. Tubería como sólido.....	55
Figura 21. Malla a partir del CAD, ANSYS.....	56
Figura 22. Estadísticas de los nodos y elementos, ANSYS.....	56
Figura 23. Modelos de carga, colapso plástico.....	63
Figura 24. Modelos de carga, falla local.....	64
Figura 25. Histograma ciclos de presión.....	66
Figura 26. Modelos de carga, fatiga.....	69

Figura 27. Detalle de la tubería con nivel de corrosión. ....	75
Figura 28. Resultado por colapso plástico primer análisis esfuerzos Von misses.....	77
Figura 29. Grafica de convergencia primer análisis. ....	78
Figura 30. Resultado por colapso plástico segundo análisis esfuerzos Von misses. ....	79
Figura 31. Grafica de convergencia segundo análisis.....	79
Figura 32. Falla local análisis esfuerzos Von misses. ....	81
Figura 33. Grafica deformación plástica falla local. ....	81
Figura 34. Lugares propensos a la deformación plástica. ....	82
Figura 35. Esfuerzos principales ANSYS. ....	82
Figura 36. Grafica strain vs ciclos. ....	85
Figura 37. Grafica stress vs ciclos.....	85
Figura 38. Daño acumulado en la tubería por fatiga. ....	86
Figura 39. Vida residual de la tubería en ciclos de trabajo. ....	87
Figura 40. Complejidad y conservatismo de las normas. ....	89
Figura 41. Ejemplo camisa según ASME PCC.....	91

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades químicas de la tubería API 5L Gr B. ....	18
Tabla 2. Propiedades físicas de la tubería API 5L Gr B. ....	18
Tabla 3. Parámetros modulo tangente. ....	36
Tabla 4. Ecuaciones análisis elasto-plástico ....	57
Tabla 5. Factor de corrección.....	58
Tabla 6. Calculo carga muerta. ....	59
Tabla 7. Calculo carga estática del producto(gas). ....	59
Tabla 8. Modulo tangente.....	60
Tabla 9. Cargas en análisis elasto plástico. ....	62
Tabla 10. Cargas calculadas, falla local. ....	64
Tabla 11. API 579 Fatiga.....	67
Tabla 12. Parámetros fatiga. ....	68
Tabla 13. Ciclos de presión, fatiga. ....	69
Tabla 14. Coeficiente Y según el tipo de material. ....	72
Tabla 15. Factor de seguridad MAWP ....	74
Tabla 16. Variación de la presión según la precisión de la malla.....	76
Tabla 17. Evaluación de aceptación.....	84
Tabla 18. Cálculos vida residual.....	88

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Catalogo del equipo HandySCAN3D. ....	99
Anexo B. Factor de corrección. ....	103
Anexo C. ASME VIII D2 tabla 5.7. ....	105
Anexo D. Espesor mínimo según API 574. ....	106

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL EFECTO QUE PRESENTAN LOS DAÑOS POR DETERIORO A LA INTEGRIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS POR MEDIO DE TÉCNICAS DE MEDICIÓN POR FOTOGRAMETRÍA Y LASER EN BASE A LA NORMA API 579/ASME FFS-1\*

**AUTOR:** JOHAN ANDRES PINEDA MOSQUERA, WILDER FAIR MORATO CUBILLOS.\*\*

**PALABRAS CLAVE:** TUBERÍA, CORROSIÓN, ESCANEADO 3D, NORMA API 579, ANÁLISIS ESTRUCTURAL, RECOMENDACIONES DE REPARACIÓN.

**DESCRIPCIÓN:** Este proyecto de grado se centra en la evaluación detallada de una tubería de acero API 5L Grado B afectada por corrosión, utilizando tecnologías avanzadas de escaneo 3D. El escaneo se llevó a cabo con el equipo Handy Scan3D, que integra fotogrametría y láser para obtener una representación tridimensional precisa de la tubería.

Siguiendo los lineamientos de la norma API 579 Nivel 3, se realizaron análisis exhaustivos mediante Ansys, abordando tres criterios cruciales: colapso elasto plástico, análisis por falla local y análisis por fatiga. Estos criterios permitieron evaluar la integridad estructural de la tubería en condiciones afectadas por corrosión. Los resultados obtenidos de las simulaciones y análisis indican que la tubería presenta ciertos riesgos en relación con el colapso elasto plástico y la fatiga. Sin embargo, mediante la aplicación de las recomendaciones proporcionadas por la norma API 579, se logró determinar si la tubería es apta para su funcionamiento continuo.

Finalmente, basándose en los hallazgos, se presentan una serie de recomendaciones específicas para la reparación de la tubería. Estas recomendaciones se enfocan en mitigar los riesgos identificados durante el análisis, asegurando la seguridad y la eficiencia operativa a largo plazo de la infraestructura. Este trabajo no solo contribuye al entendimiento de las estructuras afectadas por corrosión, sino que también proporciona orientación práctica para la toma de decisiones informadas en el mantenimiento y reparación de activos críticos.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Físico-mecánicas. Escuela de ingeniería Mecánica. Ingeniería Mecánica. Director: Isnardo Gonzalez Jaimes.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE EFFECT OF DAMAGE CAUSED BY DETERIORATION ON THE INTEGRITY OF STATIC EQUIPMENT USING PHOTOGRAMMETRY AND LASER MEASUREMENT TECHNIQUES BASED ON API 579/ASME FFS-1\*

**AUTHOR:** JOHAN ANDRES PINEDA MOSQUERA, WILDER FAIR MORATO CUBILLOS\*\*

**KEY WORDS:** PIPE, CORROSION, 3D SCANNING, API 579 STANDARD, STRUCTURAL ANALYSIS, REPAIR RECOMMENDATIONS.

**DESCRIPTION:** This undergraduate project focuses on the detailed evaluation of a corroded API 5L Grade B steel pipe using advanced 3D scanning technologies. The scan was performed with the Handy Scan3D system, which integrates photogrammetry and laser to obtain a precise three-dimensional representation of the pipe.

Following the guidelines of API 579 Level 3, comprehensive analyses were conducted using Ansys, addressing three critical criteria: elastic-plastic collapse, local failure analysis, and fatigue analysis. These criteria allowed the structural integrity of the pipe to be assessed in corroded conditions.

The results obtained from the simulations and analyses indicate that the pipe presents certain risks with respect to elastic-plastic collapse and fatigue. However, by applying the recommendations provided by API 579, it was possible to determine whether the pipe is fit for continued operation.

Finally, based on the findings, a series of specific recommendations for the repair of the pipe are presented. These recommendations focus on mitigating the risks identified during the analysis, ensuring the long-term safety and operational efficiency of the infrastructure. This work not only contributes to the understanding of corroded structures, but also provides practical guidance for informed decision-making in the maintenance and repair of critical assets.

---

\*Degree work

\*\* Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Mechanical Engineering. Director: Isnardo Gonzalez Jaimes.

## INTRODUCCIÓN

Las tuberías de gas natural son la columna vertebral de la industria energética. Transportan el combustible que alimenta nuestros hogares, empresas y vehículos. Sin embargo, estas tuberías están expuestas a una serie de factores que pueden debilitarlas y provocar fallas catastróficas.

El deterioro y las fallas en las tuberías de gas natural pueden tener graves consecuencias, como la interrupción del suministro de gas, accidentes y pérdidas económicas. Por ello, es esencial realizar evaluaciones periódicas de la integridad estructural de estas tuberías para garantizar su seguridad y confiabilidad.

Este proyecto es una iniciativa de la industria del gas natural para desarrollar un enfoque integral para la evaluación de la integridad estructural de las tuberías. El objetivo es evaluar la integridad estructural del equipo enfocados en tuberías, utilizando la técnica de medición por fotogrametría y laser, y determinar por medio de la norma API-579/ ASME FFS-1 si es apto o no, para seguir en operación.

## 1. EL PROBLEMA DE LAS TUBERIAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

En el sector de la industria petrolera, las tuberías son un elemento crucial en la cadena de suministro. Estas tuberías están expuestas a diversas condiciones operativas y ambientales, lo que puede provocar su deterioro y fallas en su integridad estructural. En particular, la corrosión es uno de los principales problemas que afectan a estas tuberías (ver Figura 1.), debido a la exposición a la humedad y otros agentes ambientales.

Figura 1. Tubería con corrosión



En el caso de las tuberías que transportan gas de diámetro 6" y fabricadas con API 5L Gr B (ver sección 3.1), al ser el gas una sustancia muy reactiva, con temperatura de ignición de 482 a 692 Celsius, es importante llevar a cabo evaluaciones periódicas de su integridad estructural debido al riesgo en caso de fallas. Es necesario desarrollar metodologías y tecnologías que permitan una evaluación precisa y eficiente de la integridad estructural de estas tuberías a un costo accesible para las empresas de la industria petrolera.

Para garantizar la seguridad operativa y la continuidad del suministro de petróleo, es necesario llevar a cabo inspecciones y evaluaciones periódicas.

En este sentido, el uso de técnicas de inspección no destructiva, como el escaneo, se ha convertido en una herramienta valiosa para la medición de la corrosión y otros defectos que pueden afectar la integridad de las tuberías.

Sin embargo, en la actualidad, existen limitaciones en la aplicación de técnicas de escaneo en tuberías de gran diámetro y en áreas de difícil acceso. Además, el costo y la complejidad de estas técnicas pueden resultar prohibitivos para algunas empresas. Por lo tanto, es necesario desarrollar metodologías y tecnologías que permitan una evaluación precisa y eficiente de la integridad estructural de las tuberías y que sean accesibles y rentables para las empresas de la industria petrolera.

En este contexto, el presente trabajo busca abordar el problema de la evaluación de la integridad estructural de las tuberías utilizadas en el transporte de gas, específicamente en relación con la medición de la corrosión a través del uso de técnicas de escaneo por láser y fotogrametría. Se pretende desarrollar un enfoque integral que permita optimizar la evaluación de la condición de las tuberías y reducir el riesgo de fallas y accidentes en la industria petrolera.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la integridad estructural del equipo enfocados en tuberías, utilizando la técnica de medición por fotogrametría y laser, y determinar por medio de la norma API-579/ ASME FFS-1 si es apto para seguir en operación.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar una inspección detallada a una tubería de 6" de diámetro con 2.6 metros de longitud utilizada en gaseoductos de tipo API 5L Gr B, para identificar los daños o deterioros que afectan su integridad por medio de técnicas de fotogrametría y medición por láser.
- Realizar un modelo CAD que permita por medio de elementos finitos determinar el comportamiento del equipo con el daño identificado para evaluarlo teniendo como referencia el esfuerzo de fluencia.
- Calcular la vida residual de la tubería para poder determinar si puede seguir operando a las mismas condiciones o si deben cambiar las condiciones de operación, según la norma API 579-1/ASME FFS-1.
- Interpretar los resultados de la evaluación y análisis utilizando la norma API 579-1/ASME FFS-1 para determinar si el equipo cumple con las condiciones de seguridad requeridas para seguir en operación.
- Proponer las recomendaciones y acciones necesarias para restaurar la integridad del equipo si no cumple con las condiciones de seguridad requeridas, según la norma ASME PCC-2 2015.

### 3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En el presente proyecto, se aborda la evaluación detallada de una tubería específica utilizada en gaseoductos de tipo Schedule 40, y material API 5L Gr B, con una presión de operación de 1330 psi. Para lograrlo, se emplearán técnicas de fotogrametría y medición por láser, permitiendo la identificación y caracterización precisa de los daños o deterioros presentes en la estructura de la tubería. Esta información constituirá la base para un análisis más profundo a través de un modelo CAD, el cual permitirá determinar el comportamiento del equipo con el daño identificado, poniendo especial atención en el esfuerzo último de rotura. A continuación, se mencionarán algunos fundamentos teóricos que se usarán a lo largo de este proyecto.

#### 3.1 GASEODUCTOS Y TUBERÍAS API 5L Gr B

Los gaseoductos son sistemas de tuberías de acero que transportan gas natural a largas distancias de manera eficiente y segura. Conectan las áreas de producción con los centros de consumo, contribuyendo a suministrar energía limpia y confiable a ciudades, industrias y centrales eléctricas. Estas infraestructuras son esenciales para el transporte económico de grandes volúmenes de gas y reducen las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con otras formas de transporte de gas. Además, se utilizan tecnologías avanzadas para el monitoreo y la detección de fugas, garantizando su funcionamiento seguro y continuo.

**3.1.1 Tuberías API 5L Gr B.** En los gaseoductos, las tuberías fabricadas con el acero API 5L Gr B son elementos de suma importancia en la industria del transporte de hidrocarburos y gases. Estas tuberías se utilizan para el transporte seguro y eficiente de petróleo, gas natural y agua. El acero API 5L Gr B es un tipo de acero de alta calidad diseñado específicamente para aplicaciones de transporte de fluidos a alta presión y temperatura; (ver tabla 2).

El acero API 5L Gr B es conocido por sus propiedades mecánicas superiores, como alta resistencia a la tracción y buena tenacidad a bajas temperaturas, lo que lo convierte en una elección popular para aplicaciones de gaseoductos<sup>1</sup>. La norma API 5L, desarrollada por el American Petroleum Institute (API), establece los requisitos para el diseño, fabricación y pruebas de tuberías de acero utilizadas en el transporte de hidrocarburos y gases (ver tabla 1).

Los gaseoductos son sistemas complejos que incluyen diferentes componentes, como válvulas, compresores y estaciones de medición, pero la tubería es el elemento principal de la infraestructura<sup>2</sup>. Estos sistemas están diseñados para transportar grandes volúmenes de gas de manera eficiente y segura a través de largas distancias.

El mantenimiento y la integridad de las tuberías de gaseoductos son temas cruciales. El envejecimiento y la corrosión son factores importantes que afectan la integridad de las tuberías<sup>3</sup>. Por lo tanto, se requiere una evaluación regular de la condición de las tuberías y una inspección detallada para identificar daños y deterioros que puedan poner en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema.

---

<sup>1</sup> Jackson, C., & Roberts, R. The use of API 5L Gr B steel in natural gas pipelines. *Pipeline and Gas Journal*, 2019. p. 56-60.

<sup>2</sup> Macdonald, A., & Bianco, V. The role of pipelines in the energy market. *Energy Policy*, 2018. p. 133-139.

<sup>3</sup> Yu, H., Zhang, C., & Wang, Y. Integrity assessment of pipelines: A review. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 2017. p. 8.

Tabla 1. Propiedades químicas de la tubería API 5L Gr B.

36

API SPECIFICATION 5L

Table 2A—PSL 1 Chemical Requirements for Heat and Product Analyses by Percentage of Weight							
(1)	(2)	(3)	(4)		(5)	(6)	(7)
Grade & Class	Carbon, Maximum <sup>a</sup>	Manganese, Maximum <sup>a</sup>	Phosphorus		Sulfur, Maximum	Titanium, Maximum	Other
			Minimum	Maximum			
Seamless							
A25, Cl I	0.21	0.60		0.030	0.030		
A25, Cl II	0.21	0.60	0.045	0.080	0.030		
A	0.22	0.90		0.030	0.030		
B	0.28	1.20		0.030	0.030	0.04	b, c, d
X42	0.28	1.30		0.030	0.030	0.04	c, d
X46, X52, X56	0.28	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X60 <sup>f</sup>	0.28	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X65 <sup>f</sup> , X70 <sup>f</sup>	0.28	1.40		0.030	0.030	0.06	c, d
Welded							
A25, Cl I	0.21	0.60		0.030	0.030		
A25, Cl II	0.21	0.60	0.045	0.080	0.030		
A	0.22	0.90		0.030	0.030		
B	0.26	1.20		0.030	0.030	0.04	b, c, d
X42	0.26	1.30		0.030	0.030	0.04	c, d
X46, X52, X56	0.26	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X60 <sup>f</sup>	0.26	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X65 <sup>f</sup>	0.26	1.45		0.030	0.030	0.06	c, d
X70 <sup>f</sup>	0.26	1.65		0.030	0.030	0.06	c, d

Fuente: American Petroleum Institute (API) 5L Specification for Line Pipe

Tabla 2. Propiedades físicas de la tubería API 5L Gr B.

SPECIFICATION FOR LINE PIPE

Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1					
(1)	(2)		(3)		(4)
Grade	Yield Strength, Minimum		Ultimate Tensile Strength, Minimum		Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	
A25	25,000	(172)	45,000	(310)	a
A	30,000	(207)	48,000	(331)	a
B	35,000	(241)	60,000	(414)	a
X42	42,000	(290)	60,000	(414)	a
X46	46,000	(317)	63,000	(434)	a
X52	52,000	(359)	66,000	(455)	a
X56	56,000	(386)	71,000	(490)	a
X60	60,000	(414)	75,000	(517)	a
X65	65,000	(448)	77,000	(531)	a
X70	70,000	(483)	82,000	(565)	a

Fuente: American Petroleum Institute (API) 5L Specification for Line Pipe

## 3.2 FOTOGRAMETRÍA Y MEDICIÓN POR LÁSER

La fotogrametría y la medición por láser son técnicas avanzadas utilizadas en diversas industrias para obtener mediciones precisas y detalladas de objetos y superficies. Ambas técnicas ofrecen una gran ventaja en la obtención de datos tridimensionales de alta precisión sin contacto físico directo con el objeto de estudio. A continuación, se presenta una breve explicación teórica de cada una de estas técnicas, citando a algunos autores relevantes.

**3.2.1 Fotogrametría.** La fotogrametría es una técnica que se basa en la toma y análisis de imágenes fotográficas para obtener mediciones precisas de objetos y superficies. Se utilizan cámaras fotográficas para capturar imágenes desde diferentes ángulos y posiciones. Luego, estas imágenes se procesan y se realiza un análisis de triangulación para obtener información tridimensional del objeto. La fotogrametría se aplica en campos como la topografía, la arquitectura, la ingeniería civil y la inspección de estructuras.

La fotogrametría digital ha evolucionado rápidamente gracias al uso de cámaras digitales y software de procesamiento de imágenes<sup>4</sup>. Los avances en la tecnología de imágenes digitales han permitido obtener mediciones más precisas y detalladas en un tiempo más corto.

**3.2.2 Medición por láser.** La medición por láser, también conocida como escaneo láser o escaneo láser 3D, es una técnica que utiliza un dispositivo láser para emitir pulsos de luz que escanean el objeto de estudio y registran la distancia entre el escáner y el punto de la superficie. Estos datos se recopilan rápidamente y se utilizan para construir una nube de puntos tridimensional que representa la forma y la geometría del objeto. Esta nube de puntos se puede utilizar para crear modelos tridimensionales y realizar mediciones precisas.

---

<sup>4</sup> Kersten, D., & Lindstaedt, M. Photogrammetry: From a manual to a digital process. Photogrammetric Engineering and Remote Sensing, 2019. p. 15.

El escaneo láser 3D se ha convertido en una técnica ampliamente utilizada en aplicaciones de ingeniería, arquitectura, geodesia y otros campos<sup>5</sup>. Su capacidad para capturar grandes áreas y detalles finos con alta precisión ha hecho que sea una herramienta valiosa en la documentación y evaluación de objetos y estructuras.

Ambas técnicas, la fotogrametría y la medición por láser, han demostrado ser fundamentales en la adquisición de datos tridimensionales precisos y detallados en diversos campos de la ciencia y la industria. Su uso ha facilitado la generación de modelos CAD, la inspección de estructuras, la documentación de patrimonio arquitectónico y la planificación de proyectos, entre otras aplicaciones. La combinación de estas técnicas puede proporcionar una valiosa información para el proyecto de evaluación y análisis de la integridad estructural de la tubería utilizada en gaseoductos.

**3.2.3 Triangulación.** La triangulación es una técnica de medición que se utiliza para determinar la posición de un punto a partir de las medidas de tres o más puntos conocidos. En el caso del HandySCAN 3D, la triangulación se utiliza para determinar la posición de los puntos de una nube de puntos 3D.

El HandySCAN 3D utiliza un láser para generar una serie de líneas láser. Una cámara captura las reflexiones de estas líneas láser en la superficie del objeto que se está escaneando. La triangulación se utiliza para calcular la distancia entre el láser y el punto de reflexión de cada línea láser.

Para determinar la posición de un punto, el HandySCAN 3D utiliza al menos tres líneas láser. Las distancias a los puntos de reflexión de estas líneas láser se utilizan para calcular las coordenadas del punto en un sistema de coordenadas 3D.

En el caso específico del HandySCAN 3D, la triangulación se utiliza para generar una nube de puntos 3D con una resolución de hasta 0,025 mm. Esto permite obtener

---

<sup>5</sup> Vosselman, G., & Maas, H. 3D laser scanning: A review. ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing, 2010. p. 14.

mediciones precisas de la geometría de objetos complejos, como tuberías, piezas mecánicas y estructuras arquitectónicas.

### **3.3 MODELADO CAD Y ANÁLISIS POR ELEMENTOS FINITOS**

El modelado CAE (Computer-Aided Design) y el análisis por elementos finitos son dos técnicas fundamentales en la ingeniería y el diseño de estructuras. Ambas se utilizan para evaluar y simular el comportamiento de objetos y componentes bajo diferentes condiciones de carga y operación. A continuación, se presenta una explicación teórica sobre cada una de estas técnicas, citando a algunos autores relevantes.

**3.3.1 Modelado CAD (Diseño asistido por ordenador).** El modelado CAD es un proceso que utiliza software especializado para crear modelos virtuales tridimensionales de objetos o sistemas. Estos modelos digitales contienen información detallada sobre la geometría, dimensiones y propiedades de los componentes. El modelado CAD es ampliamente utilizado en ingeniería, arquitectura, diseño industrial y otras disciplinas para visualizar y diseñar productos y estructuras antes de su construcción física.

El modelado CAD ha revolucionado el proceso de diseño y ha permitido una mayor eficiencia y precisión en la creación de prototipos y productos finales<sup>6</sup>. La capacidad de realizar modificaciones rápidas y detectar problemas potenciales en la fase de diseño ha mejorado significativamente la productividad y la calidad de los proyectos de ingeniería y diseño.

**3.3.2 Análisis por Elementos Finitos.** El análisis por elementos finitos es una técnica numérica utilizada para resolver problemas de ingeniería y ciencias aplicadas. Se divide un objeto complejo en elementos más pequeños y se aplican ecuaciones matemáticas para describir el comportamiento mecánico de cada elemento. Luego, se resuelven estas

---

<sup>6</sup> Hwang, S., & Benedetti, M. CAD modeling: A revolution in the design process. Journal of Engineering Design, 2018. p. 1-15.

ecuaciones para obtener el comportamiento global del objeto bajo diferentes condiciones de carga y restricciones.

El análisis por elementos finitos es una herramienta poderosa para evaluar el comportamiento estructural de componentes y sistemas complejos<sup>7</sup>. Ha demostrado ser útil en áreas como la ingeniería civil, aeroespacial, mecánica y biomédica, donde se utilizan para simular y optimizar diseños, predecir la resistencia de materiales y evaluar la integridad estructural.

La combinación del modelado CAD y el análisis por elementos finitos es ampliamente utilizada en la ingeniería y el diseño de productos y estructuras. El modelado CAD proporciona una representación precisa y detallada de los objetos, mientras que el análisis por elementos finitos permite evaluar su comportamiento y rendimiento bajo diferentes condiciones de carga, lo que permite tomar decisiones informadas en el proceso de diseño y optimización.

**3.3.3 Ansys.** Es un software de análisis por elementos finitos (FEA) que se utiliza para simular el comportamiento de estructuras y componentes<sup>8</sup>. ANSYS es una herramienta poderosa que se puede utilizar para resolver una amplia gama de problemas.

El software ANSYS permite a los ingenieros realizar análisis detallados de elementos finitos en sistemas de tuberías, considerando aspectos cruciales como la resistencia mecánica, la deformación, las tensiones, y las vibraciones<sup>9</sup>. Al abarcar todas las partes de la tubería, incluyendo juntas, soportes, conexiones y bridas, el software proporciona una visión completa del comportamiento de la estructura en condiciones estáticas y dinámicas.

---

<sup>7</sup> Zienkiewicz, O. C., y Taylor, J. E. The finite element method: Its basis and fundamentals. Butterworth-Heinemann, 2005. p. 1.

<sup>8</sup> "ANSYS: Análisis por elementos finitos". ANSYS [página web]. [Consultado el 3, agosto, 2023]. Disponible en: <<https://www.ansys.com/>>.

<sup>9</sup> Bathe, K. J. Finite Element Procedures. Prentice Hall, 1996. p. 15.

En la fase de modelado, ANSYS ofrece una amplia gama de herramientas que facilitan la representación precisa de la tubería y sus componentes<sup>10</sup>. Los ingenieros pueden definir propiedades de los materiales, características geométricas y condiciones de carga específicas para replicar situaciones reales con gran exactitud.

Además, ANSYS permite la simulación de diferentes escenarios de operación, incluyendo variaciones de presión interna, temperaturas extremas y flujos de fluidos, lo que permite evaluar el comportamiento de la tubería bajo condiciones diversas y predecir su desempeño en situaciones adversas o de alta demanda.

Una de las ventajas clave de ANSYS es su capacidad para realizar análisis de fatiga y durabilidad<sup>11</sup>. Los ingenieros pueden evaluar la vida útil de la tubería en operaciones sometidas a cargas cíclicas y prolongadas, lo que resulta crítico para garantizar la seguridad y confiabilidad a lo largo del tiempo.

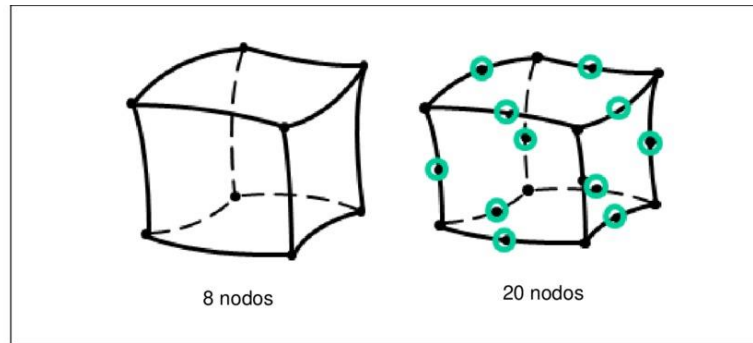
**3.3.3.1 Análisis no lineal.** ANSYS emplea dos tipos de análisis, lineales y no lineales. En cuanto a las deformaciones, los análisis lineales proporcionan una mayor precisión. En la figura 2 se observan dos cubos, donde el análisis lineal utiliza 8 nodos y el no lineal utiliza 20. Las esquinas de los cubos corresponden a los nodos, y las intersecciones se denominan puntos de intersección.

---

<sup>10</sup> Oñate, E. Structural analysis with the finite element method. Springer Science & Business Media, 2013. p. 3.

<sup>11</sup> Smith, J. ANSYS: Un software de análisis por elementos finitos (FEA) para ingenieros y diseñadores. Journal of Engineering, 2023. p. 2.

Figura 2. Nodos.



Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-515-Hexaedros-de-8-y-20-nodos-Fuente-Ansys-2009\\_fig19\\_332275800](https://www.researchgate.net/figure/Figura-515-Hexaedros-de-8-y-20-nodos-Fuente-Ansys-2009_fig19_332275800)

### 3.4 CORROSIÓN

La corrosión es un proceso de deterioro de un material por reacción química o electroquímica con su entorno. En el caso de las tuberías de gaseoductos, la corrosión externa puede causar daños importantes, como fugas, pérdida de presión y reducción de la vida útil de la tubería.

**3.4.1 Definición y tipos de corrosión.** La corrosión se puede definir como la pérdida de material de un objeto debido a una reacción química o electroquímica con su entorno<sup>12</sup>. Los tipos de corrosión más comunes en tuberías de gaseoductos son:

---

<sup>12</sup>"Experimento de corrosión de varillas". STUDOCU [página web]. [Consultado el 5, octubre, 2023]. Disponible en:<<https://www.studocu.com/es-mx/document/instituto-tecnologico-de-la-laguna/quimica-analitica/experimento-de-corrosion-de-varillas/13155747>>.

- **Corrosión por contacto con el suelo:** Este tipo de corrosión se produce cuando la tubería entra en contacto con el suelo, que puede contener agentes corrosivos como sales, ácidos y bases<sup>13</sup>.
- **Corrosión por flujo turbulento:** Este tipo de corrosión se produce cuando el fluido que fluye por la tubería crea turbulencias, que pueden causar daños mecánicos al material de la tubería<sup>14</sup>.
- **Corrosión por abrasión:** Este tipo de corrosión se produce cuando la tubería entra en contacto con partículas abrasivas, como arena o rocas<sup>15</sup>.
- **Corrosión por picadura:** Este tipo de corrosión se produce cuando se forma una capa de óxido en la superficie de la tubería, que protege el material subyacente de la corrosión. Sin embargo, si la capa de óxido se rompe, el material subyacente puede corroerse rápidamente.

La corrosión por picadura se puede clasificar en dos tipos principales:

- **Corrosión por picadura uniforme:** Este tipo de corrosión se produce de manera uniforme a lo largo de la superficie del metal.
- **Corrosión por picadura localizada:** Este tipo de corrosión se produce en áreas específicas de la superficie del metal.

**3.4.2 Factores que influyen en la corrosión externa.** La corrosión externa en tuberías de gaseoductos está influenciada por una serie de factores, como:

---

<sup>13</sup> American Society of Mechanical Engineers. B31.8 - Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers, 2017. p. 3.

<sup>14</sup> Fontana, M. G., & Green, N. D. Corrosion engineering. New York, NY: McGraw-Hill, 2000. p. 14.

<sup>15</sup> NACE International. Corrosion control in oil and gas production. Houston, TX: NACE International, 2017. p. 21.

- **El tipo de material de la tubería:** Algunos materiales son más susceptibles a la corrosión que otros. Por ejemplo, el acero es más susceptible a la corrosión que el acero inoxidable<sup>16</sup>.
- **El entorno en el que se encuentra la tubería:** La presencia de agentes corrosivos en el suelo o en el fluido que fluye por la tubería puede acelerar la corrosión. Por ejemplo, la presencia de cloruros en el suelo puede acelerar la corrosión del acero<sup>17</sup>.
- **El diseño de la tubería:** El diseño de la tubería puede influir en la velocidad del flujo del fluido y en la formación de turbulencias, que pueden aumentar el riesgo de corrosión. Por ejemplo, una tubería con un diámetro pequeño tendrá una velocidad de flujo más alta, lo que puede aumentar el riesgo de corrosión<sup>18</sup>.
- **El mantenimiento de la tubería:** El mantenimiento adecuado de la tubería, como la aplicación de recubrimientos protectores, puede ayudar a prevenir la corrosión. Por ejemplo, un recubrimiento protector puede ayudar a proteger el acero de la corrosión por contacto con el suelo<sup>19</sup>.

**3.4.3 La prevención de la corrosión.** La corrosión externa en tuberías de gaseoductos puede realizarse mediante las siguientes medidas:

---

<sup>16</sup> American Society of Mechanical Engineers. B31.8 - Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers. 2017. p. 4.

<sup>17</sup> Fontana, M. G., & Green, N. D. Corrosion engineering. New York, NY: McGraw-Hill, 2000. p. 15.

<sup>18</sup> NACE International. Corrosion control in oil and gas production. Houston, TX: NACE International, 2017. p. 22.

<sup>19</sup> American Society of Mechanical Engineers. B31.8 - Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers, 2017. p. 5.

- **Elegir el material adecuado:** Elegir un material que sea resistente a la corrosión en el entorno en el que se instalará la tubería.
- **Aplicar un recubrimiento protector:** Un recubrimiento protector puede ayudar a proteger la tubería de la corrosión.
- **Realizar inspecciones periódicas:** Las inspecciones periódicas pueden ayudar a detectar la corrosión temprana y tomar medidas para corregirla.

La corrosión externa es un problema que puede causar daños importantes a las tuberías de gaseoductos. La comprensión de los factores que influyen en la corrosión externa y de las técnicas de evaluación y prevención de la corrosión es esencial para garantizar la seguridad y confiabilidad de las tuberías de gaseoductos.

### **3.5 NORMA API 579-1/ASME FFS-1 Y PCC-2 2015**

La norma API 579-1/ASME FFS-1 y la norma ASME PCC-2 2015 son dos normativas ampliamente utilizadas en la industria para la evaluación de la integridad de equipos y la reparación de componentes dañados. A continuación, se presenta una breve explicación teórica sobre cada una de estas normas.

**3.5.1 Norma API 579-1/ASME FFS-1.** La norma API 579-1/ASME FFS-1 es una guía técnica desarrollada por el American Petroleum Institute (API) y la American Society of Mechanical Engineers (ASME) que se utiliza para la evaluación de la integridad de equipos afectados por daños, corrosión, grietas y otros deterioros. Esta norma proporciona criterios y procedimientos para evaluar la integridad de los equipos en servicio y determinar si pueden continuar operando de manera segura y confiable.

Dentro de la norma API 579-1/ASME FFS-1, se encuentra un enfoque específico conocido como nivel 3, el cual se utiliza cuando se necesita una evaluación más detallada y exhaustiva de la integridad estructural, especialmente cuando la evaluación en niveles

anteriores (como el nivel 1 y 2) no es suficiente para determinar la extensión y el efecto de la corrosión en el equipo.

El análisis a nivel 3 implica una inspección más rigurosa y completa para determinar la distribución y profundidad de la corrosión, así como para identificar posibles áreas críticas de deterioro. Se requiere el uso de datos precisos sobre el espesor de la pared, las propiedades del material, la geometría y las condiciones de carga del equipo. En este nivel, se utilizan técnicas avanzadas como el análisis por elementos finitos (FEA) para determinar el comportamiento estructural bajo diferentes condiciones de carga y la presencia de corrosión.

La norma API 579-1/ASME FFS-1, nivel 3, proporciona métodos y fórmulas detalladas para realizar el análisis por elementos finitos y calcular el esfuerzo residual debido a la corrosión, así como los márgenes de seguridad requeridos. Además, esta norma establece criterios para evaluar el crecimiento futuro de la corrosión y determinar el tiempo restante de vida útil del equipo

La combinación de la norma API 579-1/ASME FFS-1 y su enfoque en el nivel 3 permite una evaluación precisa y completa de la integridad estructural de los equipos afectados por corrosión. Esto es esencial para tomar decisiones informadas sobre la reparación, reemplazo o el mantenimiento necesario para asegurar la operación segura y confiable de los equipos a lo largo del tiempo. La aplicación de este enfoque es especialmente importante en instalaciones críticas donde la corrosión puede afectar significativamente

**3.5.2 Evaluación FFS nivel 3 de corrosión externa.** La norma API 579-1/ASME FFS1 2016, en sus partes 4 y 5, proporciona la metodología para evaluar la pérdida de metal general y localizada, resultante de la corrosión, erosión o una combinación de ambos. El análisis FFS Nivel 3 de la anomalía por corrosión externa presente en la tubería se realizó mediante el método numérico de elementos finitos, siguiendo los pasos descritos

en “API 579-1/ASME FFS-1 2016 Fitness for Service” para nivel 3, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Considerar en la geometría los datos de espesores, propiedades de los materiales. Si hay disponibilidad de perfil de espesores, mapear sobre el modelo de elementos finitos en 2 o 3 dimensiones.
- Identificar las discontinuidades estructurales próximas a la anomalía. (derivaciones, bridas, pandeo, etc.)
- Evaluar los modos de falla. Asegurar una protección contra los siguientes modos de falla:

**Colapso plástico.** (Anexo 2D párrafo 2D.2 de API 579-1/ASME FFS-1 2016 Fitness for Service).

**Falla local.** (Anexo 2D paragraph 2D.3 de API 579-1/ASME FFS-1 2016 Fitness for Service).

- Análisis numérico considerando el material como una geometría No Lineal a fin de establecer el efecto de la presión sobre la anomalía.
- Evaluar la vida remanente usando MAWP. Pérdida de metal. (Corrosión, erosión, etc.)
- Acciones de remediación.

**3.5.3 Modos de falla.** A continuación, se describen brevemente los modos de falla a evaluar, así como las metodologías recomendadas por API 579.

**3.5.3.1 Colapso plástico.** El colapso plástico es una posibilidad en este análisis, ya que es conveniente establecer la presión que causaría una falla del sistema.

API 579 establece en el párrafo 2D.2 los métodos alternativos para realizar esta evaluación. Una breve explicación de estos métodos se describe a continuación:

- **Método de análisis del esfuerzo elástico:** Los esfuerzos son computados usando un análisis elástico, clasificados en categorías y limitados a valores permisibles que han sido establecidos conservativamente tal que un colapso plástico no ocurrirá.
- **Método de la carga límite:** Se realiza un cálculo para determinar un límite inferior a la carga límite de un componente. La carga permisible en el componente se establece aplicando factores de diseño a la carga límite de modo que no se produzcan deformaciones plásticas brutas (colapso plástico).
- **Método de análisis elástico plástico:** Una carga de colapso se deriva de un análisis de plástico elástico teniendo en cuenta tanto la carga aplicada como las características de deformación del componente. La carga permisible en el componente se establece aplicando factores de diseño a la carga de colapso de plástico.

**3.5.3.2 Falla local.** La falla local será evaluada para establecer la concentración de la deformación de acuerdo con la metodología de API 579 en el párrafo 2D.3, la cual posee 2 opciones de análisis:

- **Método de análisis elástico:** es una aproximación de la protección contra fallas locales basada en los resultados de un análisis elástico.
- **Método de análisis plástico:** se obtiene una estimación más precisa de la protección contra la falla local de un componente en función de los resultados de un análisis de tensión elástico-plástico.

**3.5.3.3 Análisis de fatiga.** La fatiga es un tipo de falla que se produce en un material cuando se somete a cargas cíclicas. Estas cargas pueden ser de tensión, compresión o torsión. La fatiga se produce por la acumulación de microfracturas en el material, que finalmente conducen a la falla.

La norma API 579 es una norma internacional que proporciona directrices para el diseño y análisis de componentes sometidos a fatiga. El apartado 14.4.4 de la norma trata sobre la comparación de gráficas de tensión y deformación, la cual indica 3 maneras de realizar el análisis:

- Método A: análisis de esfuerzos elásticos.
- Método B: análisis de esfuerzos elasto-plásticos.
- Método C: códigos y estándares reconocidos.

Para comprender la teoría de la fatiga, es importante entender los conceptos de tensión, deformación y ciclo de carga:

- **Tensión:** Es la fuerza que actúa sobre una unidad de área de una superficie. Se mide en unidades de pascales (Pa).
- **Deformación:** Es el cambio de forma que experimenta un material cuando se le aplica una fuerza. Se mide en unidades de longitud/longitud.
- **Ciclo de carga:** Es una secuencia de tensiones y deformaciones que se repiten en un material.

La norma API 579 define dos tipos de ciclos de carga:

- **Ciclos de carga simple:** Son ciclos de carga en los que la tensión y la deformación cambian de signo en cada ciclo.
- **Ciclos de carga de fluencia:** Son ciclos de carga en los que la tensión y la deformación no cambian de signo en cada ciclo.

La comparación de gráficas de tensión y deformación vs ciclos es una herramienta importante para el análisis de la fatiga. Esta comparación permite identificar los puntos críticos en la curva de tensión-deformación que pueden ser susceptibles de falla por fatiga.

**3.5.4 Modelo de cargas.** Un sistema de tuberías es una estructura que está sometida a esfuerzos durante la fase de construcción y montaje, así como durante la operación. Las posibles cargas típicas que deben considerarse en el diseño de tuberías se resumen a continuación<sup>20</sup>:

- **Cargas por presión de diseño:** Es la carga que se produce debido a la presión en la condición más severa, ya sea interna o externa, a la temperatura coincidente con esa condición durante la operación normal<sup>21</sup>.
- **Cargas por peso:** Incluyen el peso muerto de la tubería, los accesorios, el aislamiento, etc., así como las cargas vivas impuestas por el flujo de prueba o de proceso. También se deben considerar los efectos locales debido a las reacciones en los soportes.
- **Cargas dinámicas:** Incluyen las cargas por efecto del viento, las cargas sísmicas, las cargas por impacto u ondas de presión, y las vibraciones excesivas.
- **Efectos de la expansión y/o contracción térmica:** Incluyen las cargas térmicas y de fricción inducidas por la restricción al movimiento de expansión térmica de la tubería, así como las cargas inducidas por un gradiente térmico severo o diferencia en las características de expansión (diferentes materiales)<sup>22</sup>. También se deben considerar los efectos de los soportes, anclajes y movimiento en los terminales.

Se deben considerar todas las cargas aplicadas aplicables al componente cuando se realiza un análisis por diseño. Además de la presión aplicada, se deben considerar las cargas suplementarias en forma de casos de carga aplicables. Si el caso de carga varía con el tiempo, se debe desarrollar un histograma de carga para mostrar la variación de

---

<sup>20</sup>“Tuberías conceptos y principios”. 1LIBRARY [página web]. [Consultado el 10, octubre, 2023]. Disponible en:<<https://1library.co/article/normas-dise%C3%B1o-introducci%C3%B3n-dise%C3%B1o-tuberias-conceptos-principios-b%C3%A1sicos.z1d74jve>>

<sup>21</sup> “Diseño de tuberías”. Monografías [página web]. [Consultado el 10, octubre, 2023]. Disponible en:<<https://www.monografias.com/trabajos25/disenio-tuberias/disenio-tuberias>>

<sup>22</sup>“ UNIDAD\_3\_M\_E\_ESTATICO” academia [página web]. [Consultado el 10, octubre, 2023]. Disponible en:<[https://www.academia.edu/36890322/UNIDAD\\_3\\_M\\_E\\_ESTATICO](https://www.academia.edu/36890322/UNIDAD_3_M_E_ESTATICO)>

tiempo de cada carga específica. La definición de caso de carga se incluirá en la Especificación de diseño del usuario.

En la Tabla 5.1 de ASME VIII D2 se muestra un resumen de las cargas suplementarias y las condiciones de carga que se deben considerar en un diseño.

**3.5.5 Modulo tangente.** El módulo tangente se utiliza para caracterizar la respuesta del material ante cargas cíclicas, como las que experimentan los componentes de la industria de petróleo y gas. Representa la pendiente de la curva esfuerzo-deformación en un punto particular. Según la API 579 y la ASME VIII división 2 tienen una misma forma en la cual calcula este módulo, según las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon_t = \frac{\sigma_t}{E_Y} + \gamma_1 + \gamma_2 \quad \text{si } (\gamma_1 + \gamma_2) \leq \varepsilon_p \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\varepsilon_t = \frac{\sigma_t}{E_Y} \quad \text{si } (\gamma_1 + \gamma_2) > \varepsilon_p \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$$\gamma_1 = \frac{\varepsilon_1}{2} (1.0 - \tanh(H)) \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\gamma_2 = \frac{\varepsilon_2}{2} (1.0 - \tanh(H)) \quad \text{Ecuación 4}$$

$$\varepsilon_1 = \left(\frac{\sigma_t}{A_1}\right)^{\frac{1}{m_1}} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$A_1 = \frac{\sigma_{ys}(1+\varepsilon_{ys})}{(\ln[1+\varepsilon_{ys}])^{m_1}} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$m_1 = \frac{\ln[R] + [\varepsilon_p - \varepsilon_{ys}]}{\ln\left[\frac{\ln[1+\varepsilon_p]}{\ln[1+\varepsilon_{ys}]}\right]} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\varepsilon_2 = \left( \frac{\sigma_t}{A_2} \right)^{\frac{1}{m_2}} \text{ Ecuación 8}$$

$$A_2 = \frac{\sigma_{uts} \exp[m_2]}{m_2} \text{ Ecuación 9}$$

$$H = \frac{2[\sigma_t - [\sigma_{ys} + K * (\sigma_{uts} - \sigma_{ys})]]}{k(\sigma_{uts} - \sigma_{ys})} \text{ Ecuación 10}$$

$$R = \frac{\sigma_{ys}}{\sigma_{uts}} \text{ Ecuación 11}$$

$$\varepsilon_{ys} = 0.002 \text{ Ecuación 12}$$

$$K = 1.5R^{1.5} - 0.5R^{2.5} - R^{3.5} \text{ Ecuación 13}$$

$$E_t = \left( \frac{1}{E_y} + D1 + D2 + D3 + D4 \right)^{-1} \text{ Ecuación 14}$$

$$D_1 = \frac{\sigma_t^{\left[ \frac{1}{m_1} - 1 \right]}}{2m_1 A_1^{\frac{1}{m_1}}} \text{ Ecuación 15}$$

$$D_2 = -\frac{1}{2} \left( \frac{1}{A_1^{\frac{1}{m_1}}} \right) \left( \sigma_t^{\frac{1}{m_1}} * \left( \frac{2}{K(\sigma_{uts} - \sigma_{ys})} \right) \right) (1 - \tanh^2(H)) + \frac{1}{m_1} \sigma_t^{\frac{1}{m_1} - 1} \tanh(H) \text{ Ecuación 16}$$

$$D_3 = \frac{\sigma_t^{\left[ \frac{1}{m_2} - 1 \right]}}{2m_2 A_2^{\frac{1}{m_2}}} \text{ Ecuación 17}$$

$$D_4 = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{A_2^{\frac{1}{m_2}}} \right) \left( \sigma_t^{\frac{1}{m_2}} * \left( \frac{2}{K(\sigma_{uts} - \sigma_{ys})} \right) \right) (1 - \tanh^2(H)) + \frac{1}{m_2} \sigma_t^{\frac{1}{m_2} - 1} \tanh(H) \text{ Ecuación 18}$$

Donde:

$E_t$ , Módulo tangente

$E_y$ , módulo de elasticidad

D1, coeficiente utilizado en el módulo tangente.

D2, coeficiente utilizado en el módulo tangente.

D3, coeficiente utilizado en el módulo tangente.

D4, coeficiente utilizado en el módulo tangente.

$\gamma_1$ , deformación verdadera en la región de micro deformación de la curva tensión-deformación.

$\gamma_2$ , deformación verdadera en la región de macro deformación de la curva tensión-deformación.

$\sigma_t$ , tensión a la que se evaluará la deformación verdadera.

$m_1$ , Exponente de ajuste de la curva tensión-deformación (se calcula con la ecuación 7).

A1, constante de ajuste de la curva para la región elástica de la curva tensión-deformación.

$\epsilon_{ys}$ , 0.2% deformación de offset de ingeniería.

$\epsilon_2$ , deformación plástica verdadera en la región de macro deformación de la curva tensión-deformación.

$\epsilon_1$ , deformación plástica verdadera en la región de micro deformación de la curva tensión-deformación.

$\epsilon_p$ , parámetro de ajuste de la curva tensión-deformación. Este parámetro se extrae de la tabla 3, dependiendo del tipo de material.

$\epsilon_t$ , deformación verdadera total.

K, parámetro del material para el modelo de la curva tensión-deformación.

$\sigma_{uts}$ , tensión de rotura.

$\sigma_{ys}$ , límite elástico.

H, parámetro de ajuste de la curva tensión-deformación.

R, relación entre el límite elástico técnico y la tracción técnica.

$m_2$ , exponente de ajuste de curva para la curva tensión-deformación igual a la deformación verdadera en la tensión última verdadera. Este parámetro se extrae de la tabla 3, dependiendo del tipo de material.

$A_2$ , constante de ajuste de la curva para la región plástica de la curva tensión-deformación.

El módulo tangente es necesario para llevar a cabo un análisis no lineal, ya que este vendría siendo el equivalente al módulo de Young, pero en la zona plástica, por lo cual su cálculo se hace necesario para poder ingresarlo en los parámetros de materiales en ANSYS y crear una curva de esfuerzo-deformación para el análisis.

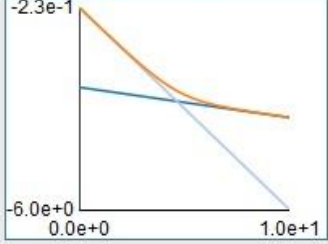
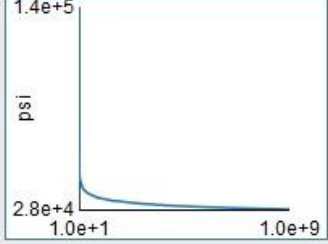
Tabla 3. Parámetros modulo tangente.

<b>Table 3-D.1 Stress-Strain Curve Parameters</b>			
<b>Material</b>	<b>Temperature Limit</b>	<b><math>m_2</math></b>	<b><math>\epsilon_p</math></b>
Ferritic Steel	480°C (900°F)	0.60 (1.00 - R)	2.0E-5
Stainless Steel and Nickel Base Alloys	480°C (900°F)	0.75 (1.00 - R)	2.0E-5
Duplex Stainless Steel	480°C (900°F)	0.70 (0.95 - R)	2.0E-5
Precipitation Hardenable Nickel Base	540°C (1,000°F)	1.09 (0.93 - R)	2.0E-5
Aluminum	120°C (250°F)	0.52 (0.98 - R)	5.0E-6
Copper	65°C (150°F)	0.50 (1.00 - R)	5.0E-6
Titanium and Zirconium	260°C (500°F)	0.50 (0.98 - R)	2.0E-5

Fuente: ASME VIII división 2, tabla 3-D.1

Luego de calcular el módulo tangente es necesario introducir este dato junto con las propiedades del material en ANSYS, como se ve en la figura 3.

Figura 3. Propiedades de API 5L grado B ANSYS.

Structural	
▼ Isotropic Elasticity	
Derive from	Young's Modulus and Poisson's Ratio
Young's Modulus	3,0023e+07 psi
Poisson's Ratio	0,25000
Bulk Modulus	2,0015e+07 psi
Shear Modulus	1,2009e+07 psi
Bilinear Isotropic Hardening	
Compressive Yield Strength	35000 psi
Strain-Life Parameters	
S-N Curve	
Tensile Ultimate Strength	60000 psi
Tensile Yield Strength	35000 psi

### 3.6 NORMA ASME PCC-2 2015

La norma ASME PCC-2 2015, desarrollada por la American Society of Mechanical Engineers (ASME), se enfoca específicamente en las prácticas para la reparación de componentes dañados en equipos y estructuras. Esta norma proporciona orientación

técnica sobre los procedimientos de reparación, selección de materiales, métodos de aplicación y pruebas de calidad para asegurar la efectividad de las reparaciones.

Se aplica a una amplia gama de materiales y componentes, incluyendo tuberías, recipientes a presión, equipos de calderas y estructuras. Proporciona criterios para determinar la factibilidad de la reparación, considerando la integridad estructural, la seguridad operativa y el rendimiento del equipo<sup>23</sup>.

La API 579-1/ASME FFS-1 y la ASME PCC-2 2015 son herramientas valiosas para la evaluación y reparación de equipos en la industria. Estas normas establecen procedimientos y prácticas sólidas que permiten tomar decisiones informadas sobre la integridad estructural y la reparación de componentes dañados, garantizando la seguridad y confiabilidad de los equipos y sistemas en servicio.

La norma ASME PCC-2 2015 establece los siguientes niveles de corrosión por picadura aceptables:

Nivel 1: La corrosión por picadura no debe exceder el 20% del espesor original del metal.

Nivel 2: La corrosión por picadura no debe exceder el 50% del espesor original del metal.

Nivel 3: La corrosión por picadura no debe exceder el 80% del espesor original del metal<sup>24</sup>.

---

<sup>23</sup> Ahmad, S., El-Khatib, A., y Al-Khatib, H. Fitness for Service Evaluation of Pressure Equipment Using ASME PCC-2. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 2016. p.138.

<sup>24</sup> American Society of Mechanical Engineers. ASME PCC-2: Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers, 2015. p 12.

**3.6.1 Reparación de corrosión por picadura en tuberías de gaseoductos.** La corrosión por picadura es un proceso de deterioro de un material que se produce por la acción de un electrolito, como el agua, y un agente oxidante, como el oxígeno. Este tipo de corrosión es la forma más común de corrosión en tuberías de gaseoductos (ver la sección 3.4).

**3.6.1.1 Requisitos de reparación.** La norma ASME PCC-2 2015 establece los siguientes requisitos para la reparación de corrosión por picadura en tuberías de gaseoductos:

- La reparación debe restaurar el espesor original del metal a la tubería.
- La reparación debe ser capaz de resistir las condiciones de servicio de la tubería.
- La reparación debe ser inspeccionada y certificada por un inspector cualificado<sup>25</sup>.

**3.6.1.2 Tipos de reparación.** Los tipos de reparación de corrosión por picadura en tuberías de gaseoductos incluyen:

- **Reparación local:** Esta reparación se utiliza para reparar áreas pequeñas de corrosión. El método de reparación más común es la soldadura.
- **Reparación integral:** Esta reparación se utiliza para reparar áreas grandes de corrosión. El método de reparación más común es el reemplazo de la tubería.<sup>26</sup>

**3.6.1.3 Procedimiento de reparación.** El procedimiento de reparación de corrosión por picadura en tuberías de gaseoductos suele ser el siguiente:

---

<sup>25</sup> *Ibíd.*

<sup>26</sup> NACE International (2017). Corrosion control in oil and gas production. Houston, TX: NACE International. 2017. p. 243.

- **Preparación de la superficie:** La superficie de la tubería debe limpiarse y desoxidarse para asegurar una buena adherencia del material de reparación<sup>27</sup>.
- **Aplicación del material de reparación:** El material de reparación se aplica a la tubería utilizando un método apropiado, como la soldadura o el revestimiento<sup>28</sup>.
- **Inspección de la reparación:** La reparación debe ser inspeccionada por un inspector cualificado para garantizar que cumple con los requisitos de la norma ASME PCC-2 2015<sup>29</sup>.

---

<sup>27</sup> American Society of Mechanical Engineers. ASME PCC-2: Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers. 2015. p. 13.

<sup>28</sup> Fontana, M. G., & Green, N. D. Corrosion engineering. New York, NY: McGraw-Hill. 2000. p. 213.

<sup>29</sup> American Society of Mechanical Engineers (2015). ASME PCC-2: Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers. 2015. p. 14.

## 4. METODOLOGÍA

### 4.1 INSPECCIÓN DETALLADA DE LA TUBERÍA

La inspección de tuberías se realiza constantemente debido a la importancia que estas tienen en el transporte de los productos, se hace como parte del mantenimiento programado por las empresas, para descubrir anomalías en tuberías de varios años de uso o incluso a las nuevas.

**4.1.1 Localización del daño.** La localización de la corrosión en una tubería de un gaseoducto es una tarea importante para mantener la seguridad y la confiabilidad del sistema. La corrosión puede causar fugas, fallas y otros problemas que pueden poner en riesgo la vida y el medio ambiente.

Una manera de localizar la corrosión es mediante la inspección visual. Esta inspección se realiza caminando la línea y observando la tubería en busca de signos de corrosión. Los signos de corrosión pueden incluir:

- Grietas
- Abolladuras
- Perdida de recubrimiento
- Oxidación
- Desgaste

Si se encuentran signos de corrosión, como se observa en la figura 4, la tubería debe ser inspeccionada más a fondo. La inspección puede realizarse utilizando métodos no destructivos, como la inspección ultrasónica o la inspección por rayos X. Estos métodos pueden ayudar a determinar la extensión de la corrosión y la necesidad de reparación.

Figura 4. Grieta producida por corrosión.



Fuente: <https://tecnologitotal.net/evaluacion-directa/stress-corrosion-cracking-direct-assessment/>

La frecuencia de las inspecciones visuales depende de una serie de factores, como el tipo de tubería, el entorno en que se encuentra y el historial de corrosión. En general, las tuberías que se encuentran en entornos hostiles, como las que están expuestas a productos químicos, agua salada o la intemperie, deben inspeccionarse con mayor frecuencia (ver figura 5).

Figura 5. Inspección de la tubería.



**4.1.2 Adecuación de la tubería.** La fotogrametría láser es una técnica de escaneo que utiliza un láser para capturar una nube de puntos de una superficie. Esta nube de puntos puede luego utilizarse para crear un modelo 3D de la superficie. La fotogrametría láser se utiliza a menudo para inspeccionar tuberías.

Para que una tubería sea adecuada para la inspección por fotogrametría láser, debe cumplir con ciertos requisitos. En primer lugar, la tubería debe estar limpia y libre de obstrucciones. Esto es para garantizar que el láser pueda capturar una imagen clara de la superficie de la tubería. En segundo lugar, la tubería debe estar lisa y sin restos de recubrimiento o pintura. Para una mejor digitalización, cualquier objeto brillante, negro, brillante, transparente o reflectante (como espejos y superficies brillantes o metálicas) deben cubrirse con polvo blanco para obtener un acabado mate obteniendo resultados agradables y precisos<sup>30</sup>. Esto es para garantizar que el modelo 3D sea preciso.

Una vez que se ha verificado que la tubería cumple con los requisitos, puede ser escaneada por fotogrametría láser. El proceso de escaneo suele durar unos minutos. Una vez que se ha completado el escaneo, la nube de puntos se puede procesar para crear un modelo 3D de la tubería.

El modelo 3D de la tubería se utilizará para evaluar el estado de la tubería. Los defectos que se encuentren pueden luego ser reparados para evitar posibles fugas o fallas.

**4.1.3 Calibración y medición con HandySCAN 3D.** Antes de la toma de datos con el dispositivo HandySCAN 3D es importante hacer la calibración de este, para tener unos resultados con una precisión de 0.025 mm, esto se debe hacer para cada toma de datos. Para una correcta calibración es necesario contar con el siguiente equipo y materiales:

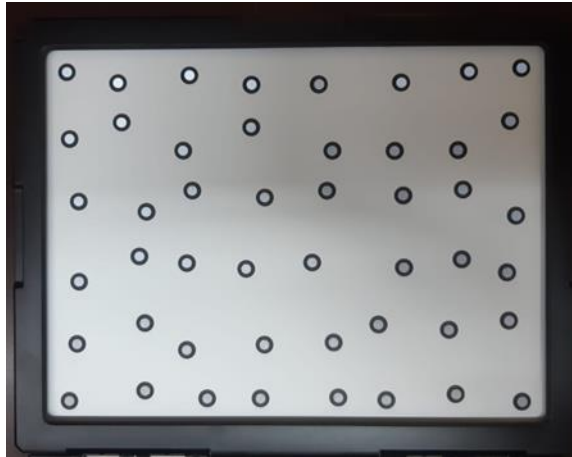
---

<sup>30</sup> REVERSE ENGINEERING OF PHYSICAL OBJECTS – TEACHING MANUAL. CREAFORM. 2014. p. 55.

- Equipo de fotogrametría y medición laser: Equipo para toma de datos HandySCAN 3D BLACK SERIES con una precisión de 0,025 mm y un área de escaneo de 310 x 350 mm que posee un escáner laser clase 2M que no implica un peligro para los ojos.
- Computadora: Equipo que será encargado del procesamiento de los datos obtenidos mediante el uso de los softwares especializados Pipecheck y Vxelements.
- Placa de calibración: Para la verificación y confiabilidad en la toma de datos se utilizará la placa de calibración antes de cada toma de datos. La placa de calibración se encuentra certificada mediante la norma internacional ISO 17025(Ver figura 6).
- Estación Portátil: Lugar de trabajo móvil que permite acomodar los equipos de trabajos y las conexiones cableadas de una manera óptima para desempeñar el trabajo en las áreas de trabajo. También facilita el transporte seguro de todos los elementos que conforman el equipo.
- Targets: Indicadores magnetizados u/o adhesivos que se posicionan sobre la superficie del elemento a inspeccionar. Indican al equipo el elemento al que se desea tomar datos y lo posiciona. El equipo debe poder ver 4 targets en todo momento para poder tomar datos.
- Batería: Almacenador de energía que permite el funcionamiento del equipo sin la necesidad de una conexión directa a una fuente de voltaje.
- Conexiones cableadas: Conjunto de cables que conectan el equipo de procesamiento de datos al equipo encargado de la toma de datos.

El procedimiento de calibración se lleva a cabo mediante una placa, certificada por la norma internacional ISO 17025, ver la figura 6.

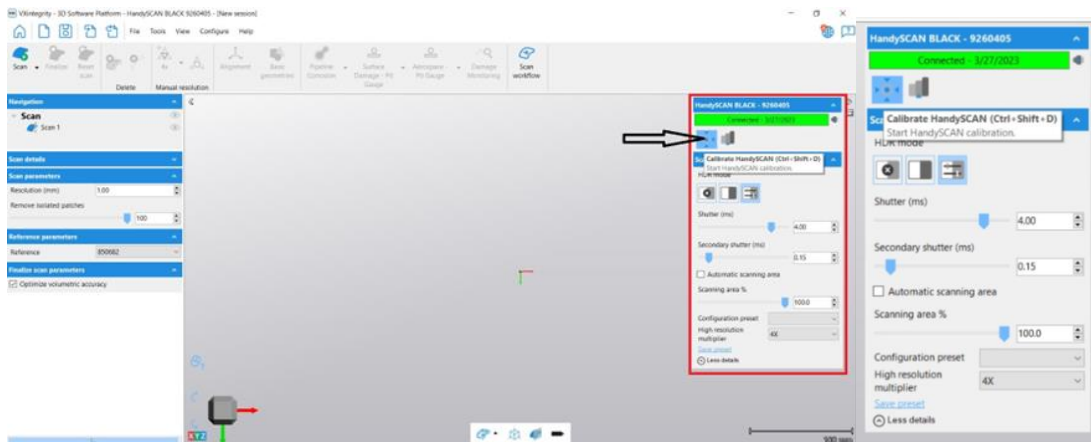
Figura 6. Placa de calibración.



Después de hacer encendido el equipo para iniciar la calibración del equipo se debe ubicar en la ventana superior izquierda.

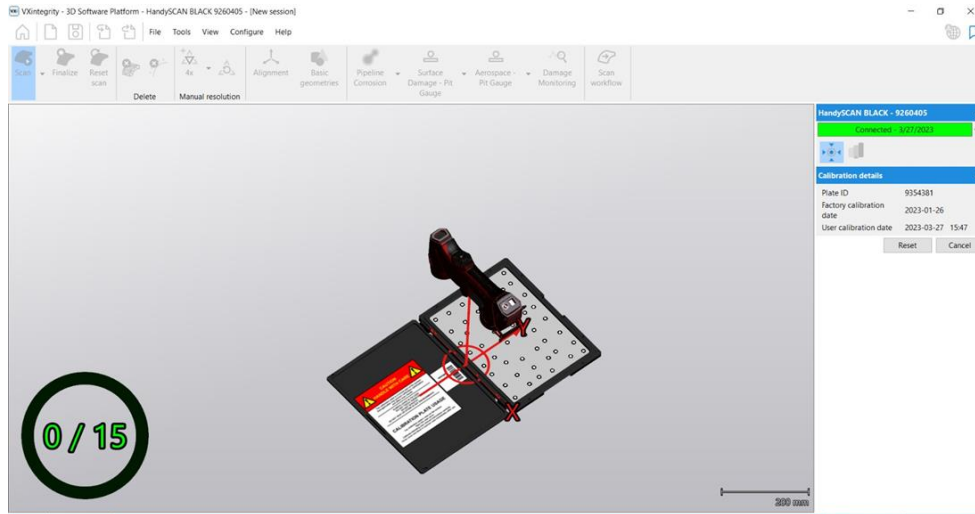
Seleccionar la opción calibración: Se selecciona la primera opción de izquierda a derecha que tiene el nombre “Calibrate HandySCAN” como se ve en la figura 7.

Figura 7. Ventana principal y opción de calibración.



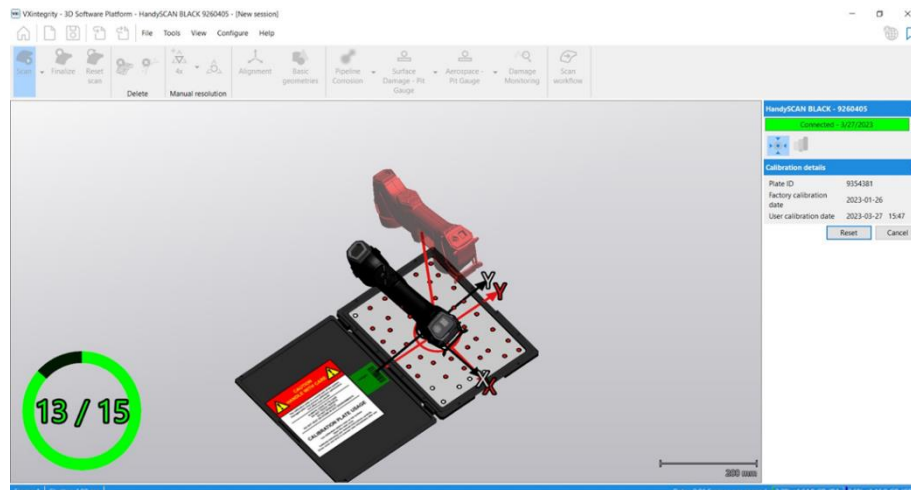
Inicio de calibración: Al entrar en la opción “Calibrate HandySCAN” se encuentra una pantalla donde mostrará el equipo paralelo a la placa de calibración. Se debe ubicar el equipo como muestra la figura 8 para empezar la calibración.

Figura 8. Posición inicial de calibración.



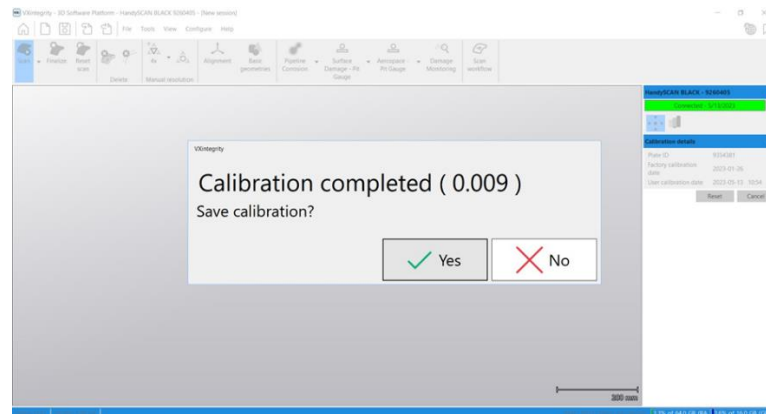
Proceso de calibración: En el momento que se coloca el equipo paralelo a la placa y adoptando la forma mostrada en la pantalla empezará la calibración. Ahora se deben seguir las formas mostradas en la pantalla (ver figura 9) con el equipo ajustándolo a diferentes posiciones, alturas e inclinaciones hasta completar las 15 posiciones donde se asegura la calibración completa del equipo.

Figura 9. Modo de calibración.



Fin calibración: Al finalizar la calibración aparecerá una ventana (ver figura 10) que mostrará si se quiere guardar la calibración. Se selecciona aceptar y el equipo se encuentra listo para iniciar un escaneo.

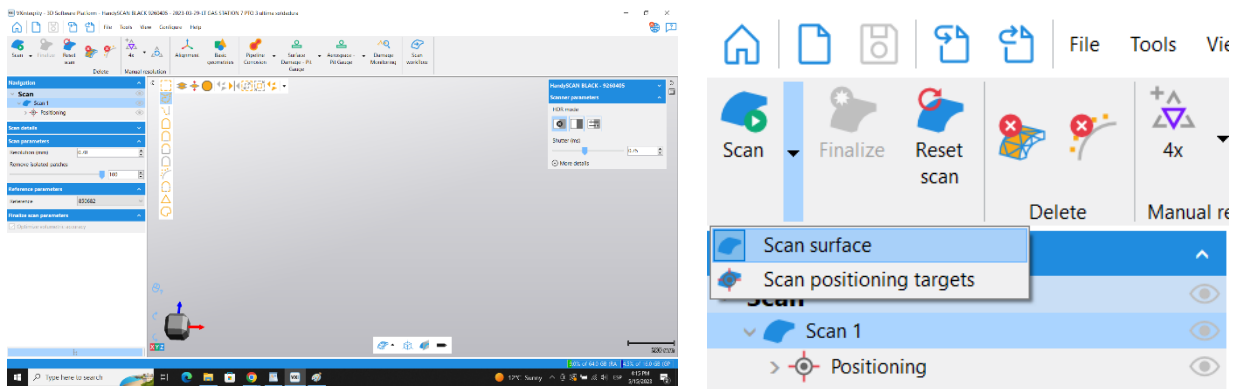
Figura 10. Guardado de calibración.



Luego de que el equipo se encuentre correctamente calibrado se realiza la toma de datos.

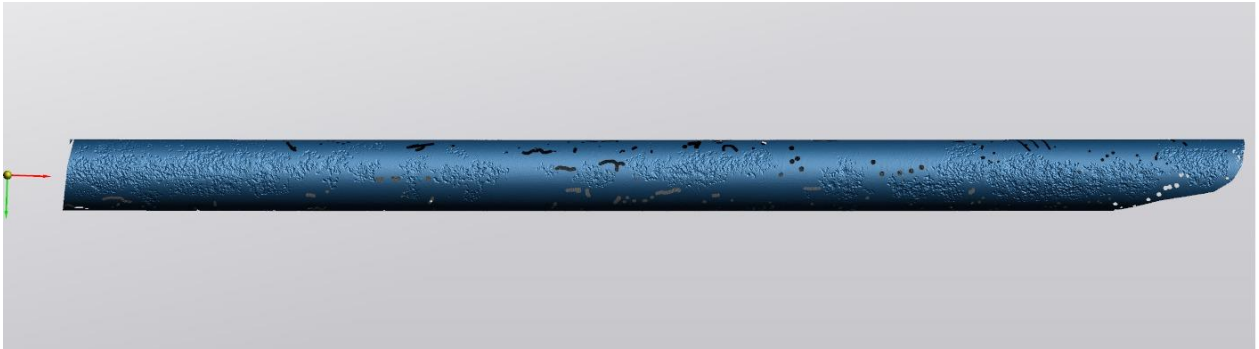
**4.1.4 Medición con HandySCAN 3D.** Al terminar la calibración se procede a escanear para lo que se ubica en la flecha guía con el equipo a 30 cm. En el software en la parte superior izquierda se busca la opción escanear, se da clic y se va hacia escanear superficie (ver figura 11).

Figura 11. Inicio proceso de escaneo.



Luego de seguir estos procedimientos en la tubería que se está analizando se obtiene la malla mostrada en la figura 12.

Figura 12. Tubería escaneada.



## 4.2 ANÁLISIS DE DATOS

Una vez obtenidos los datos necesarios para los análisis se siguen los siguientes pasos:

**4.2.1 Limpieza de malla obtenida utilizando VX integrity.** VX Integrity es un software para limpiar y analizar mallas de escaneo láser. Es útil para identificar y cuantificar daños en superficies, como corrosión y erosión.

Descripción del Proceso de Limpieza de la Malla utilizando VX Integrity:

El proceso de limpieza de la malla en el software VX Integrity es una etapa esencial en el análisis de corrosión de tuberías mediante fotogrametría y láser. La malla se refiere a una representación tridimensional de la superficie de la tubería.

Paso 1: Preparación de los Datos:

Antes de realizar la limpieza de la malla, es fundamental asegurarse de que los datos de escaneo láser y las imágenes fotográficas estén debidamente alineados y registrados. Esto implica la calibración de los equipos y la alineación precisa de los datos capturados para crear una representación coherente de la superficie de la tubería.

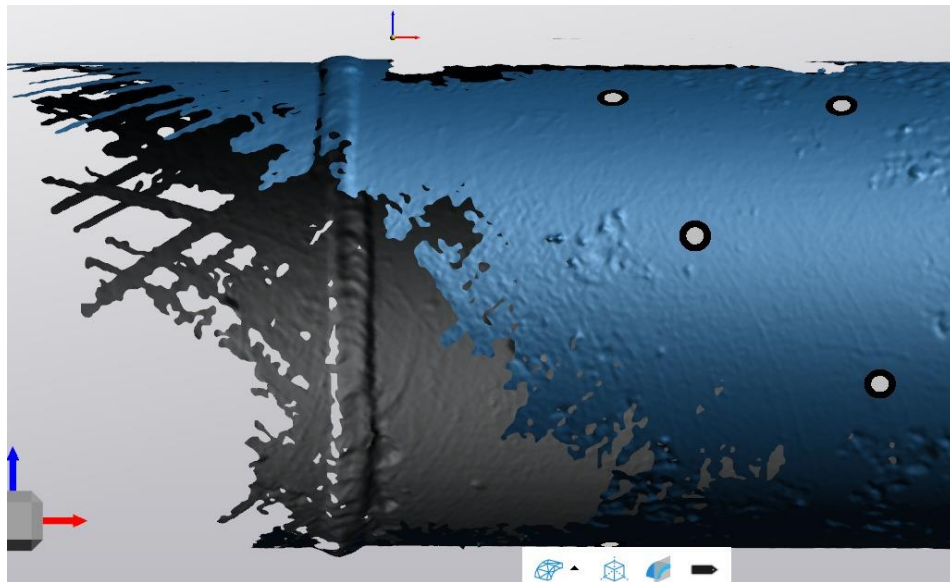
### Paso 2: Importación de Datos a VX Integrity:

Una vez que los datos están preparados, se importan al software VX Integrity. Esto puede implicar la carga de datos láser y la integración de imágenes fotográficas para crear una vista completa y precisa de la tubería.

### Paso 3: Eliminación de Ruido y Artefactos:

Los datos capturados pueden contener ruido, artefactos y áreas de baja calidad como se ve en la figura 13. El proceso de limpieza de la malla se enfoca en la eliminación de estos elementos no deseados para obtener una representación más precisa y clara de la superficie. VX Integrity ofrece herramientas para filtrar datos redundantes o imprecisos.

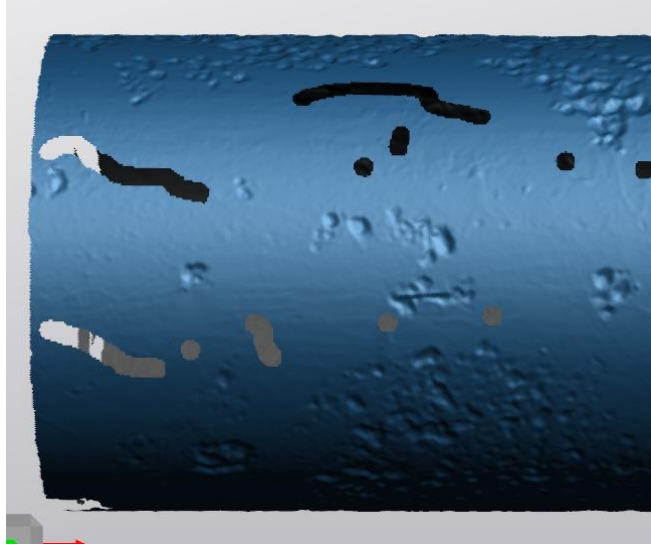
Figura 13. Limpieza del ruido en la malla.



### Paso 4: Corrección de Errores Geométricos:

El proceso de limpieza también puede abordar errores geométricos que podrían haber surgido durante el proceso de captura (ver figura 14). Esto puede incluir la corrección de inclinaciones, distorsiones y deformaciones para garantizar que la malla represente con precisión la forma real de la tubería, estas correcciones se corrigen en ANSYS.

Figura 14. Corrección de errores geométricos.



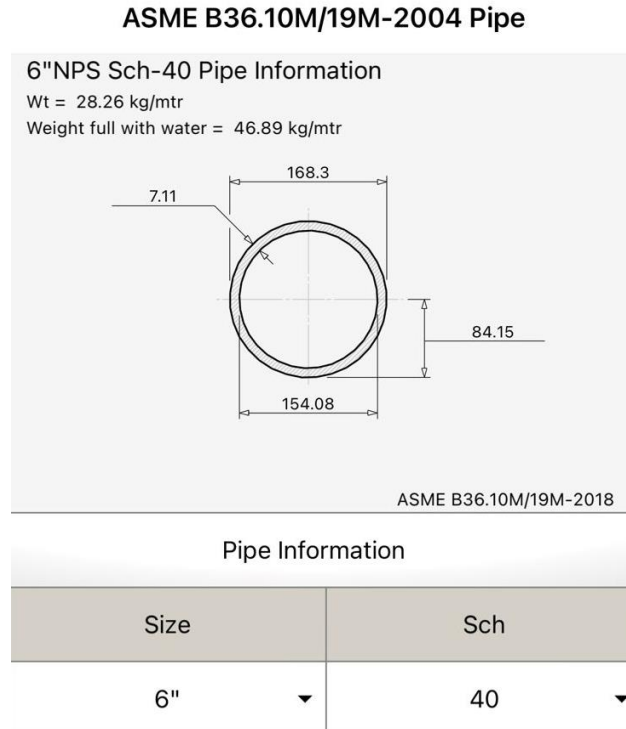
#### Paso 5: Optimización de Topología:

VX Integrity ofrece herramientas para optimizar la topología de la malla, mejorando la distribución de los vértices y caras para lograr una representación más eficiente y manejable.

#### Paso 6: Validación de la Malla:

Después de la limpieza, es importante validar la calidad de la malla resultante. Esto implica verificar la precisión geométrica y la coherencia de la representación 3D con respecto a la tubería real, para esto se comparan las medidas de la tubería (ver figura 15) con las medidas obtenidas en la malla.

Figura 15. Dimensiones de la tubería.



#### Paso 7: Exportación de la Malla Limpia:

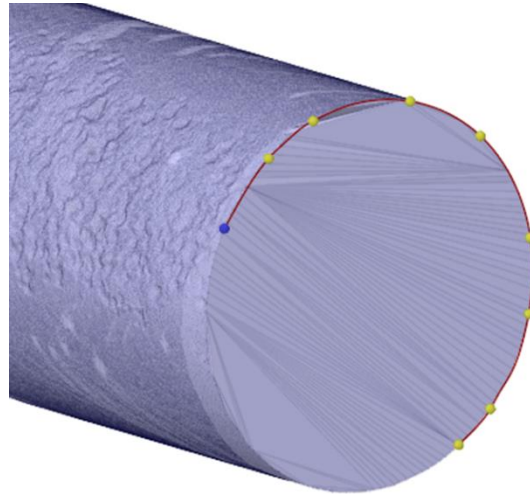
Finalmente, la malla limpiada y optimizada se exporta en un formato universal para los softwares de modelado CAD (.STL) para su posterior análisis de corrosión y evaluación de la integridad de la tubería.

La limpieza de la malla en el software VX Integrity es un proceso crítico que asegura que la representación 3D de la tubería esté libre de errores y sea precisa, permitiendo así un análisis preciso de la corrosión y otros fenómenos relacionados con la integridad de la estructura.

**4.2.2 Ingeniería inversa.** A partir de la información geométrica obtenida mediante el escáner, se obtiene una malla con millones de elementos que se necesita pasar a un modelo CAD para poder aplicar elementos finitos y realizar los análisis necesarios.

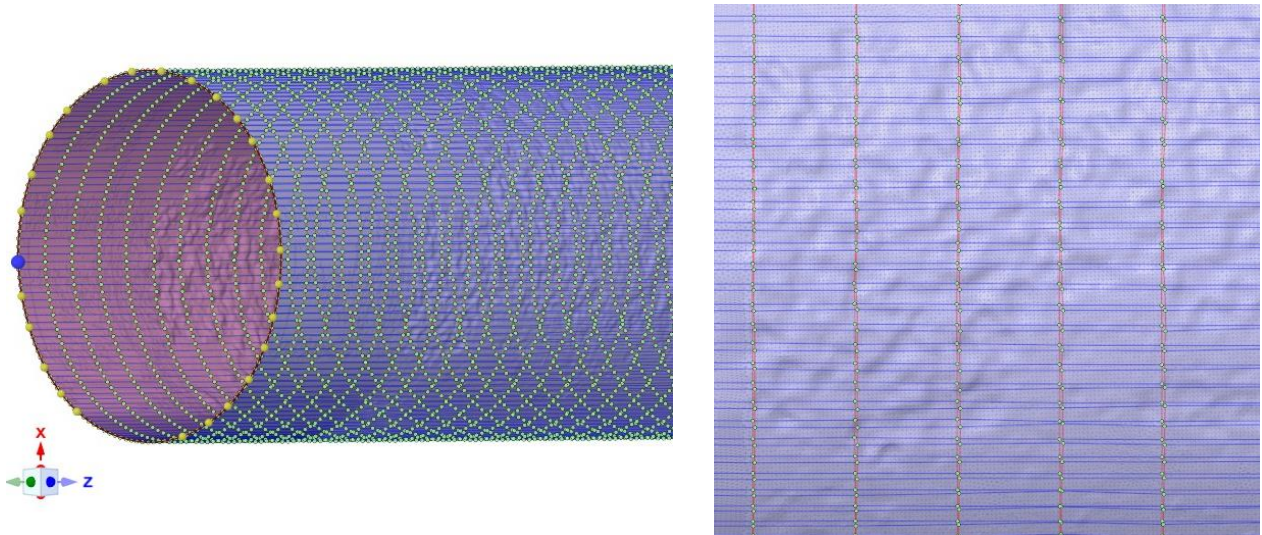
ANSYS ofrece una herramienta llamada ingeniería inversa que permite pasar estos millones de elementos a superficies. Se usó la más indicada para la ocasión llamada Skin Surface (ver figura 16), que consiste en colocar puntos sobre las caras para que se creen superficies.

Figura 16. Sólido de la tubería.



Para este tipo de geometría se tomaron las caras de las bases y se realizaron círculos perimetrales de la tubería para que creara una superficie como la que se muestra en la figura 17.

Figura 17. Superficie de la tubería.



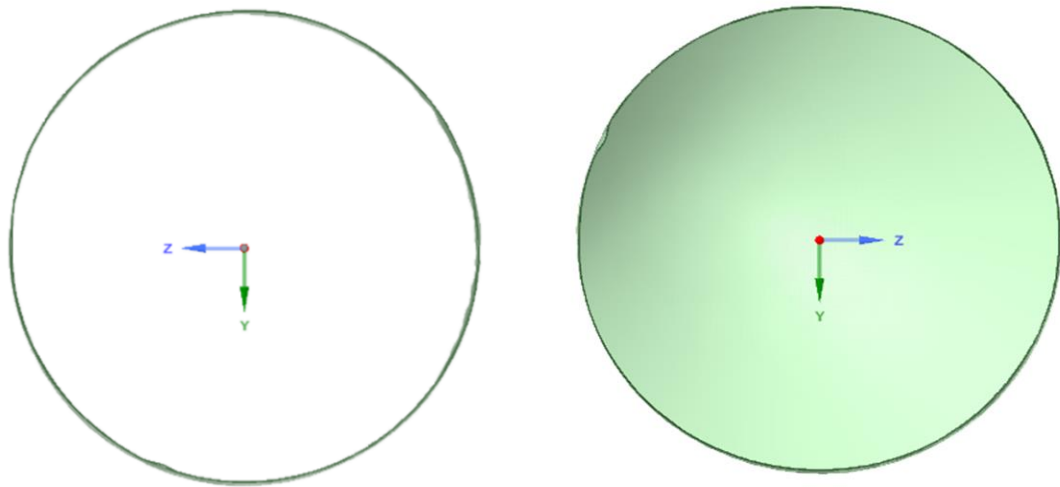
Al tener mayores cuadrículas se puede obtener más resolución de las caras y ser más fiel a la geometría extraída mediante el escaneo. En este caso se requiere que se vean los desniveles ocasionados por la pérdida de espesor debido a la corrosión. Al terminar se debe visualizar una superficie como la siguiente (ver figura 18).

Figura 18. Desniveles de la tubería.



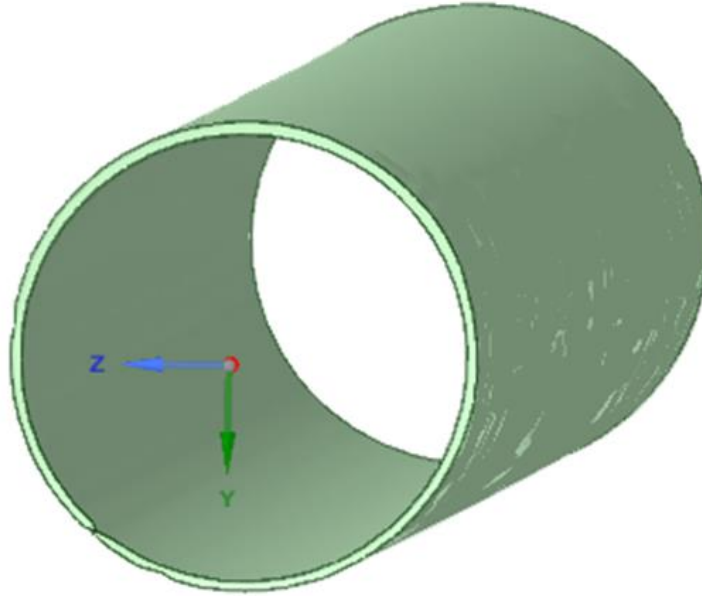
Esta superficie requiere un post tratamiento para volverla sólida, y luego hacerla lo más cercana posible al perfil de una tubería dándole el espesor real. Para este análisis se asumirá que el mecanismo de daño es netamente externo y el espesor interno no ha sido afectado. Para volverlo solido se deben cerrar las caras del cilindro con la herramienta auto fill de ANSYS (ver figura 19).

Figura 19. Geometría transversal.



Luego se crea un círculo con el diámetro interno de la tubería, en este caso 154mm, correspondiente a una tubería de cedula 40(ver figura 15), al hacerlo se creará una superficie que al extruirla barrerá con todo el material que se encuentra mediante la herramienta Pull (ver figura 20).

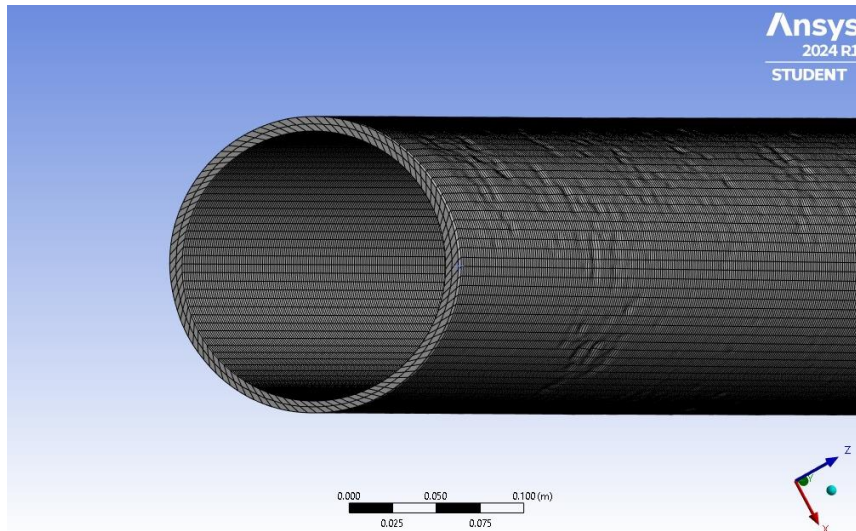
Figura 20. Tubería como sólido.



Finalmente se obtiene una tubería en modelo CAD que puede utilizarse para realizar un análisis por elementos finitos. Al hacer este proceso se obtiene una geometría muy real con respecto a la realidad y que permite ahorrar la creación de la geometría en softwares de diseño CAD.

**4.2.2.1 Creación de la malla a partir del modelo CAD.** Para realizar los análisis en ANSYS es necesario crear una malla a partir del modelo CAD, el cual va a permitir aplicar las cargas y observar el comportamiento de ellas sobre el modelo (ver figura 21).

Figura 21. Malla a partir del CAD, ANSYS.



La siguiente figura (ver figura 22) proporciona una visión detallada del mallado generado en ANSYS para el análisis estructural, tanto de la cantidad de nodos como la cantidad de elementos.

Figura 22. Estadísticas de los nodos y elementos, ANSYS.

Details of "Mesh"	
<b>Display</b>	
Display Style	Use Geometry Setting
<b>Defaults</b>	
<b>Sizing</b>	
<input type="checkbox"/> Growth Rate	1.2
<input type="checkbox"/> Max Size	Default (1.016e-002 m)
Mesh Defeaturing	No
Capture Curvature	Yes
<input type="checkbox"/> Curvature Mi...	Default (5.08e-005 m)
<input type="checkbox"/> Curvature Nor...	Default (60.0°)
Capture Proximity	No
Bounding Box Di...	2.6046 m
Average Surface ...	0.65972 m <sup>2</sup>
Minimum Edge L...	0.48397 m
<b>Quality</b>	
<b>Inflation</b>	
<b>Advanced</b>	
<b>Statistics</b>	
<input type="checkbox"/> Nodes	560700
<input type="checkbox"/> Elements	101800
Show Detailed St...	No

Fuente: ANSYS

**4.2.3 Análisis por elementos finitos.** Para realizar el análisis por elementos finitos en el programa ANSYS es necesario hacer el cálculo de las cargas de los siguientes modos de falla.

**4.2.4 Evaluación colapso elasto-plástico.** Para realizar esta evaluación en ANSYS es necesario usar las ecuaciones 1, 2, 3, 4, y 5 de la tabla 4.

Tabla 4. Ecuaciones análisis elasto-plástico

Condiciones de Diseño		
Combinaciones de carga factorizadas requeridas		
Criterio	Caso de Carga	Combinaciones de Carga
Criterio Global	1	$\beta(P+Ps+D)$
	2	$0,88\beta(P+Ps+D+T)+1,13*\beta*L+0,36*\beta Ss$
	3	$0,88\beta(P+Ps+D)+1,13*\beta*Ss+(0,71*\beta*L \text{ or } 0,36*\beta*W)$
	4	$0,88\beta(P+Ps+D)+0,71*\beta*W+0,71*\beta*L+0,36*\beta*Ss$
	5	$0,88\beta(P+Ps+D)+0,71*\beta*E+0,71*\beta*L+0,14*\beta*Ss$

Fuente: API 579-1 2021, tabla 2D.2.

Donde:

P, MAWP (Máxima presión de operación)

Ps, Cabeza estática del contenido.

D, Peso muerto del componente.

L, Carga viva de los accesorios

Ss, Carga por nieve y/o suelo

W, Carga por vientos

T, Carga térmica

E, Carga por Movimientos Telúricos.

B, Factor de corrección (ver tabla5)

Tabla 5. Factor de corrección.

Calculo factor de corrección		
<b>F</b>	Factor de diseño ASME B31.4 B31.12	<b>0,72</b>
<b>T</b>	Factor de temperatura ASME B31.4 B31.12	<b>1</b>
<b>RSFa</b>	(Factor de resistencia remanente)API 579	<b>0,9</b>
<b>β</b>	β(Factor de corrección)API 579 2D.4	1,39

Según el código de construcción y en base a la tabla 2D.4 de la norma API579(Anexo B), se establecen las pautas para calcular el factor de corrección.

Para poder desarrollar las ecuaciones de la tabla 4 se definen las cargas que actúan sobre la tubería. En estos cálculos se priorizaron las cargas que tenían mayor afectación sobre la tubería.

- **Carga muerta:** Es el peso del material de la tubería, este influye en los análisis. En la siguiente tabla 6 se ve el cálculo de la carga. Con las siguientes ecuaciones:

$$V = \pi(re^2 - ri^2) * l \text{ Ecuación 19}$$

$$m = v * \rho \text{ Ecuación 20}$$

$$w = m * g \text{ Ecuación 21}$$

Donde:

v, volumen de la tubería

re, radio exterior (ver figura 15)

ri, radio interior (ver figura 15)

l, longitud de la tubería (2,6 metros)

m, masa de la tubería

g, gravedad 9,81m/s<sup>2</sup>

w, peso de la tubería (Newton)

Tabla 6. Calculo carga muerta.

Carga Muerta	720,78	N/m
Volumen del componente	0,0094	m <sup>3</sup>
masa	73,47	Kg
Densidad Acero	7850	Kg/ m <sup>3</sup>
gravedad	9,81	m/s <sup>2</sup>
Peso	720,78	Kg*m/s <sup>2</sup>
Longitud	2,6	m

- **Carga estática del producto:** se define como la carga generada por el gas en tránsito por el tramo de tubería, en la tabla 7 se ve el cálculo de esta. Se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$V_c = \pi * r_i^2 * l \text{ Ecuación 22}$$

$$m_g = V_g * \rho_g \text{ Ecuación 23}$$

$$w_g = m_g * g \text{ Ecuación 24}$$

V<sub>c</sub>, volumen interno de la tubería

m<sub>g</sub>, masa del gas

ρ<sub>g</sub>, densidad dl gas

w<sub>g</sub> peso del gas

l, longitud de la tubería (2,6 metros)

r<sub>i</sub>, radio interior (ver figura 15)

g, gravedad 9,81m/s<sup>2</sup>

Tabla 7. Calculo carga estática del producto(gas).

Carga Estática Producto	0,26	N/m
Densidad producto	0,546	Kg/m <sup>3</sup>
gravedad	9,810	m/s <sup>2</sup>
Volumen Tubería	0,048	m <sup>3</sup>
Re(Radio Externo del tubo)	0,084	m
Ri(Radio Interno del tubo)	0,077	m
Masa	0,026	kg
Peso	0,260	Kg*m/s <sup>2</sup>

También es necesario tener el cálculo del módulo tangente para evaluar el material en la zona tanto elástica como plástica y tener un análisis más real según el apartado 3.5.5, y como se ve en la tabla 8.

Tabla 8. Modulo tangente.

Modulo tangente	<b>Et</b>	1,08705		<b>D1</b>	1,385
módulo de elasticidad evaluado a la temperatura de interés, véase el anexo 3-E.	<b>Ey</b>	207	tensión a la que se evaluará la deformación verdadera.	<b><math>\sigma_t</math></b>	0,24131
coeficiente utilizado en el módulo tangente.	D1	1,38543	Exponente de ajuste de la curva tensión-deformación igual a la deformación en el limite proporcional	<b>m1</b>	0,135
coeficiente utilizado en el módulo tangente.	D2	0,02736	constante de ajuste de la curva para la región elástica de la curva tensión-deformación.	<b>A1</b>	0,559
coeficiente utilizado en el módulo tangente.	D3	-0,42909447	0.2% deformación de offset de ingeniería.	<b>Eys</b>	0,002
coeficiente utilizado en el módulo tangente.	D4	-0,06860	deformación plástica verdadera en la región de macrodeformación de la curva tensión-deformación.	<b><math>\epsilon_2</math></b>	0,011
deformación verdadera en la región de microdeformación de la curva tensión-deformación.	<b><math>\gamma_1</math></b>	0,00193	deformación plástica verdadera en la región de microdeformación de la curva tensión-deformación.	<b><math>\epsilon_1</math></b>	0,0020
deformación verdadera en la región de macrodeformación de la curva tensión-deformación.	<b><math>\gamma_2</math></b>	0,01070	parámetro de ajuste de la curva tensión-deformación.	<b><math>\epsilon_p</math></b>	2,00E-05
			deformación verdadera total.	<b><math>\epsilon_t</math></b>	0,014

Continuación de la tabla.

	<b>D2</b>	0,03187475		<b>D3</b>	-0,492555376	<b>D4</b>	-0,06655052
parámetro del material para el modelo de la curva tensión-deformación.	<b>K</b>	0,36193	exponente de ajuste de curva para la curva tensión-deformación igual a la deformación verdadera en la tensión última verdadera.	<b>m2</b>	0,290075893		
tensión de rotura de ingeniería evaluada a la temperatura de interés, véase 3-	<b>outs</b>	0,45	constante de ajuste de la curva para la región plástica de la curva tensión-deformación.	<b>A2</b>	0,857371001		
límite elástico de ingeniería evaluado a la temperatura de	<b>oys</b>	0,23141					
parámetro de ajuste de la curva tensión-	<b>H</b>	-1,747417441					
relación entre el límite elástico técnico y la	<b>R</b>	0,516540179					

A continuación, se presentan las ecuaciones extraídas de API 579-1 2021, tabla 2D.2, mediante la cual se calcularán las fuerzas utilizadas para el análisis en ANSYS.

Criterio 1

$$\beta * P \text{ Ecuación 25}$$

$$\beta * P_s \text{ Ecuación 26}$$

$$\beta * D \text{ Ecuación 27}$$

Criterio 2

$$0.88 * \beta * P \text{ Ecuación 28}$$

$$0.88 * \beta * P_s \text{ Ecuación 29}$$

$$0.88 * \beta * D \text{ Ecuación 30}$$

$$0.88 * \beta * T \text{ Ecuación 31}$$

$$1.13 * \beta * L \text{ Ecuación 32}$$

$$0.36 * \beta * S_s \text{ Ecuación 33}$$

Donde:

P, MAWP (Máxima presión de operación)

Ps, Cabeza estática del contenido.

D, Peso muerto del componente.

L, Carga viva de los accesorios

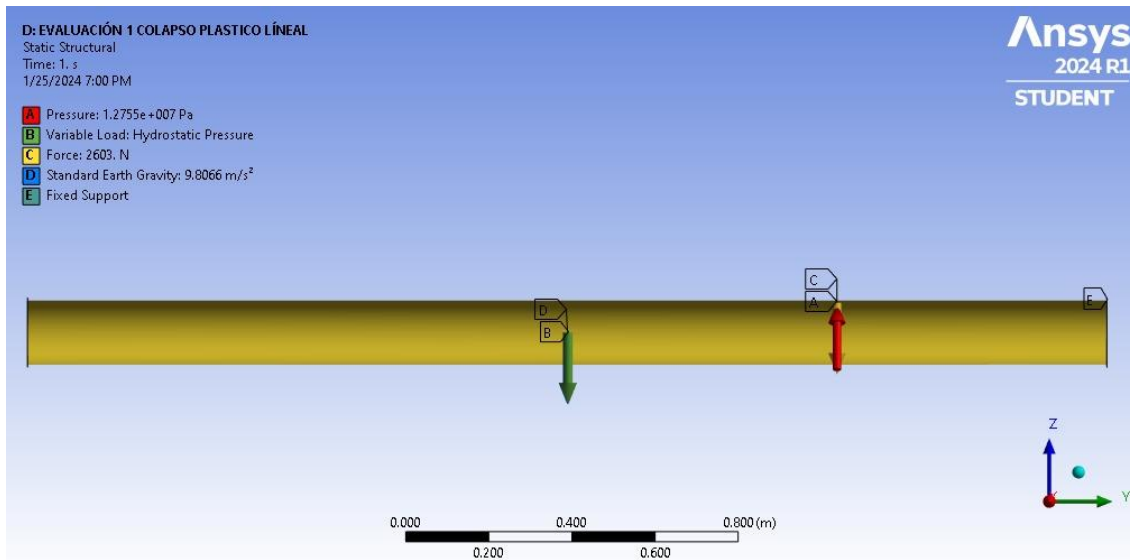
Ss, Carga por nieve y/o suelo

Luego de tener las cargas (ver tabla 9) se introducen en ANSYS para poder hacer el respectivo análisis por elementos finitos. En la figura 24 se muestran las cargas aplicadas sobre el modelo.

Tabla 9. Cargas en análisis elasto plástico.

Cargas calculadas para el modelo con factor de corrección								
	B*MAW P	Cabeza estática del contenido (N) B*Ps	Peso muerto del componente. (N) B*D	Carga viva de los accesorio s (N)	Carga por nieve y/o suelo (N)	Carga por viento s (N)	Carga térmic a	Carga por Movimient os Telúricos.
Criterio1	1850,0	0,93738	2603	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Criterio2	1628	0,82490	2290	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Criterio3	1628	0,82490	2290	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Criterio4	1628	0,82490	2290	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Criterio5	1628	0,82490	2290	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Figura 23. Modelos de carga, colapso plástico.



Para comprobar que la tubería es apta para seguir en operación por este método de daño se deben tener en cuenta dos criterios.

- Comparar los resultados de esfuerzos equivalentes y esfuerzo último de rotura, para que el modelo pase por este criterio el esfuerzo equivalente debe ser siempre menor al de rotura.
- Verificar la estabilidad de la tubería ante las cargas aplicadas, esto se hace analizando la convergencia del modelo, si el modelo converge significa que es estable.

**4.2.5 Evaluación falla local.** A continuación, se presenta la ecuación extraída de API 579-1 2021, tabla 2D.2, mediante la cual se calcularán las fuerzas utilizadas para el análisis en ANSYS.

$$1.7 * P * RSF_a \text{ Ecuación 34}$$

$$1.7 * P_s * RSF_a \text{ Ecuación 35}$$

$$1.7 * D * RSF_a \text{ Ecuación 36}$$

Donde:

P, MAWP (Máxima presión de operación)

Ps, Cabeza estática del contenido.

D, Peso muerto del componente.

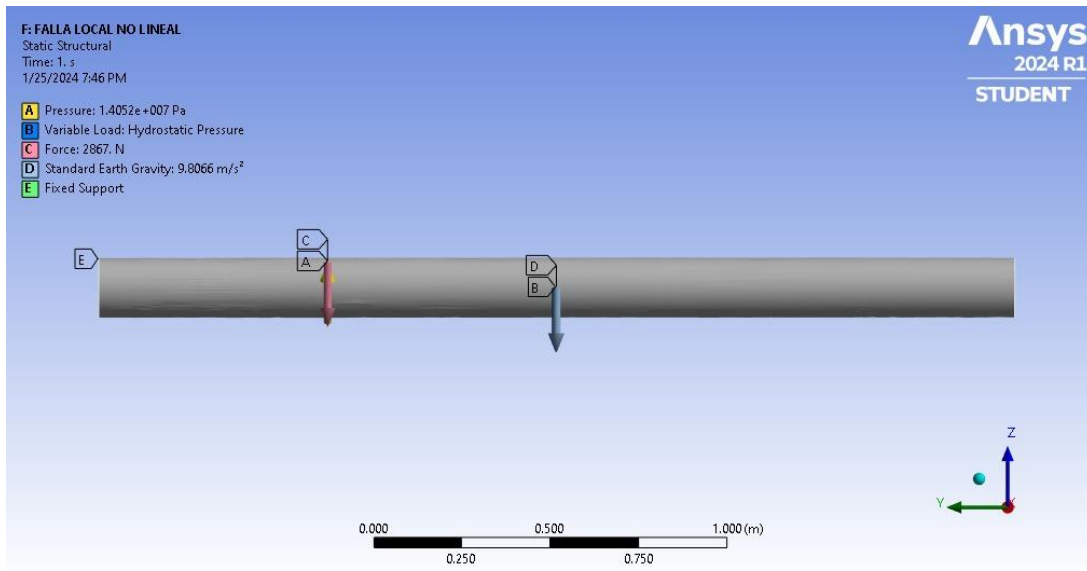
RSFa, Factor de resistencia remanente API 579 Anexo2F.2 = 0.9

Después de realizar los cálculos de las cargas (ver tabla 10) del análisis elasto plástico para falla local, se introducen las cargas en el modelo de ANSYS como se muestra en la figura 24.

Tabla 10. Cargas calculadas, falla local.

Cargas calculadas para el modelo con factor de corrección								
	B*MAWP	Cabeza estática del contenido. (N) B*Ps	Peso muerto del componente. (N) B*D	Carga viva de los accesorios (N)	Carga por nieve y/o suelo (N)	Carga por vientos (N)	Carga térmica	Carga por Movimientos Telúricos.
FALLA LOCAL	2038	0,39716	2867	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Figura 24. Modelos de carga, falla local.



Habiendo calculado estas fuerzas, se realiza el análisis en ANSYS para calcular los esfuerzos principales con los que se evaluara este criterio. Se usa la siguiente ecuación, proporcionada por la ASME VIII D2 sección 5.3.3.1.

$$\varepsilon_L = \varepsilon_{Lu} \cdot \exp\left(\frac{\alpha_{sl}}{1+m_2}\right)\left(\left(\frac{\sigma_1+\sigma_2+\sigma_3}{3\sigma_e}\right) - \frac{1}{3}\right) \text{ Ecuación 37}$$

Donde:

$\varepsilon_L$ , Deformación Límite triaxial.

$\varepsilon_{Lu}$ , Deformación Límite Uniaxial.

$\alpha_{sl}$ , Material factor for the multiaxial strain limit, valor encontrado en la tabla 5.7 ASME VIII D2(Anexo C).

$\sigma_1$ , Esfuerzo Principal 1.

$\sigma_2$ , Esfuerzo Principal 2.

$\sigma_3$ , Esfuerzo Principal 3.

$\sigma_e$ , Esfuerzo von mises.

$m_2$ , valor encontrado en la tabla 5.7 ASME VIII D2(Anexo C), corresponde a  $0.6 \cdot (1.00 - R)$ .

Donde:

$$R = \frac{Y_s}{Y_{uts}} \text{ Ecuación 38}$$

$Y_s$ , esfuerzo de fluencia.

$Y_{uts}$ , esfuerzo ultimo.

Al calcular estos valores se deben cumplir los siguientes criterios de aceptación establecidos por la norma, para que la tubería sea apta para el servicio (ver tabla 16, sección 5.2.2):

$$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \leq 4 * Y_s \quad \text{Ecuación 39}$$

$$\varepsilon_{peq} + \varepsilon_{efc} \leq \varepsilon_L \text{ Ecuación 40}$$

Donde:

$\epsilon_{peq}$ , Deformación plástica permanente.

$\epsilon_{efc}$ , Deformación en Frio en Fabricación.

**4.2.6 Análisis por fatiga.** En el desarrollo de este análisis, se adoptaron las recomendaciones establecidas en la API 579 14.4.4, combinadas con criterio propio. Siguiendo las pautas de la API 579 (ver tabla 11), y considerando factores adicionales identificados internamente.

Este análisis se realizará por el método B y para esto es necesario saber los ciclos de presión suministrados por el operador (ver figura 25), con un total de 43995 ciclos en un rango de tiempo del 01-07-2018 hasta el 24-01-2019.

Figura 25. Histograma ciclos de presión.

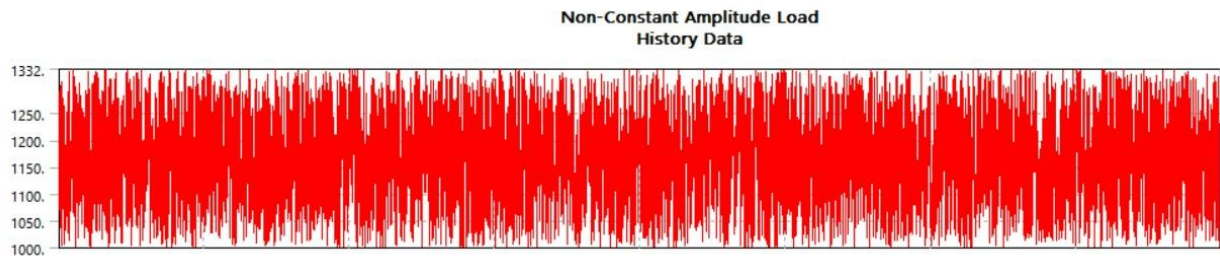


Tabla 11. API 579 Fatiga.

Parameter	Plain Carbon and Low to Medium Alloy Steels	Aluminum and Titanium Alloys
$n_{css}$	0.15	0.11
$K_{css}$	$1.65\sigma_{uts}$	$1.61\sigma_{uts}$
$\sigma'_f$	$1.5\sigma_{uts}$	$1.67\sigma_{uts}$
$\epsilon'_f$	$0.59 \cdot \alpha$	0.35
$B$	-0.087	-0.095
$c$	-0.58	-0.69

Cyclic Stress-Strain Curve – Mean Curve:

$$\epsilon_{tr} = \frac{\sigma_r}{E_y} + 2 \left[ \frac{\sigma_r}{2K_{css}} \right]^{\frac{1}{n_{css}}}$$

Strain-Life Equation – Mean Curve:

$$\frac{\epsilon_{tr}}{2} = \frac{\sigma'_f}{E_y} (2N_f)^b + \epsilon'_f (2N_f)^c$$

where,

$$\alpha = 1.0 \quad \left( \text{for } \frac{\sigma_{max}}{E_y} < 0.003 \right)$$

$$\alpha = 1.375 - 125.0 \left( \frac{\sigma_{max}}{E_y} \right) \quad \left( \text{for } \frac{\sigma_{max}}{E_y} \geq 0.003 \right)$$

Fuente: API 579 anexo 14B.4

Se emplearon las ecuaciones presentadas en la Tabla 11, las cuales incorporan parámetros clave específicos. Estas ecuaciones se implementaron con el propósito de generar curvas que representan la relación entre el esfuerzo (stress) y el número de ciclos, los parámetros se calculan en la tabla 12. Para el cálculo del esfuerzo, se utilizó la siguiente ecuación:

$$\frac{\epsilon_{tr}}{2} = \frac{\sigma'_f}{E_y} (2N_f)^b + \epsilon'_f (2N_f)^c \quad \text{Ecuación 41}$$

Donde:

$\epsilon_{tr}$ , esfuerzo

$E_y$ , Modulo elástico

$\sigma'_f$ , Parámetro de la tabla 12

b, Parámetro de la tabla 12

c, Parámetro de la tabla 12

N<sub>f</sub>, numero de ciclo

Tabla 12. Parámetros fatiga.

	parametros		
según tabla 14B.4 API 579	nss	0,15	
	kcss	99000	
	σ'f	90000	
	ε'f	0,59	
	b	-0,087	
	c	-0,58	
Modulo elastico	Ey	3,00E+07	PSI
Esfuerzo ultimo	σ <sub>uts</sub>	60000	PSI
σ <sub>uts</sub> /Ey<0.003	a	1	
σ <sub>uts</sub> /Ey≥0.003	a	1,12516656	
	σ <sub>uts</sub> /Ey	<b>0,00199867</b>	

Para la relación entre la deformación (strain) y el número de ciclos se usó la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_{tr} = \frac{\sigma_r}{E_y} + 2 * \left( \frac{\sigma_r}{2K_{css}} \right)^{\frac{1}{n_{css}}} \text{ Ecuación 42}$$

Donde:

K<sub>css</sub> y n<sub>css</sub> son parámetros de la tabla 12

σ<sub>r</sub>, deformación

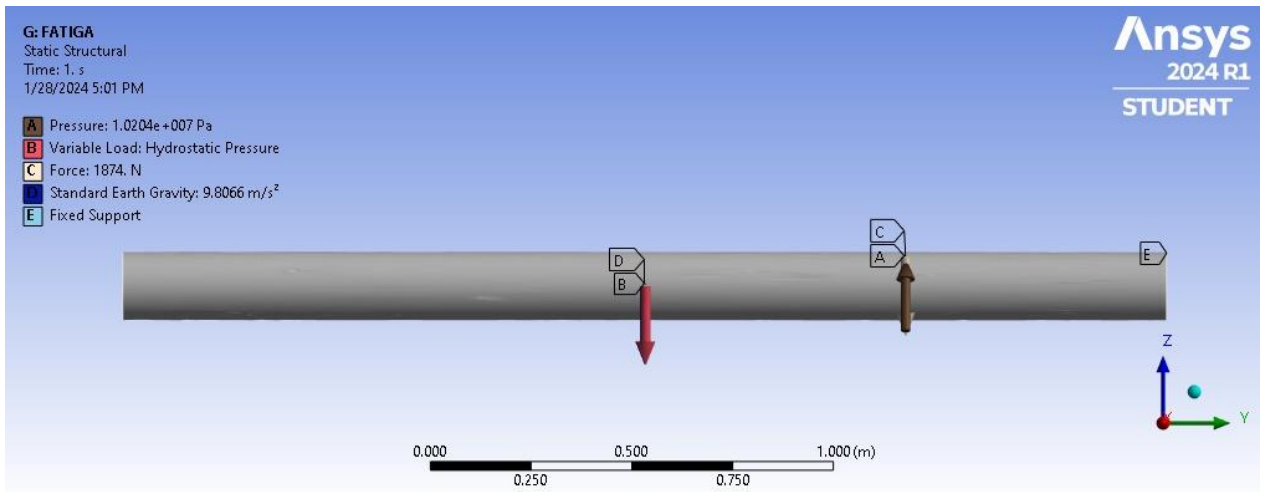
La construcción de estas curvas proporcionará una base fundamental para la comparación detallada de los valores derivados del análisis de fatiga en ANSYS con los ciclos de presión aplicados (ver tabla 13).

Tabla 13. Ciclos de presión, fatiga.

Nf(ciclos)	$\epsilon_{tr}$ (strain)	$\sigma_r$ (stress)
9,05E+08	9,44E-04	28184
2,22E+07	1,34E-03	39011
6,11E+08	9,77E-04	29140
1,29E+08	1,13E-03	33472
1,00E+01	2,12E-01	140929
2,00E+01	1,43E-01	132668
5,00E+01	8,57E-02	122540
1,00E+02	5,84E-02	115355
2,00E+02	4,01E-02	108597
2,00E+03	1,25E-02	88806
1,00E+04	6,31E-03	77162
2,00E+04	4,91E-03	72601
1,00E+05	3,07E-03	63020
2,00E+05	2,62E-03	59274
1,00E+06	1,96E-03	51363
2,00E+06	1,77E-03	48219

Luego de insertar las fuerzas en ANSYS, quedan de la siguiente manera aplicadas(ver figura 26).

Figura 26. Modelos de carga, fatiga.



Para comprobar si es apto para la operación se tienen en cuenta dos factores fundamentales:

**Vida residual:** para que un equipo tenga vida infinita debe soportar más de  $1e+6$  ciclos, en este caso se revisara que el modelo cuente con los ciclos de vida.

**Daño:** la norma API 579 indica que el daño en la tubería tiene que ser menor o igual a 1 en todos los planos críticos para que sea apta en su operación como indica la siguiente ecuación.

$$D_f = \sum_{k=1}^M D_{f,k} \leq 1.0 \text{ Ecuación 43}$$

Donde:

D, Daño por fatiga acumulado según el análisis de ANSYS.

El software de ANSYS tiene estos dos módulos para evaluar la fatiga implementando las ecuaciones descritas por la norma API 579, por lo cual en este análisis solo se hace necesario meter los datos calculados al software y analizar los resultados en base a los criterios de aceptación.

### 4.3 CÁLCULO DE LA VIDA RESIDUAL DE LA TUBERÍA

El cálculo de la vida residual desempeña un papel fundamental en el mantenimiento seguro y eficaz de las tuberías. No solo brinda una estimación del tiempo restante de servicio de una tubería antes de que sea necesario su reemplazo o reparación, sino que también se traduce en una gestión más efectiva de las tareas de mantenimiento. La capacidad de prever cuándo una tubería alcanzará su vida útil permite una planificación anticipada de las labores de sustitución o reparación, lo que, a su vez, evita costosos paros en el servicio. Además, este cálculo puede ser un aliado en la identificación de tuberías en riesgo de fallo, lo que posibilita la implementación de medidas preventivas, como la instalación de sensores o la adecuación de las presiones operativas.

**4.3.1 Cálculo del espesor de pared mínimo requerido.** El espesor mínimo garantiza el funcionamiento seguro de la tubería en servicio. Para el cálculo del espesor mínimo ( $t_{min}$ ) se siguieron las recomendaciones de la API 579, sección 2C.5.3, ya que los valores que proporciona son más conservadores que los de la ASME B31.8. La norma establece dos ecuaciones para el cálculo del espesor mínimo, y se debe seleccionar el valor más alto de los dos resultados.

$$t_{min}^C = \frac{PD_o}{2*(SE-PY_{B31})} + MA \text{ Ecuación 44}$$

$$t_{min}^L = \frac{PD_o}{4*(SE-PY_{B31})} + t_{sl}MA \text{ Ecuación 45}$$

Donde:

P, presión interna de diseño

Do, diámetro exterior.

S, esfuerzo de fluencia

E, factor de seguridad

Y B31, coeficiente de los códigos de tuberías ASME B31 utilizados para determinar el espesor de la pared de la tubería, el coeficiente puede determinarse a partir de la tabla 14 que es válida para  $t_{min} < Do/6$ .

M, momento flector neto aplicado a la sección, utilice un valor negativo si el momento flector produce un esfuerzo de compresión en el lugar del punto de evaluación.

A, sección transversal del cilindro.

Tabla 14. Coeficiente Y según el tipo de material.

Materials	Value of $Y_{B31}$ (interpolate for intermediate temperatures)					
	Temperature °C (°F)					
	≤ 482 (≤ 900)	510 (950)	538 (1000)	566 (1050)	593 (1100)	≥ 621 (≥ 1150)
Ferritic Steels	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7
Austenitic Steels	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Other Ductile Metals	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Cast iron	0.0	---	---	---	---	---

Fuente: ASME B31

**4.3.2 Determinación de la vida útil remanente.** La vida remanente de la tubería es el tiempo que le queda de vida útil en servicio. Para determinar este cálculo, es necesario realizar un paso previo para determinar el espesor mínimo de pared. Luego, la API 579 en la sección 4.5.1.1 indica las siguientes fórmulas:

$$R_{life} = \frac{t_{am} - t_{min}}{C_{rate}} \text{ Ecuación 46}$$

$$C_{rate} = \frac{T_{nom} - T_{min}}{t_{life}} \text{ Ecuación 47}$$

Donde:

R, life tiempo de vida restante

t am, espesor mínimo medido

t min, espesor mínimo por norma

C rate, rata de corrosión por año

t life, edad de la tubería en años

T min, espesor medido

T nom, espesor nominal

**4.3.3 Evaluación de la presión de diseño.** Para garantizar el correcto funcionamiento de la tubería, es necesario conocer la máxima presión de operación (MAWP) que esta puede soportar con el espesor mínimo medido. La API 579, sección 2C.5.3, proporciona

dos ecuaciones para el cálculo de la máxima presión de operación. Se debe seleccionar la ecuación que proporcione el valor más conservador.

$$MAWPC = \frac{2SE(t-MA)}{D_0-2Y_{B31}(t-MA)} \text{ Ecuación 48}$$

$$MAWPL = \frac{4SE(t-t_{sl}-MA)}{D_0-4Y_{B31}(t-t_{sl}-MA)} \text{ Ecuación 49}$$

Donde:

MAWP, máxima presión de operación

S, esfuerzo de fluencia

E, factor de seguridad 0,72, sacado de la tabla 15.

Do, diámetro exterior

Y B31, según tabla 14

t, espesor

t si Este espesor se obtiene normalmente a partir de los resultados de un caso de peso en un análisis de tensiones del sistema de tuberías (como válvulas y accesorios)

M momento flector neto aplicado a la sección, utilice un valor negativo si el momento flector produce un esfuerzo de compresión en el lugar del punto de evaluación.

A sección transversal del cilindro

Tabla 15. Factor de seguridad MAWP

**Table 841.3.2-1**  
**Test Requirements for Steel Pipelines and Mains to Operate at Hoop Stresses of 30% or More**  
**of the Specified Minimum Yield Strength of the Pipe**

(22)

Location Class	Maximum Design Factor, <i>F</i>	Permissible Test Medium	Pressure Test Prescribed		Maximum Allowable Operating Pressure, the Lesser of
			Minimum	Maximum	
1, Division 1	0.8	Water	1.25 × MOP	None	TP/1.25 or DP
1, Division 2	0.72	Water	1.25 × MOP	None	TP/1.25 or DP
2	0.72	Air or gas [Note (1)]	1.25 × MOP	1.25 × DP	TP/1.25 or DP
	0.6	Water	1.25 × MOP	None	TP/1.25 or DP
3 [Note (2)]	0.6	Air [Note (1)]	1.25 × MOP	1.25 × DP	TP/1.25 or DP
	0.5	Water [Note (3)]	1.50 × MOP	None	TP/1.5 or DP
4	0.4	Water [Note (3)]	1.50 × MOP	None	TP/1.5 or DP

Legend:

- DP = design pressure
- MOP = maximum operating pressure (not necessarily the maximum allowable operating pressure)
- TP = test pressure

Fuente: ASME B31.8 tabla 841.3.2-1.

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

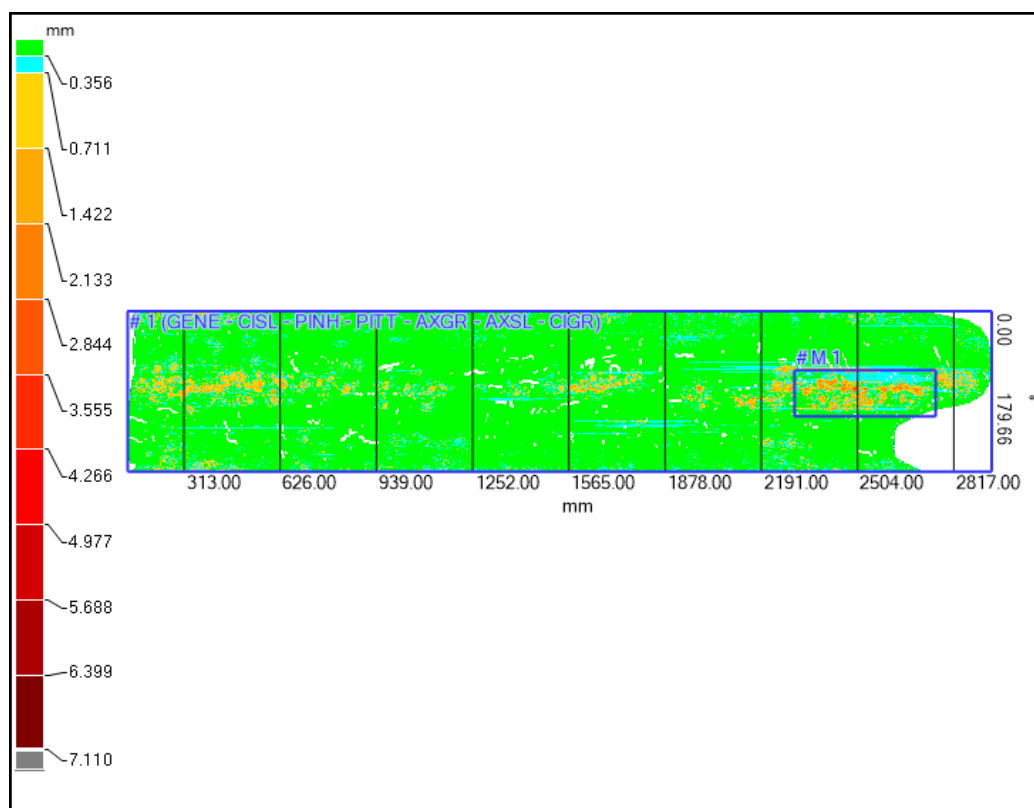
### 5.1 INSPECCIÓN DETALLADA DE LA TUBERÍA

El 28 de marzo de 2023, se realizó una inspección detallada de una tubería de acero la cual se encontraba sin recubrimiento, y presentaba serios problemas de corrosión visualmente.

La inspección se llevó a cabo utilizando un equipo Handy Scan 3D. El equipo permitió realizar un escaneo completo de la tubería, obteniendo una imagen tridimensional de la superficie de la tubería.

El análisis de los datos del escaneo reveló que la corrosión era generalizada en toda la tubería (ver figura 27). La corrosión más severa encontrada presentaba una profundidad medida de 4.08 mm.

Figura 27. Detalle de la tubería con nivel de corrosión.



## 5.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS Y MODELADO POR ELEMENTOS FINITOS

**5.2.1 Convergencia de la malla.** Al parametrizar la malla variando el tamaño permitido de los elementos, los esfuerzos equivalentes fueron cambiando hasta que llegó un punto en el que la variación era del 3%. Analizando el costo computacional y la pequeña variación que se obtenía por disminuir aún más el tamaño de los elementos se eligió un valor intermedio del tamaño de los elementos como lo es 0,20 in que asegura un resultado con una variación porcentual menor al 5%. En la tabla 16 se muestran los resultados de la parametrización.

Tabla 16. Variación de la presión según la precisión de la malla.

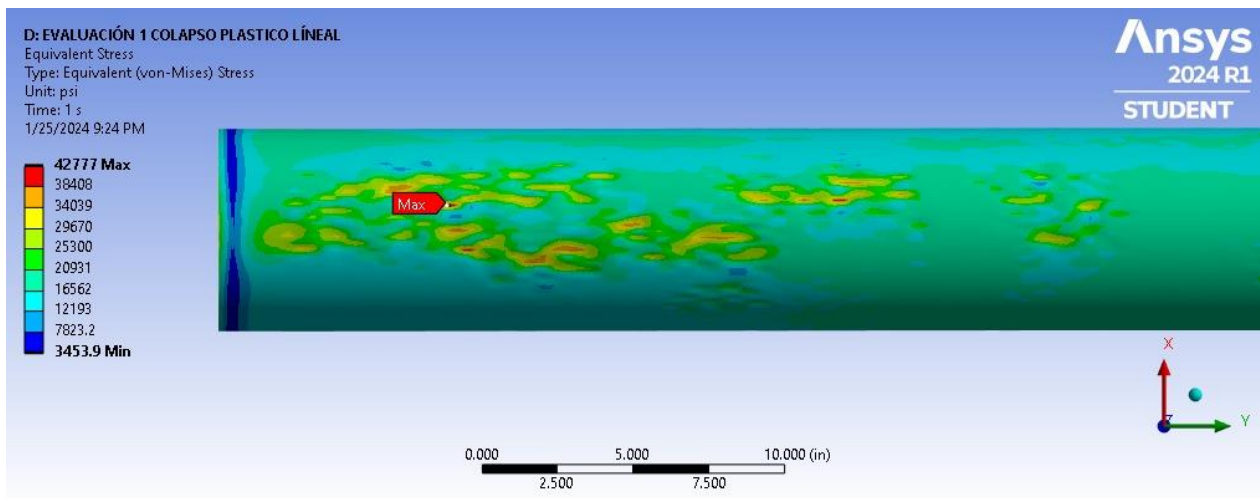
Tamaño de los elementos (in)	Presión (psi)	Variación de presión (psi)	% Error
0.18	41364	-	-
0.2	42777	1413	3,30%
0.3	41316	1461	3,42%
0.4	37417	5360	9,44%
0.5	35734	7043	4,50%

**5.2.2 Análisis por colapso plástico.** En total se realizaron 2 análisis de los 5 que indica la norma API 579, de los cuales los dos presentaron resultados satisfactorios para su continuación en operación con las cargas implementadas que requería la norma en cada uno. Para cada análisis se van a evaluar los esfuerzos máximos de Von misses, la convergencia del modelo y el strain total, junto con la aceptabilidad para su operación con base a la norma.

**5.2.2.1 Primer análisis por colapso plástico.** En el primer análisis por colapso plástico con el método elasto-plástico se obtuvieron los resultados que a continuación se describen.

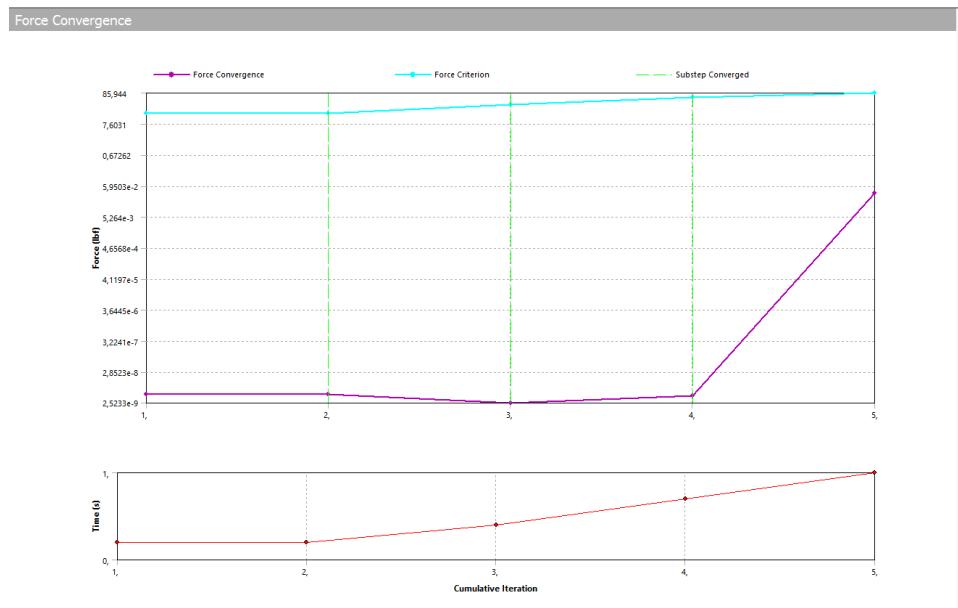
Según los análisis realizados en ANSYS aplicando la metodología del apartado 4.2.4, donde se calcularon y aplicaron las fuerzas correspondientes, se obtuvieron los siguientes resultados del análisis elasto-plástico. Arrojando un valor máximo de esfuerzo de 42777 psi en el punto más crítico afectado por la corrosión (ver figura 28), este valor es mayor que el esfuerzo de fluencia del material que es de 35000 psi, pero se encuentra por debajo del esfuerzo ultimo de rotura que presenta un valor de 60000 psi. El valor máximo de esfuerzo encontrado se halló dentro del rango de operación de las propiedades del material.

Figura 28. Resultado por colapso plástico primer análisis esfuerzos Von misses.



En la figura 29 de convergencia se puede observar que para resolver el sistema se requirieron 5 iteraciones. Durante el análisis del modelo la fuerza de convergencia siempre se mantuvo por debajo del criterio de convergencia por lo cual se puede concluir que es un modelo estable donde no se requirieron tantas iteraciones para aplicar la carga de forma gradual.

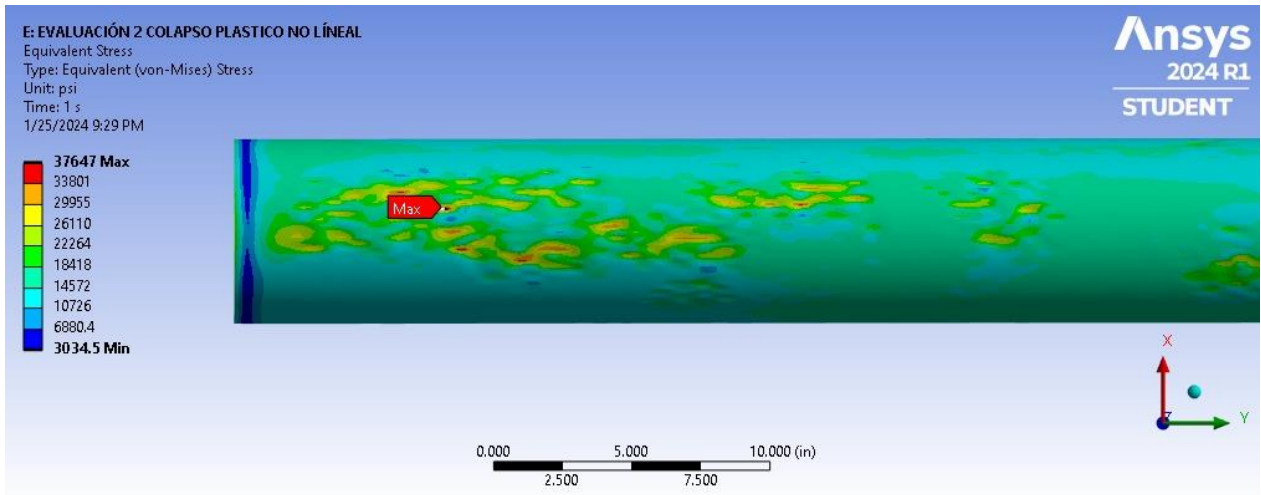
Figura 29. Grafica de convergencia primer análisis.



Con base en los resultados obtenidos para estas cargas aplicadas al modelo, la tubería es apta para seguir en funcionamiento al cumplir los dos criterios que se analizaron anteriormente, siendo estos que la tubería no supere el esfuerzo de rotura en ningún momento y que presente cierta estabilidad estructural ante las cargas que presenta el modelo, con estos criterios de aceptación la tubería no fallará ante el modo de daño por colapso plástico. En caso de presentarse alguna variación o cambio en su operación o derecho de vía el análisis deberá volver a realizarse con los nuevos parámetros que correspondan.

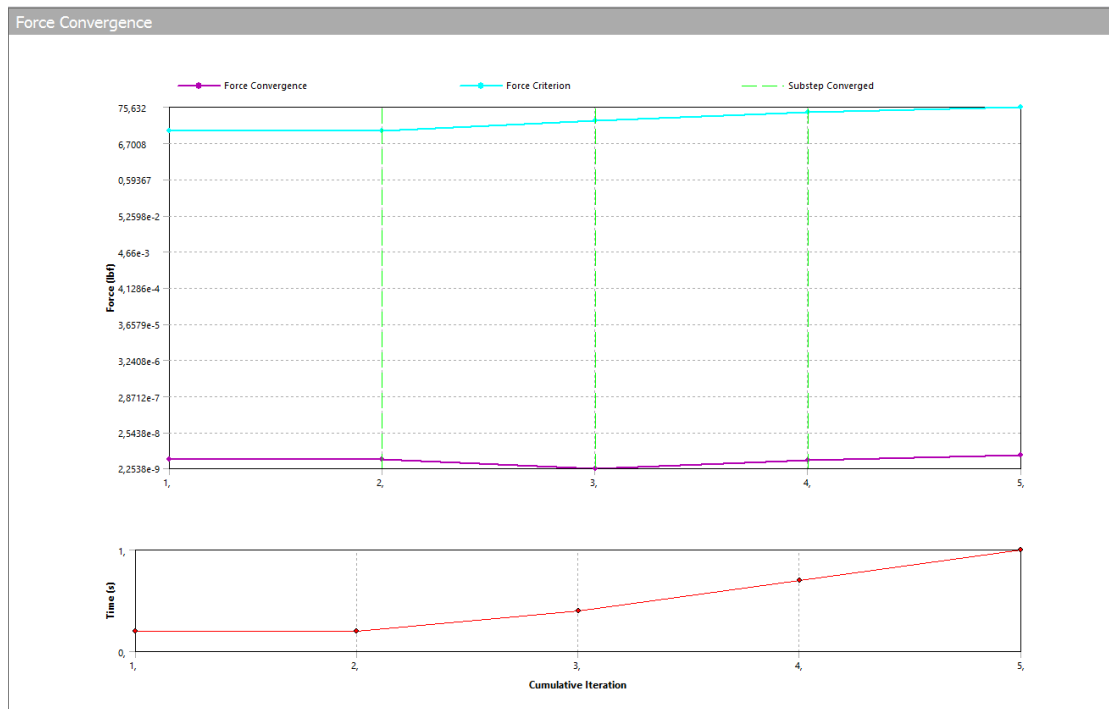
**5.2.2.2 Segundo análisis por colapso plástico.** En el segundo análisis por colapso plástico con el metodo elasto-plastico se obtuvieron los resultados que a continuación se describen.

Figura 30. Resultado por colapso plástico segundo análisis esfuerzos Von misses.



El esfuerzo máximo en este análisis arrojó un esfuerzo máximo de 37647 psi (ver figura 30), que es mayor al esfuerzo de fluencia, pero se mantiene por debajo del esfuerzo de rotura, lo que indica que está dentro de su rango de operación con las cargas aplicadas.

Figura 31. Grafica de convergencia segundo análisis.

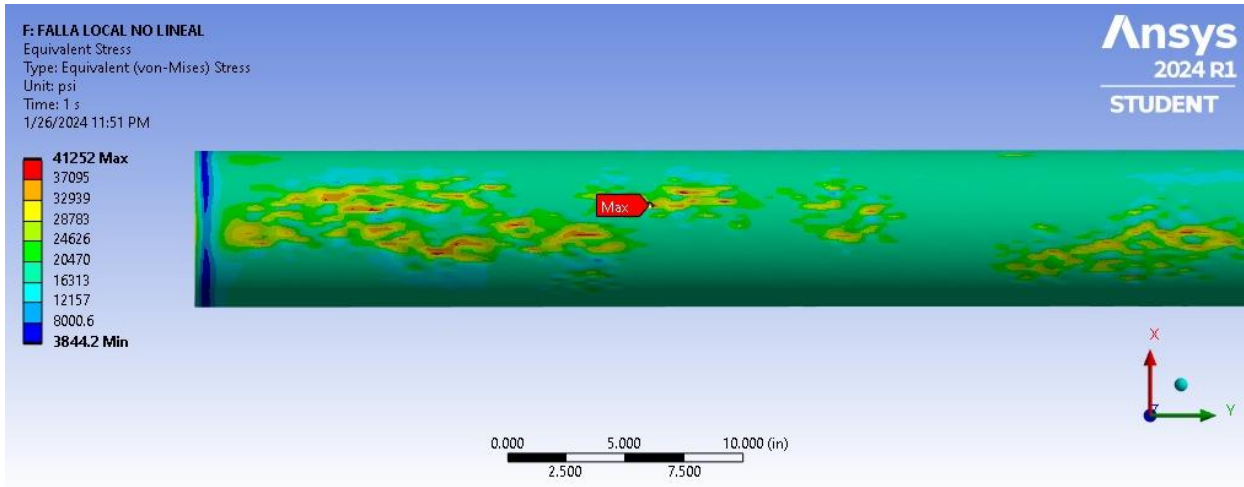


La figura 31 evidencia la convergencia de la gráfica de análisis, indicando que ha alcanzado un resultado concluyente que indica la estabilidad del modelo por lo que no hay necesidad de más iteraciones.

Con base en los resultados obtenidos y al haber pasado el primer análisis por el modo de daño por colapso plástico el segundo análisis también obtiene unos resultados favorables para la continuación en operación de la tubería puesto que para estas cargas aplicadas al modelo, la tubería es apta para seguir en funcionamiento al cumplir los dos criterios que se analizaron, siendo estos que la tubería no supere el esfuerzo de rotura en ningún momento y que presente cierta estabilidad estructural ante las cargas que presenta el modelo, con estos criterios de aceptación la tubería no fallará ante el modo de daño por colapso plástico. En caso de presentarse alguna variación o cambio en su operación o derecho de vía el análisis deberá volver a realizarse con los nuevos parámetros que correspondan.

**5.2.3 Análisis por falla local.** Este análisis se realiza según el apartado de falla local 4.2.4, obteniendo como resultado un máximo de 41252 psi (Ver figura 32), este valor se encuentra entre los valores del esfuerzo de fluencia y el esfuerzo último de rotura. Para este análisis se analizan los resultados obtenidos de los esfuerzos de Von mises, el esfuerzo principal, el esfuerzo medio y el esfuerzo mínimo, también se requiere la deformación plástica presente para al final hacer un cálculo que permite ver si la tubería es aceptada o rechazada.

Figura 32. Falla local análisis esfuerzos Von misses.



En la figura 33 se puede observar como la deformación plástica comienza a aparecer a medida que gradualmente se aplica la carga entre el tiempo 0,625 y 0,75.

Figura 33. Grafica deformación plástica falla local.

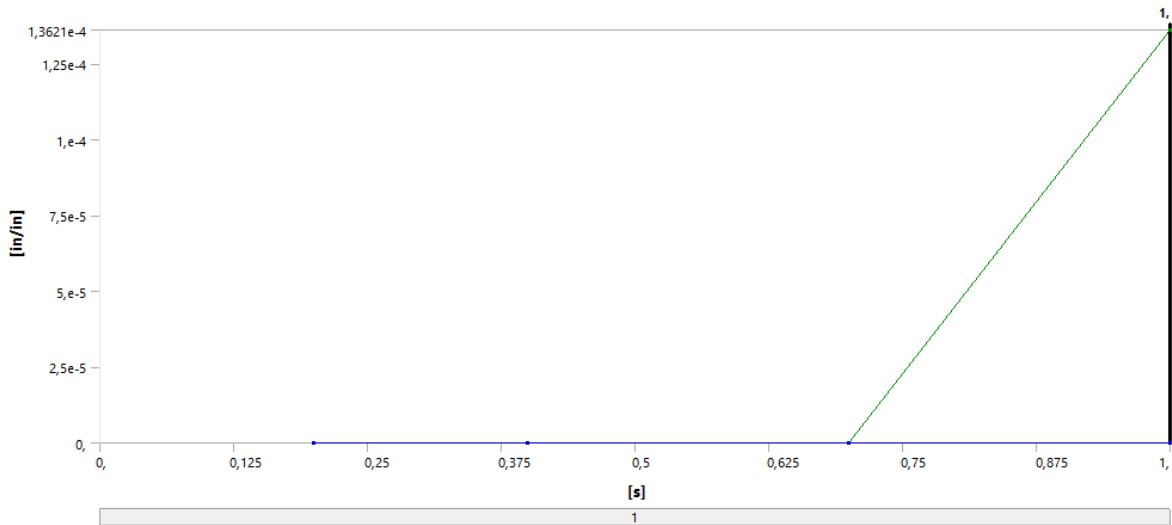
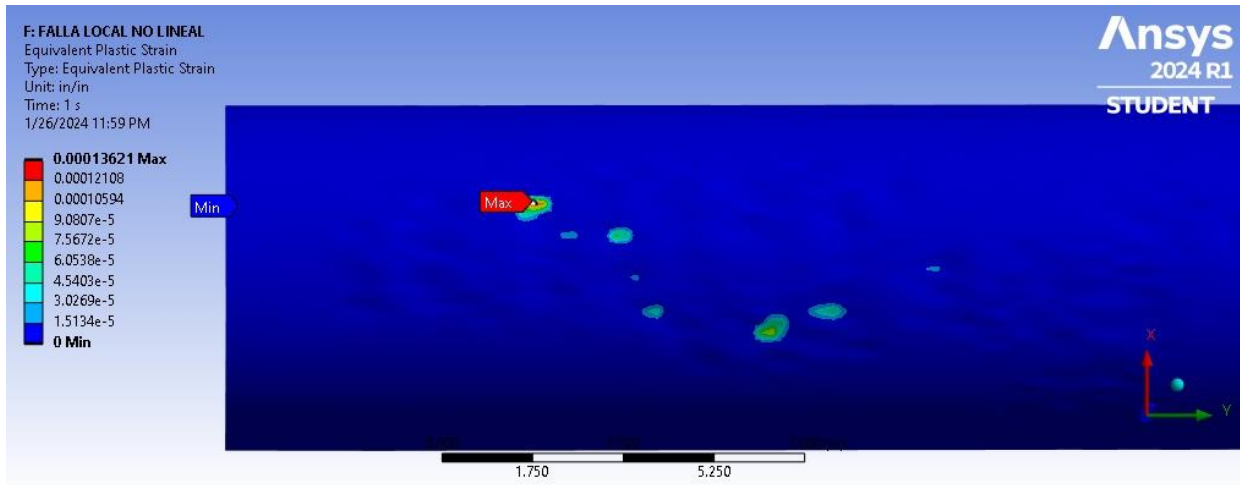
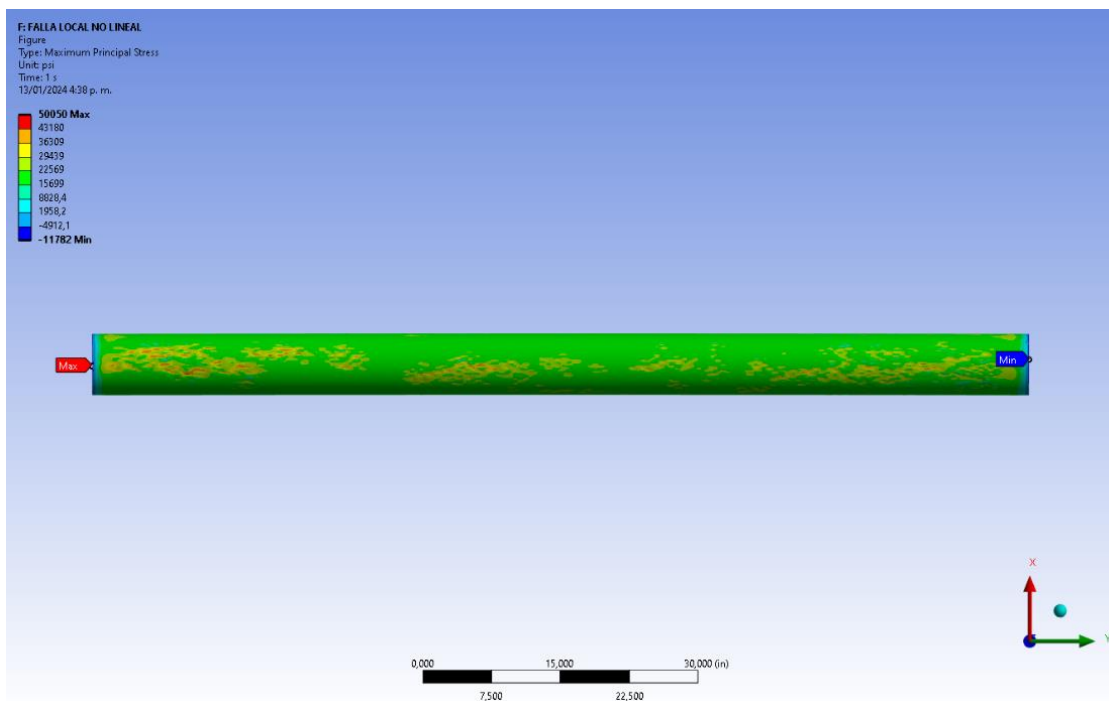


Figura 34. Lugares propensos a la deformación plástica.

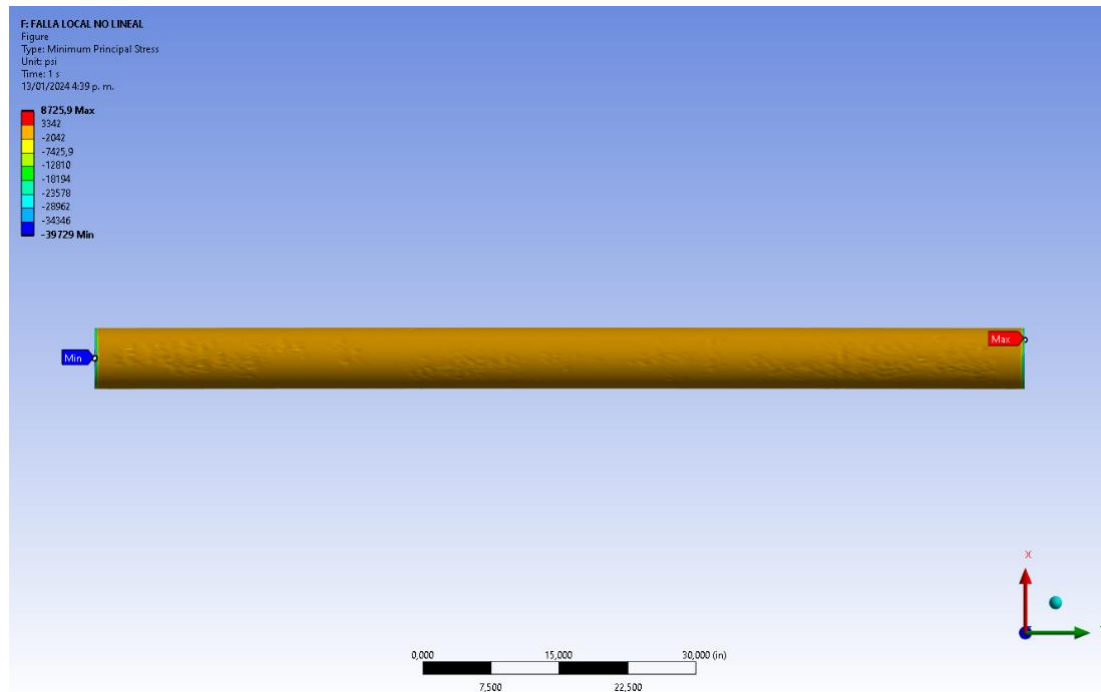
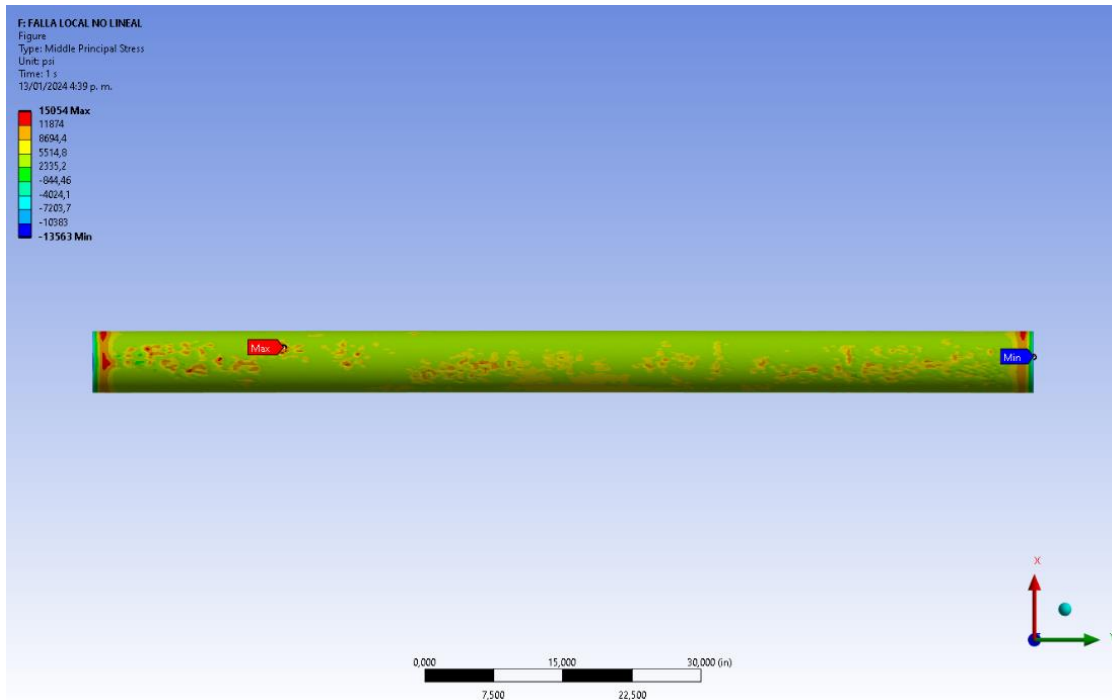


En la figura 34 se observan las zonas donde se presentan deformaciones plásticas en el modelo, las cuales concuerdan con las zonas donde la pérdida de material por corrosión es más evidente.

Figura 35. Esfuerzos principales ANSYS.



Continuación figura.



Según el análisis realizado se encontraron los siguientes valores de esfuerzos principales (ver figura 35), esfuerzo equivalente (ver figura 32) y deformación plástica (Ver figura 34):

esfuerzo principal máximo: 50050 psi  
 esfuerzo principal medio: 15054 psi  
 esfuerzo principal menor: 8725,9psi  
 esfuerzo equivalente: 41252 psi  
 Deformación plástica: 0.00013621 in/in

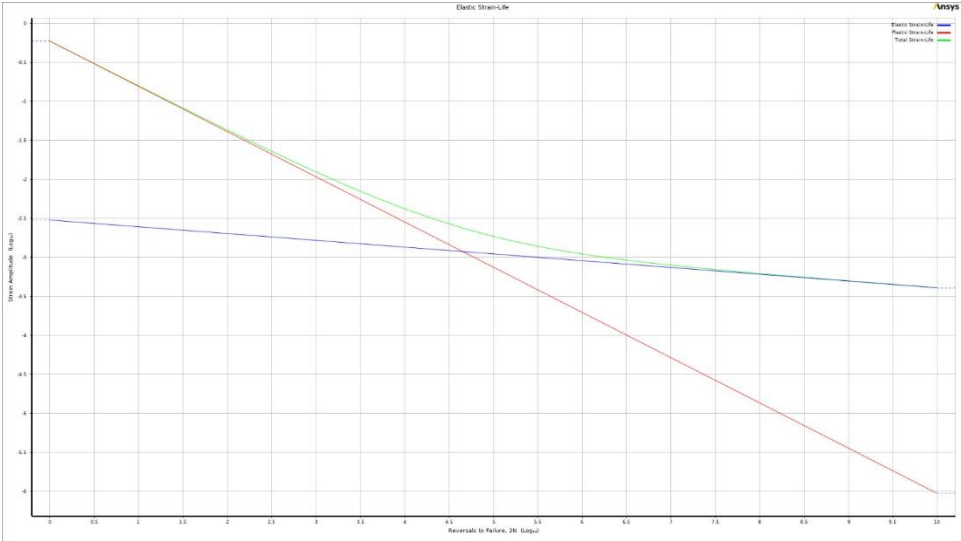
Al ingresar los datos obtenidos mediante Ansys a la tabla 17, se puede obtener un resultado cualitativo que dice si la tubería es apta para el servicio mediante este método de evaluación. Se hicieron los análisis mediante dos metodologías suministradas por la norma, el análisis elástico (Criterio 1 en la tabla 17), y el análisis elastoplástico (Criterio 2 en la tabla 17). Los resultados son favorables, y se tienen nivel de certeza de que la tubería no tendrá afectaciones, por lo que mediante esta evaluación la tubería puede continuar en operación.

Tabla 17. Evaluación de aceptación

CRITERIO DE FALLA LOCAL			
Esfuerzo Eq	41252	Esfuerzo Equivalente Von Misses	$\varepsilon_t = \varepsilon_{lu} \cdot \exp \left[ - \left( \frac{\alpha_{sl}}{1+m_2} \right) \left( \left( \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3\sigma_e} \right) - \frac{1}{3} \right) \right]$
Esfuerzo R	46701	Esfuerzo Principal 1	
Esfuerzo T	15054	Esfuerzo Principal 2	
Esfuerzo A	1165,8	Esfuerzo Principal 3	
S	35000	Esfuerzo de Fluencia	
Esfuerzo UT	60000	Esfuerzo Ultimo	
<b>CRITERIO 1</b>	<b>ACEPTADO</b>		
EL	0,183698784	<b>Deformación Límite triaxial</b>	
Elu	0,25	<b>Deformación Límite Uniaxial</b>	Tabla 5.7 ASME VIII D2
<b>Sigma sl</b>	2,2	<b>Material factor for the multiaxial strain limit.</b>	
<b>Epe</b>	1,36E-04	<b>Deformación Plástica Equivalente</b>	
m2	0,25	<b>Uniaxial Strain Limit</b>	Tabla 5.7 ASME VIII D2
R	0,583333333	<b>Relación YS/UTS</b>	
Ecd	0	<b>Deformación en Frio en Fabricación</b>	
<b>CRITERIO 2</b>	<b>ACEPTADO</b>		

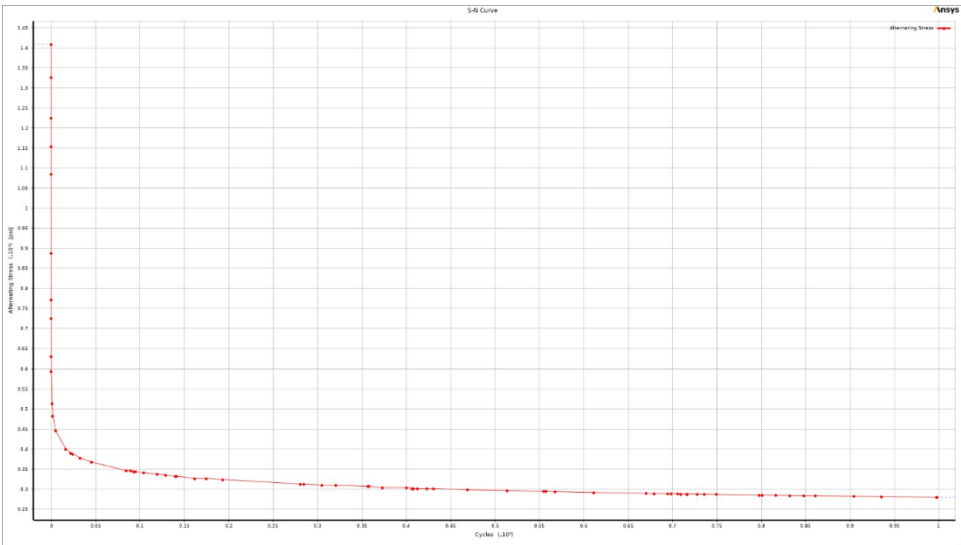
**5.2.4 Análisis por fatiga.** De las ecuaciones vistas en el apartado 4.2.6 se obtuvieron las siguientes graficas:

Figura 36. Grafica strain vs ciclos.



Esta curva específica (figura 36) ofrece información detallada sobre cómo la deformación total del material responde a la carga cíclica y puede servir como una herramienta esencial para la evaluación de la integridad estructural y la durabilidad del componente en cuestión.

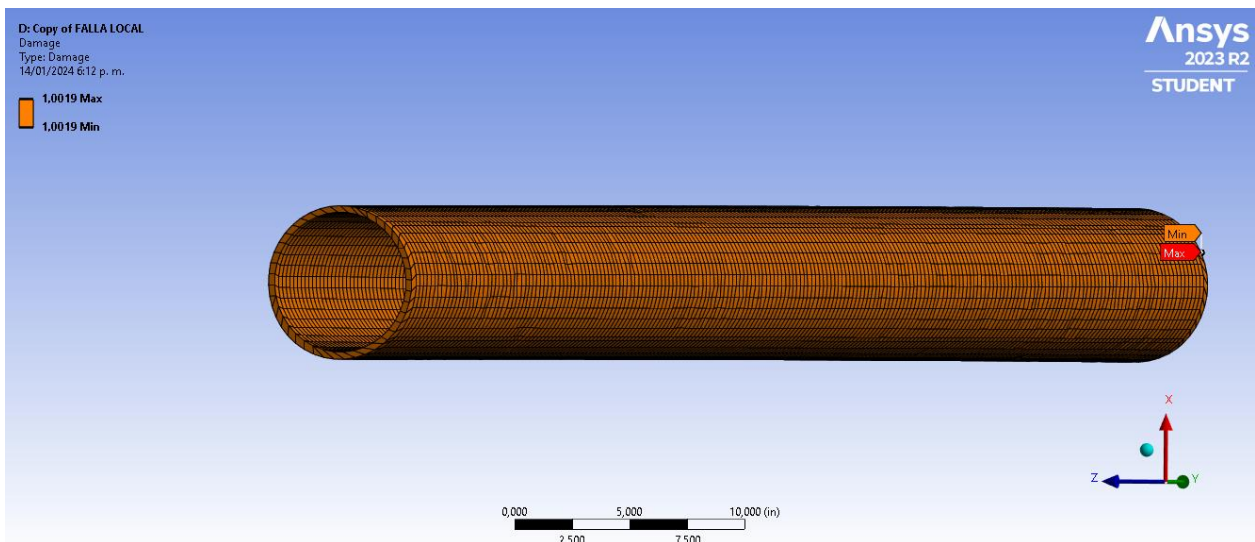
Figura 37. Grafica stress vs ciclos.



La gráfica (figura 37) muestra un rango donde la vida a fatiga disminuye significativamente a medida que aumenta el esfuerzo. Este rango podría corresponder a un límite de resistencia importante para el material.

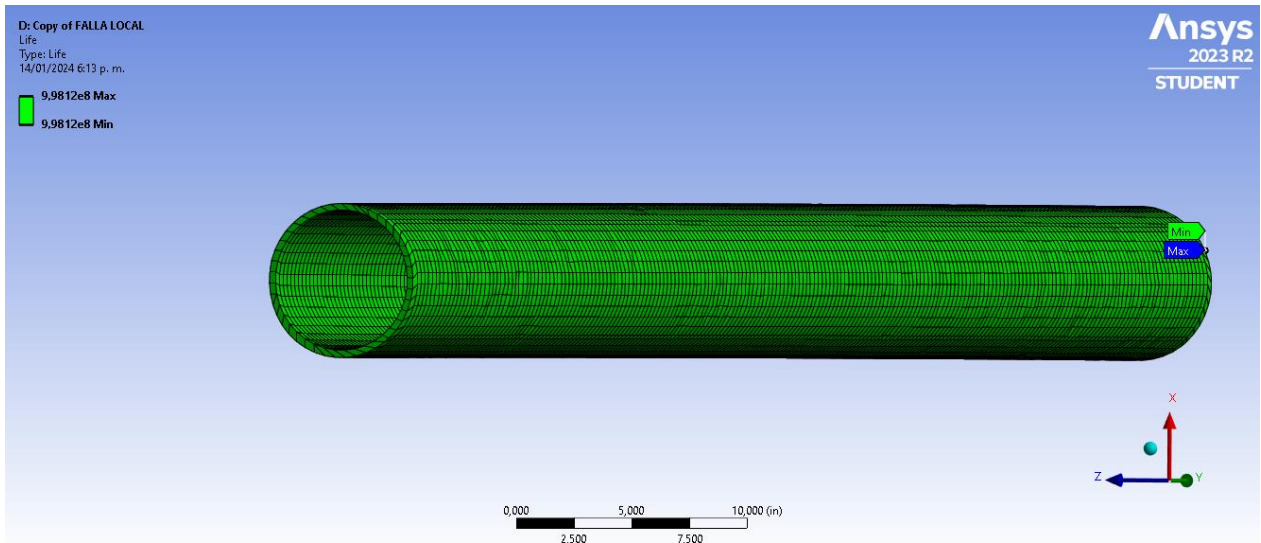
Con base a la norma, una vez hecho los análisis de fatiga en el módulo correspondiente de ANSYS y obteniendo los resultados, se puede visualizar que el daño acumulado es igual a 1 en toda la tubería (ver figura 38), por lo cual no hay zonas que sean propensas a la aparición de grietas que pueden llevar a un daño mayor en la integridad estructural.

Figura 38. Daño acumulado en la tubería por fatiga.



En el análisis la vida residual, se tiene un valor de  $9,9812e+008$  ciclos de trabajo (ver figura 39), este análisis fue hecho con la teoría de Soderberg que es una teoría que corrige las tensiones a compresión y tiende a ser la más conservadora de todas.

Figura 39. Vida residual de la tubería en ciclos de trabajo.



Ya que la vida de la tubería se encuentra en vida infinita y el daño acumulado es igual a 1, la tubería es apta para seguir operando bajo las mismas condiciones con una baja probabilidad de aparición de grietas en las zonas de interés.

### 5.3 CÁLCULO DE LA VIDA RESIDUAL Y EVALUACIÓN DE SEGURIDAD

Los resultados obtenidos en la evaluación del cálculo de la vida residual y la seguridad de la tubería, según la sección 4.3.1, revela aspectos críticos que demandan atención inmediata. En primer lugar, se determinó que el espesor mínimo requerido para el funcionamiento adecuado de la tubería es de 4,62 mm, una cifra esencial para garantizar la integridad estructural. Sin embargo, se encontró un valor menor al establecido por la API 579 por lo cual el cálculo de la vida residual arrojó un resultado negativo de -8 años, indicando que, en realidad, la tubería no debería estar en funcionamiento debido al nivel significativo de corrosión presente.

Este descubrimiento plantea una situación alarmante, ya que la vida actual del conducto se estima en 12 años. La discrepancia entre la vida residual calculada y la vida actual

subraya la urgencia de abordar los problemas de corrosión de manera inmediata para evitar posibles fallos estructurales y garantizar la seguridad operativa.

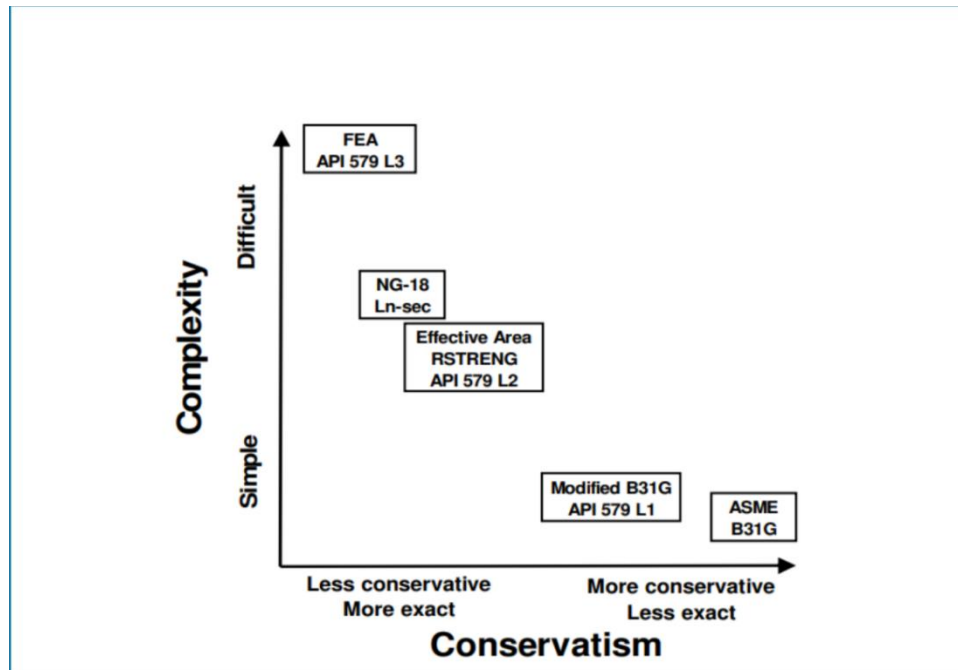
Además, según los lineamientos de la normativa API 579 y los cálculos detallados en la sección 4.3.3, se establece que la presión mínima de operación debe ser de 928 psi valor calculado con el espesor mínimo medido 3,052mm en el punto más crítico que se encuentra cerca del espesor mínimo estructural según API 574 (ver Anexo D), esto para mantener la integridad estructural de la tubería (ver tabla 18). Este requisito refleja la importancia de mantener condiciones operativas seguras y resistentes.

Tabla 18. Cálculos vida residual.

NPS (pulg)	Tnom (mm)	d(mm)	%PM	T MÍNIMO POR CORROSIÓN EXTERIOR	EDAD DEL DUCTO (AÑOS)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mm/Año)	VALORACIÓN DE CORROSIÓN	VIDA RESIDUAL (Años)	MAOP ACTUAL (psig)	MOP ACTUAL (psig)
6	7,11	4,1	57,05	3,05	20,12	0,202	ALTA	-8,04	914,70	1330,00

**5.3.1 Análisis por esfuerzo y análisis por vida residual.** Durante el análisis de la tubería se trabajó con dos métodos, de los cuales uno evalúa la vida residual de la tubería a partir de la presión de diseño, años de operación y tasa de corrosión; el segundo se centra en las cargas a las cuales está expuesta la tubería, con el fin de saber si estas superan la fluencia del material e incluso si puede llegar a una rotura. Donde el método de vida residual es más conservador (Ver figura 40) que el método de análisis por cargas; la tubería no ha fallado debido a los factores de seguridad manejados para gaseoductos.

Figura 40. Complejidad y conservatismo de las normas.



Fuente: Spectrum of remaining assessment complexity vs. conservatism per application.

Con base en la figura 40 se puede observar que el método más exacto y que ofrece un criterio de evaluación de la integridad más cercano a la realidad es el empleado en la norma API 579 nivel 3. Por lo cual, aunque por vida residual no falle la tubería sigue siendo apta para su funcionamiento hasta la próxima parada de mantenimiento. Aunque el análisis por vidas residuales es menos conservador es ampliamente utilizado para llevar un control de los mantenimientos mediante las tasas de corrosión.

#### 5.4 ACCIONES PARA RESTAURAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA

Para el correcto funcionamiento de la tubería es necesario analizar todas las posibles soluciones que se adecuen a la tubería según el daño causado por la corrosión.

**5.4.1 Camisa tipo B ASME PCC.** La opción más viable en aspectos económicos, de acuerdo con la norma ASME PCC sección 2.6, es aplicar una Camisa tipo B, como se ve

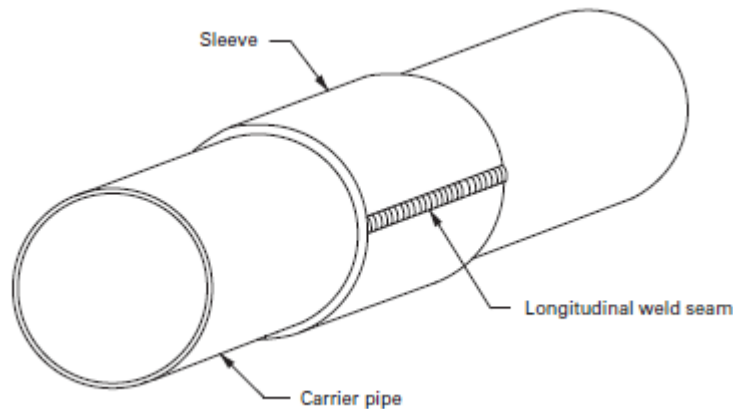
en la figura 41, con un espesor 1.25 veces el espesor original. Además, esta camisa se rellenará con un epoxico de alta calidad y se asegurará mediante soldadura de igual o mayor resistencia que el material, para hacer este procedimiento es necesario reducir la presión de operación a 936 psi según la norma API 2201. Adicional a esto la camisa tiene que ser del mismo material que la tubería, se requiere una camisa de 2.8 metros de longitud con la cobertura en todo el perímetro de la tubería, para mayor detalle sobre esta reparación ver la norma ASME PCC (sección 2.6) Y API 2201. Antes de considerar esa reparación es necesario tener en cuenta los siguientes criterios:

- No se permite la instalación de camisas tipo B, en tuberías en servicio con espesores menores a cinco milímetros, por tanto, es necesario verificar con ultrasonido.
- Si el espesor de la tubería es menor a cinco milímetros se debe buscar con el medidor de ultrasonidos una zona sana.
- La camisa debe ser fabricada de un material que tenga una relación grado/espesor que le permita soportar la MAOP de la tubería principal
- El material de la camisa debe ser de un grado igual o superior al grado de la tubería a reparar y su diámetro debe coincidir con el diámetro de la tubería a reparar<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> ASME PCC-2: Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers, 2015. p. 12-15.

Figura 41. Ejemplo camisa según ASME PCC.



Fuente: ASME PCC 2015, sección 2.6.

La estrategia se basa en las directrices de la norma API, que prioriza la seguridad y la integridad de las instalaciones, al tiempo que busca minimizar costos y tiempos de inactividad. Esta medida garantizará la continuidad operativa de las instalaciones y contribuirá a mantener los más altos estándares de seguridad y cumplimiento normativo en la industria.

**5.4.2 Cambios en las condiciones de operación.** Con el objetivo de garantizar una operación segura y mantener la integridad del sistema de transporte de gas, se propone reducir el nivel de presión del gas de 1480 a 928,17 psi, esta opción se basa en una evaluación de la tubería y en conformidad con las pautas establecidas por la norma API 579, según los cálculos de máxima presión de operación mostrados en el apartado 4.3.3, evaluado con el mínimo en el punto más crítico. Esta es una medida a corto plazo, no debe considerarse permanente, ya que esta tiene una tasa de corrosión que con el tiempo aumentara.

**5.4.3 Cambio de la sección de tubería afectada.** La opción de realizar un cambio drástico en la tubería presenta varias ventajas significativas, como proporcionar una

solución definitiva para los problemas de integridad estructural, la posibilidad de mejorar los materiales y asegurar la conformidad con las normativas actuales. Sin embargo, estas ventajas deben sopesarse frente a desventajas importantes, como el alto costo asociado con la adquisición de nuevos materiales y la mano de obra, el tiempo de inactividad que podría interrumpir las operaciones, la complejidad logística, y el impacto ambiental derivado de la eliminación de la tubería antigua. La decisión de optar por el reemplazo drástico debe basarse en una evaluación exhaustiva de estos factores, considerando la gravedad del daño, los recursos disponibles y las necesidades específicas del sistema de tuberías.

## 6. CONCLUSIONES

- Con este proyecto se logró implementar una forma de optimizar y mejorar la precisión en la obtención de datos para el modelo de análisis de integridad en los gasoductos de la industria mediante la norma API 579 al obtener perfiles de corrosión junto a geometrías complejas que se pueden llevar a software FEA para cumplir el objetivo de conocer si la tubería es apta para seguir en operación.
- Mediante los análisis realizados por Colapso plástico, falla local y fatiga se emite un resultado que indica que la tubería por estos métodos de daño es apta para seguir en funcionamiento siempre y cuando no se alteren o modifiquen las cargas que se tuvieron en cuenta en este análisis, en dicho caso que se llegaran a modificar un nuevo análisis se hace necesario.
- Los equipos utilizados en este proyecto contribuyeron significativamente a ofrecer una visión exhaustiva de las posibles causas de fallo en la tubería debido a la corrosión. Con gran precisión, se identificaron los puntos críticos, permitiendo enfocarse en ellos y determinarlos mediante análisis detallados.
- Mediante la norma API 579 se puede evaluar la integridad y condiciones de operación para equipos de la industria petrolera y afines que presenten daños. La norma sirve de guía para hacer las evaluaciones, pero el criterio de cada inspector en la toma de decisiones es de carácter subjetivo en base a la experiencia y las condiciones propias del caso.
- La tubería evaluada por los métodos evaluados mediante la norma API 579 es apta para el funcionamiento, pero debido al espesor remanente de 3,052 mm y la presión de operación no cumple con el espesor mínimo para las condiciones de operación con base en la norma B31.8, y está muy cerca del espesor mínimo estructural de 2,8 mm (VER ANEXO D).

- Según la norma ASME PCC, se lograron identificar las recomendaciones más apropiadas para esta tubería, al analizar no solo su seguridad e integridad, sino también considerar las opciones de reparación con menores costos.
- En el desarrollo de este proyecto de estudio y análisis de corrosión de una tubería se hace esencial utilizar la norma como una guía, pero también poseer un criterio propio y un conocimiento de la norma API 579. Dada la variabilidad en los factores que pueden influir en cada caso particular, se subraya la necesidad de abordar el proyecto con un enfoque personalizado. La aplicación adecuada de los procedimientos estipulados por la norma depende en gran medida de la comprensión detallada de los factores específicos de cada situación.
- Aunque podría parecer que hay dos criterios que se contradicen como lo son los análisis por vida residual y el calculado por esfuerzos con el modelo de la tubería, en estos casos para tomar una decisión se utiliza un criterio en base a lo conservador que puede llegar a ser un análisis y el margen de operación que le deja a la tubería junto con la experticia, por lo cual la tubería es apta para seguir en funcionamiento hasta la próxima parada donde es recomendable realizar las respectivas reparaciones.
- Esta técnica de escaneo solo puede realizarse cuando la tubería o el equipo se encuentra visible. Esto presenta ciertas restricciones, limitando su aplicación a tuberías aéreas. Si la tubería está enterrada o si hay obstáculos que impiden el escaneo adecuado, la técnica de medición por fotogrametría y láser no será viable.

## BIBLIOGRAFÍA

ANSYS: Análisis por elementos finitos. ANSYS [página web]. [Consultado el 3, agosto, 2023]. Disponible en: <<https://www.ansys.com/>>.

Ahmad, S., El-Khatib, A., y Al-Khatib, H. Fitness for Service Evaluation of Pressure Equipment Using ASME PCC-2. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 2016. p. 138.

American Society of Mechanical Engineers. ASME PCC-2: Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers, 2015. p. 12-15.

American Society of Mechanical Engineers. B31.8 - Fitness for service and integrity of piping. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers, 2017. p. 3-5.

Bathe, K. J. *Finite Element Procedures*. Prentice Hall, 1996. p. 15.

Diseño de tuberías. Monografías [página web]. [Consultado el 10, octubre, 2023]. Disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos25/disenio-tuberias/disenio-tuberias>

Experimento de corrosión de varillas. STUDOCU [página web]. [Consultado el 5, octubre, 2023]. Disponible en: <<https://www.studocu.com/es-mx/document/instituto-tecnologico-de-la-laguna/quimica-analitica/experimento-de-corrosion-de-varillas/13155747>>.

Fontana, M. G., & Green, N. D. *Corrosion engineering*. New York, NY: McGraw-Hill, 2000. p. 14-15.

Hwang, S., & Benedetti, M. CAD modeling: A revolution in the design process. *Journal of Engineering Design*, 2018. p. 1-15.

Jackson, C., & Roberts, R. The use of API 5L Gr B steel in natural gas pipelines. Pipeline and Gas Journal, 2019. p. 56-60.

Kersten, D., & Lindstaedt, M. Photogrammetry: From a manual to a digital process. Photogrammetric Engineering and Remote Sensing, 2019. p. 15.

Macdonald, A., & Bianco, V. The role of pipelines in the energy market. Energy Policy, 2018. p. 133-139.

NACE International (2017). Corrosion control in oil and gas production. Houston, TX: NACE International. 2017. p. 21, 243.

Oñate, E. Structural analysis with the finite element method. Springer Science & Business Media, 2013. p. 3.

REVERSE ENGINEERING OF PHYSICAL OBJECTS – TEACHING MANUAL. CREAFORM. 2014. p. 55.

Smith, J. ANSYS: Un software de análisis por elementos finitos (FEA) para ingenieros y diseñadores. Journal of Engineering, 2023. p. 2.

Tuberías conceptos y principios. 1LIBRARY [página web]. [Consultado el 10, octubre, 2023]. Disponible en:<https://1library.co/article/normas-dise%C3%B1o-introducci%C3%B3n-dise%C3%B1o-tuberias-conceptos-principios-b%C3%A1sicos.z1d74jve>

Vosselman, G., & Maas, H. 3D laser scanning: A review. ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing, 2010. p. 14.

Yu, H., Zhang, C., & Wang, Y. Integrity assessment of pipelines: A review. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 2017. p. 8.

## ANEXOS

Anexo A. Catalogo del equipo HandySCAN3D.



METROLOGY SOLUTIONS

# HandySCAN3D™

BLACK Series  
THE TRULY PORTABLE  
METROLOGY-GRADE  
3D SCANNERS

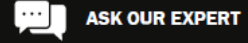
WATCH PRODUCT VIDEO

reddot award 2019  
winner

**CREAFORM**

**AMETEK**  
ULTRA PRECISION TECHNOLOGIES

The advertisement features a black handheld 3D scanner with two lens-like sensors at the top and bottom. The background is dark with a faint grid pattern. The text is primarily white and blue, with a red dot award logo. The Creaform and Ametek logos are at the bottom.



## TECHNICAL SPECIFICATIONS

Innovating technology that provides accuracy, simplicity, portability as well as real speed to your metrology-grade applications.

	HandySCAN BLACK™	HandySCAN BLACK™ Elite
<b>ACCURACY</b> <sup>(1)</sup>	0.035 mm (0.0014 in)	0.025 mm (0.0009 in)
<b>VOLUMETRIC ACCURACY</b> <sup>(2)</sup> (based on part size)	0.020 mm + 0.060 mm/m (0.0008 in + 0.0007 in/ft)	0.020 mm + 0.040 mm/m (0.0008 in + 0.0005 in/ft)
<b>VOLUMETRIC ACCURACY WITH MaxSHOT Next™ Elite</b> <sup>(3)</sup>	0.020 mm + 0.015 mm/m (0.0008 in + 0.00018 in/ft)	
<b>MEASUREMENT RESOLUTION</b>	0.025 mm (0.0009 in)	
<b>MESH RESOLUTION</b>	0.100 mm (0.0039 in)	
<b>MEASUREMENT RATE</b>	800,000 measurements/s	1,300,000 measurements/s
<b>LIGHT SOURCE</b>	7 blue laser crosses	11 blue laser crosses (+ 1 extra line)
<b>LASER CLASS</b>	2M (eye safe)	
<b>SCANNING AREA</b>	310 x 350 mm (12.2 x 13.8 in)	
<b>STAND-OFF DISTANCE</b>	300 mm (11.8 in)	
<b>DEPTH OF FIELD</b>	250 mm (9.8 in)	
<b>PART SIZE RANGE (recommended)</b>	0.05–4 m (0.15–13 ft)	
<b>SOFTWARE</b>	VXelements	
<b>OUTPUT FORMATS</b>	.dae, .fbx, .ma, .obj, .ply, .stl, .txt, .wrl, .x3d, .x3dz, .zpr, .3mf	

<b>OUTPUT FORMATS</b>	.dae, .fbx, .ma, .obj, .ply, .stl, .txt, .wrl, .x3d, .x3dz, .zpr, .3mf
<b>COMPATIBLE SOFTWARE</b> <sup>(4)</sup>	3D Systems (Geomagic® Solutions), InnovMetric Software (PolyWorks), Metrologic Group (Metrolog X4), New River Kinematics (Spatial Analyzer), Verisurf, Dassault Systèmes (CATIA V5, SOLIDWORKS), PTC (Creo), Siemens (NX, Solid Edge), Autodesk (Inventor, PowerINSPECT)
<b>WEIGHT</b>	0.94 kg (2.1 lb)
<b>DIMENSIONS (LxWxH)</b>	79 x 142 x 288 mm (3.1 x 5.6 x 11.3 in)
<b>CONNECTION STANDARD</b>	1 X USB 3.0
<b>OPERATING TEMPERATURE RANGE</b>	5–40°C (41–104°F)
<b>OPERATING HUMIDITY RANGE (non-condensing)</b>	10–90%
<b>CERTIFICATIONS</b>	EC Compliance (Electromagnetic Compatibility Directive, Low Voltage Directive), compatible with rechargeable batteries (when applicable), IP50, WEEE
<b>PATENTS</b>	CA 2,600,926, CN 200680014069.3, US 7,912,673, CA 2,656,163, EP (FR, UK, DE) 1,877,726, AU 2006222458, US 8,032,327, JP 4,871,352, US 8,140,295, EP (FR, UK, DE) 2,278,271, EP (FR, UK, DE) 2,230,482, IN 266,573, US 7,487,063, CA 2,529,044, EP (FR, UK, DE) 3,102,908, US 15/114,563, CN 201580007340X

- (1) HandySCAN BLACK and HandySCAN BLACK|Elite (ISO 17025 accredited): Based on VDI/VDE 2634 part 3 standard. Probing error performance is assessed with diameter measurements on traceable sphere artefacts.
- (2) HandySCAN BLACK and HandySCAN BLACK|Elite (ISO 17025 accredited): Based on VDI/VDE 2634 part 3 standard. Sphere-spacing error is assessed with traceable length artefacts by measuring these at different locations and orientations within the working volume. Results are obtained using integrated photogrammetry with volumetric accuracy optimization.
- (3) The volumetric accuracy of the system when using a MaxSHOT 3D cannot be superior to the default accuracy for a given model.
- (4) Also compatible with all major metrology, CAD, and computer graphic software through mesh and point cloud import.

**CREAFORM**

**AMETEK**  
ULTRA PRECISION TECHNOLOGIES

Creaform Inc. (Head Office)  
4700 rue de la Pascaline  
Lévis QC G6W 0L9 Canada  
T: 1 418 833 4446 | F: 1 418 833 9588  
creaform.info@ametek.com | creaform3d.com



Authorized Distributor

ASK OUR EXPERT

## HandySCAN3D™

**WHEN ACCURACY  
MEETS VERSATILITY  
AND PORTABILITY**

The HandySCAN 3D™ line-up is the industry standard in portable metrology-grade 3D scanners and a proven and trusted patented technology. Optimized to meet the needs of design, manufacturing and metrology professionals, the BLACK Series provides the most effective and reliable way to acquire accurate 3D measurements of physical objects anywhere.

Portable, accurate and simple to use, the HandySCAN 3D | BLACK Series features unmatched speed that captures high-quality measurements. Since it performs regardless of environment changes or part movement, it represents the ideal tool for quality assurance and product development applications.



**ACCURACY OF  
0.025 mm (0.0009 in)**



**SCAN-TO-MESH  
IN SECONDS**



**CERTIFIED  
ISO 17025**



**WORLDWIDE  
SUPPORT**



**LARGE  
SCANNING AREA**



**PATENTED  
TECHNOLOGY**



- 1 High-performance optics  
Optimal scan quality
- 2 Extra single line  
Easy capture of hard-to-reach areas
- 3 Blue laser technology  
High resolution capability
- 4 Stand-off distance  
color indicator  
Maximizes scanning performance
- 5 Multifunction buttons  
Quick access to frequently used  
software functionalities
- 6 Highly ergonomic  
and sleek design  
Provides outstanding  
user experience



The HandySCAN 3D | BLACK Series delivers accurate, high-resolution and repeatable results, regardless of the measurement setup quality and no matter the user experience. Featuring dynamic referencing, both the scanner and part can move during measurement and still provide an accurate and high-quality scan.

**Accuracy**  
0.025 mm (0.0009 in)

**Volumetric accuracy**  
0.020 + 0.040 mm/m (0.0008 in + 0.0005 in/ft)

**Reliable acceptance test**  
Based on VDI/VDE 2634 part 3 standard  
ISO 17025 accredited laboratory

**High resolution for fine details**

**High accuracy on large measurements**  
Integrated photogrammetry process and bundle adjustment optimisation

**Integrated photogrammetry**  
High accuracy on large measurements with volumetric accuracy optimization



This handheld 3D scanner is a stand-alone device that does not require a tripod nor any external tracking device to operate. Fitting in a small suitcase, it can be brought anywhere and used in any environmental conditions without affecting its performance.

**Lightweight**  
0.94 kg (2.1 lb)

**Dynamic referencing**  
Both the object and scanner can be moved freely while scanning.

**Fits into a suitcase**

**Take It anywhere you need**



With its user-friendly interface and ergonomic design, this 3D measurement solution has a short learning curve. Highly versatile, it can be used to scan various object sizes and surface types in real time—all with the same device.

**Plug and play**

**Simple user interface and real-time mesh visualization**

**Single device fits all needs**

**Masters complex and difficult surfaces**



The HandySCAN 3D | BLACK Series scanner features multiple laser crosses and an automatic mesh generation, enabling a faster workflow from the set-up to the scan and then to the file!

**Instant mesh**  
Ready-to-use files

**High measurement rate**  
Up to 3,300,000 measurements/s

**11 laser crosses scanning area**

**Quick set-up**  
Up and running in less than 2 minutes

Anexo B. Factor de corrección.

**Table 2D.4 – Values of  $M$  and  $\beta$  for an  $FFS$  Assessment Based on Elastic-Plastic Analysis**

Construction Code	Design Margin, $M$ (1)	$\beta$ (2)
PD 5500	2.35	$M \cdot RSF_a$
EN 13345	2.4	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, Division 2, 2017 Edition and later, Class 1 Vessel	3.0	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, Division 2, 2017 Edition and later, Class 2 Vessel	2.4	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, Division 2, 2007 up to the 2017 Edition	2.4	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, Division 2, prior to the 2007 Edition	3.0	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, Division 1, 1999 Addenda of the 1998 Edition and later	3.5	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, Division 1, 1968 Edition up to the 1999 Addenda of the 1998 Edition	4.0	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, 1950 Edition up to the 1968 Edition	4.0	$M \cdot RSF_a$
ASME Section VIII, prior to the 1950 Edition (3)	5.0	$M \cdot RSF_a$
API-ASME Code 1934-1954 (3)	4.0	$M \cdot RSF_a$
API 650	2.5	$M \cdot RSF_a$
API 620	3.3	$M \cdot RSF_a$
ASME B31.1 2007 Edition and later	3.5	$M \cdot RSF_a$
ASME B31.1 prior to the 2007 Edition	4.0	$M \cdot RSF_a$
ASME B31.3	3.0	$M \cdot RSF_a$
ASME B31.4	$\frac{1}{F}$	$\max[1.25, M \cdot RSF_a]$

Continuación de tabla.

Construction Code	Design Margin, $M$ (1)	$\beta$ (2)
ASME B31.8	$\frac{1}{F \cdot T}$	$\max[1.25, M \cdot RSF_a]$
ASME B31.12 – Industrial Piping	$\frac{3.0}{M_f}$	$M \cdot RSF_a$
ASME B31.12 – Pipelines	$\frac{1}{F \cdot T \cdot H_f}$	$\max[1.25, M \cdot RSF_a]$

Fuente: API 579 tabla 2D.4

Para el cálculo de Factor de corrección es necesario ir a ASME B31.8 o API 579 tabla 2D.4, donde se encuentra la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{RSF_a}{F \cdot T} \text{ Ecuación 20}$$

Donde:

F, Factor de diseño según ASME B31.4 B31.12

T, Factor de temperatura según ASME B31.4 B31.12

Anexo C. ASME VIII D2 tabla 5.7.

Para la selección de  $m_2$  y  $\alpha_{sl}$ , se tuvo en cuenta el tipo de material en este caso el API 5L grado B corresponde a Ferritic Steel.

Uniaxial Strain Limit for Use in Multiaxial Strain Limit Criterion

<b>Table 5.7</b>					
<b>Uniaxial Strain Limit for Use in Multiaxial Strain Limit Criterion</b>					
<u>Uniaxial Strain Limit, <math>\epsilon_{Lu}</math> [Note (1)], [Note (2)], [Note (3)]</u>					
Material	Maximum Temperature	$m_2$	Elongation Specified	Reduction of Area Specified	$\alpha_{sl}$
Ferritic steel	480°C (900°F)	$0.60(1.00 - R)$	$2 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	2.2
Stainless steel and nickel base alloys	480°C (900°F)	$0.75(1.00 - R)$	$3 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	0.6
Duplex stainless steel	480°C (900°F)	$0.70(0.95 - R)$	$2 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	2.2
Precipitation hardenable nickel base alloys	540°C (1,000°F)	$1.09(0.93 - R)$	$\ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	2.2
Aluminum	120°C (250°F)	$0.52(0.98 - R)$	$1.3 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	2.2
Copper	65°C (150°F)	$0.50(1.00 - R)$	$2 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	2.2
Titanium and zirconium	260°C (500°F)	$0.50(0.98 - R)$	$1.3 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{E}{100} \right]$	$\ln \left[ \frac{100}{100 - RA} \right]$	2.2

NOTES:  
 (1) If the elongation and reduction in area are not specified, then  $\epsilon_{Lu} = m_2$ . If the elongation or reduction in area is specified, then  $\epsilon_{Lu}$  is the maximum number computed from columns 3, 4, or 5, as applicable.  
 (2)  $R$  is the ratio of the minimum specified yield strength divided by the minimum specified ultimate tensile strength.  
 (3)  $E$  is the % elongation and  $RA$  is the % reduction in area determined from the applicable material specification.

Fuente: ASME VIII D2 tabla 5.7.

Anexo D. Espesor mínimo según API 574.

En la siguiente tabla se ve el espesor mínimo según el diámetro de la tubería, en este caso es 6 que corresponde a un espesor mínimo estructural de 2.8mm.

**Table 7—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe**

<b>NPS</b>	<b>Default Minimum Structural Thickness for Temperatures &lt; 400 °F (205 °C) in. (mm)</b>	<b>Minimum Alert Thickness for Temperatures &lt; 400 °F (205 °C) in. (mm)</b>
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14(3.6)

Fuente: API 574 sección 12.1.5, tabla 7.