



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 21 de Noviembre del 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s): Cristian Antonio Rojas Torres, con C.C. No. 1.083.905.418, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Evaluación de los defectos en tuberías corroídas por medio de los manuales estandarizados: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y ELEMENTOS FINITOS presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Cristian Antonio Rojas Torres

Firma: Cristian Antonio Rojas

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Rojas Torres	Cristian Antonio

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cristiancho Hernandez	Eduardo
Vargas Castellano	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas	Ariel Yamir

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: PETROLEOS

CIUDAD: NEIVA AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018 NÚMERO DE PÁGINAS: 132

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___
Tablas o Cuadros

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: no



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

MATERIAL ANEXO: CONFIGURACION DE LAS ECUACIONES DEL ASME B31G Y MODIFIED EN EXCEL

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Tubería API 5L X65	API 5L X65 Pipe	6. RSTRENG	RSTRENG
2. Defecto por Corrosión	Corrosion Defect	7. API 579	API 579
3. _Inspección en Línea	Line Inspection	8. Elementos Finitos	Finite Elements
4. ASME B31-G	ASME B31-G	9. Evaluación de Integridad Mecánica	Mechanical Integrity Assessment
5. ASME B31-G MODIFICADO	ASME B31-G MODIFIED		

API 5L X65 Pipe, Corrosion Defect, Line Inspection (ILI) ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579, Finite Elements (FEA), Mechanical Integrity Assessment

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente proyecto realizo un estudio de los defectos por corrosión de la línea de transporte de gas natural API 5L X65 en Puerto Salgar – Mariquita, mediante un pig inteligente se pasaron registros y se usó el método ILI (inspección en línea) para hallar las anomalías de corrosión externa en la tubería, luego fueron evaluados mediante los códigos/normas ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y Elementos Finitos (FEA) con la finalidad de conocer la máxima presión de operación (MAOP) segura y vida remanente que podría soportar dicha tubería, teniendo los resultados se compara la efectividad de cada estándar.

Los pasos a seguir en la investigación son los siguientes, primero se estudió cada uno de los estándares: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y Elementos Finitos (FEA), posteriormente se recolecto datos de la tubería API5L X65 estudiada por inspección en línea, que proporcione datos como: espesor, profundidad, distancia, longitud del defecto corroído e integridad mecánica; y las diferentes generalidades del gasoducto a estudiar. Además, se tuvieron en cuenta los antecedentes del programa de integridad de la tubería y su sistema de protección catódico. Lo cual permitió clasificar la información: por dimensionamiento y tiempo de reparación – vida útil y por aprobación o rechazo de los criterios de los defectos y así realizar la evaluación de integridad mecánica de los defectos por medio de las normas anteriormente mencionadas



De esta forma, como complemento del proyecto se evaluó la viabilidad económica mediante un análisis de costos - operatividad.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The present project carried out a study about the corrosion defects of the natural gas transport line API 5L X65 in Puerto Salgar - Mariquita. For this, the ILI method (on-line inspection) was implemented to find external corrosion anomalies in the pipeline and an intelligent pig was used to record the data. After that, these data were evaluated using the codes or standards ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579 and Finite Elements (FEA) in order to know the maximum safe operating pressure (MAOP) and remaining life that could support the pipeline, and likewise the effectiveness of each standard was compared taking into account the results obtained.

The steps followed in the investigation were the next, first we studied each of the standards of ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579 and Finite Elements (FEA), later we collected data from the API5L X65 pipeline studied by online inspection, which provided data such as: thickness, depth, distance, corroded defect length and mechanical integrity; and the different generalities of the gas pipeline to be studied. In addition, the background of the pipe integrity program and its cathodic protection system were taken into account which allowed to classify the information by: dimensioning and repair time - useful life and approval or rejection of the criteria of the defects and thus perform the evaluation of mechanical integrity of the defects by means of the aforementioned standards.

In this way, as a complement to the project, the economic viability was evaluated through a cost and operational analysis.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Nombre Jurado: Ing. Luz Marina Botero

Firma:

Nombre Jurado: Ing. Luis Fernando Bonilla

Firma:

**EVALUACIÓN DE LOS DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DE
LOS MANUALES ESTANDARIZADOS: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO,
RSTRENG, API 579 Y ELEMENTOS FINITOS**

CRISTIAN ANTONIO ROJAS TORRES

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

**FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2018**

**EVALUACIÓN DE LOS DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DE
LOS MANUALES ESTANDARIZADOS: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO,
RSTRENG, API 579 Y ELEMENTOS FINITOS**

CRISTIAN ANTONIO ROJAS TORRES

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Asesores:

Director, EDUARDO CRISTANCHO

Ingeniero de petróleos, gerente en Ingeniería Integridad & Protección

Co-director, CONSTANZA VARGAS

Ingeniera de petróleos y docente programa en Universidad Surcolombiana

Colaboradores:

ARIEL YAMIR VARGAS

Ingeniero, COO Chief Operating Officer en PROCORR Profesionales en Corrosión

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2018**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Dedicatoria

A Dios quien me concede el privilegio de la vida,
es el artífice de todos mis conocimientos
y me permite realizar mis sueños.

A mi madre Nilce Torres,
por su inmenso amor y apoyo incondicional,
quien ha sido mi pilar y mi gran motivación.

Agradecimientos

Agradezco de manera especial y sincera a la docente Constanza Vargas por compartir sus conocimientos, brindarme su tiempo y constante dirección en el proyecto; sus aportes en mi formación e investigación han enriquecido mi vida académica y personal.

A mi director de trabajo de grado, el ingeniero Eduardo Cristancho, por compartir su experiencia laboral y de campo para la realización de este proyecto, al igual que facilitarme el acceso a la información necesaria para la realización del mismo.

Al ingeniero Ariel Yamir Vargas por su guía, sus consejos y recomendaciones en el diseño metodológico del proyecto.

A la Universidad Surcolombiana y cada una de las personas que enriquecieron día a día mi experiencia estudiantil y académica para lograr transmitir el saber.

A los todos los docentes que me acompañaron en esta etapa porque su guía, experiencia y dedicación desinteresada me permitió avanzar a pesar de la adversidad.

Tabla de contenido

Resumen.....	19
Abstract.....	20
Objetivos.....	21
Objetivo general.....	21
Objetivos específicos.....	21
Introducción.....	22
Capítulo 1: Fundamentos teóricos.....	23
1.1. Práctica recomendada.....	23
1.2. Estándar.....	23
1.3. Norma.....	23
1.3.1 Tipos de normas.....	23
1.4 Conceptos básicos de la corrosión.....	24
1.4.1 Tipos de corrosión.....	25
1.4.1.1 Corrosión uniforme.....	26
1.4.1.2 Corrosión atmosférica.....	26
1.4.1.3 Corrosión atmosférica en acero al carbono.....	27
1.4.1.4 Corrosión por altas temperaturas.....	28
1.4.1.5 Corrosión marina.....	29
1.4.1.6 Corrosión industrial.....	29
1.4.1.7 Corrosión localizada.....	29
1.4.1.8 Corrosión galvánica.....	29
1.4.1.9 Corrosión por picaduras.....	30
1.4.1.9.1 Mecanismo de la película.....	30
1.4.1.9.2 Mecanismo de penetración.....	30
1.4.1.9.3 Mecanismo de absorción.....	30
1.4.1.10 Corrosión por grietas.....	31
1.5 Norma API 5L.....	33
1.5.1 Conceptos básicos.....	33
1.5.1.1 Tubería sin costura.....	33
1.5.1.2 Tubería con costura.....	33
1.5.2 Tipos de tuberías.....	34
1.5.3 Fabricación y características.....	35
1.5.4 Grado de tubería y de metal.....	35
1.5.4.1 PSL 1.....	35

1.5.4.2 PSL 2.....	35
1.5.4.3 Fabricación de las tuberías.....	37
1.5.4.3.1 Proceso de fabricación.	37
1.5.5 Validación.....	38
1.5.6 Composición química.....	38
1.6 Definición de tubería.....	42
1.6.1 Importancia de las tuberías.	42
1.7 Análisis de defectos en tuberías corroídas.	43
1.7.1 Análisis no destructivos.....	44
1.7.1.1 Inspección visual.....	44
1.7.1.2 Inspección por partículas magnéticas.	44
1.7.1.3 Análisis de defectos por pinturas penetrantes.....	46
1.7.1.3.1 Materiales y procedimiento.....	47
1.7.1.3.2 Clasificación de los líquidos penetrantes	49
1.7.1.4 Inspección por ultrasonido.....	49
1.7.1.4.1 Equipo básico a utilizar.....	50
1.7.1.4.2 Funcionamiento.....	50
1.7.2 Inspección en línea	53
1.7.2.1 Inspección de tuberías por medio de Pigs.....	53
1.7.2.1.1 Pig magnético de corrosión.....	53
1.7.2.1.2 Pig de ultrasonido.....	54
1.8 Códigos o normas utilizadas para el análisis de esfuerzos remanentes en tuberías.	55
1.8.1 ASME B31-G.	55
1.8.1.1 Alcances.....	56
1.8.1.2 Limitaciones.....	56
1.8.2 ASME B31.G Modificado.....	59
1.8.2.1 Área proyectada.	60
1.8.2.2 Factor de folias.....	60
1.8.2.3 Tensión de flujo.	62
1.8.3.1 Factor de Folias.....	62
1.8.3.2 Área proyectada.	64
1.8.4 API 579, FFS (Fitness For Service).....	65
1.8.5 Elementos Finitos.	66
1.9 Reparación de tuberías	68

1.9.1 ASME PCC-2	68
Capítulo 2: Desarrollo metodológico.....	69
2.1 Recolección de información.....	69
2.1.1 Investigación del tipo de tubería.....	69
2.1.2 Etapa: Descripción del gaseoducto.....	70
2.1.2.1 Antecedentes del programa de integridad.....	71
2.1.2.2 Antecedentes del sistema de protección catódica.....	71
2.2 Clasificación de la información.....	71
2.2.1 Por dimensionamiento y tiempo de reparación – vida útil.....	72
2.2.1.1 Criterio mínima profundidad	72
2.2.1.2 Criterio mínima longitud.....	72
2.2.1.3 Criterio de vida útil	73
2.2.2 Por aprobación o rechazo de los criterios de los defectos.....	74
2.3 Estudio e interpretación de las normas ASME B31.G, ASME B31.G Modificado, RSTRENG (DNV RP-F101), Elementos Finitos.....	77
2.3.1 Evaluación de vida remanente de la tubería por medio de API 579.....	77
2.3.1.1 Limitaciones y aplicabilidad.....	78
2.3.1.2 Evaluación.....	78
2.3.1.3 Resultados de la evaluación.....	79
2.3.2 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de ASME B31. G.....	79
2.3.2.1 Evaluación.....	80
2.3.2.1.1 Profundidad de corrosión	80
2.3.2.1.2 Longitud máxima permisible	80
2.3.2.1.3 Máxima presión de operación admisible (MAOP) aplicando el tercer criterio del código ASME B31.G.....	81
2.3.2.1.4 Máxima presión permisible para el área corroída (P').....	82
2.3.3 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de ASME B31. G modificado.....	83
2.3.3.1 Evaluación.....	83
2.3.3.1.1 Máxima presión permisible para el área corroída (P').....	84
2.3.4 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de RSTRENG.....	85
2.3.5 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de elementos finitos FEA.....	87
2.4 Evaluación de resultados.....	90
2.5 Evaluación de los costos de operatividad.....	92
2.5.1 Costos y servicios de la inspección en línea.....	92
2.5.2 Costos y servicios del nivel 1	93

2.5.3 Costos y servicios del nivel 2	94
2.5.4 Costos y servicios del nivel 3	95
Capítulo 3: Análisis y conclusiones	97
3.1 Análisis.....	97
3.1.1 Análisis operativo	97
3.1.2 Análisis costos-operatividad.....	98
3.2 Proceso para elegir estándar.....	100
3.3. Conclusiones	101
3.4. Recomendaciones.....	101
Bibliografía	102
Anexos	104
Anexo 1. Datos suministrados de las 29 anomalías	104
Anexo 2. Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión.....	106
Anexo 3. Tiempo de reparación según API 579	110
Anexo 4. Resultados de los estándares ASME B31.G y MODIFIED	111
Anexo 5. Resultados de los análisis por medio de RSTRENG.....	122
Anexo 6. Resultados de los análisis por medio de FEA (CDA/CAE) elementos finitos.....	125
Anexo 6.1 Perfiles de profundidad por medio de FEA elementos finitos.....	128
Anexo 6.2 Comparación entre los diferentes estándares y programas utilizados durante el trabajo de grado (ASME B31.G Y MODIFIED, RSTRENG, FEA)	131
Anexo 7. Costos por nivel.....	132

Lista de tablas

Tabla 1 Tipos de tubería según la norma API 5L	33
Tabla 2 Grado de tubería y de metal PSL1	35
Tabla 3 Grado de tubería y de metal PSL2	36
Tabla 4 Fabricación de la tubería.....	37
Tabla 5 Composición química para tubería PSL1 con $t \leq 25,0$ mm (0.984in)	39
Tabla 6 Composición química para tubería PSL2 con $t \leq 25,0$ mm (0.984in)	40
Tabla 7 Clasificación de los líquidos penetrantes.....	49
Tabla 8 Propiedades acústicas de los metales y no metales.....	53
Tabla 9 Características químicas	69
Tabla 10 Características mecánicas	70
Tabla 11 Generalidades del gasoducto	71
Tabla 12 Vida remanente de la línea de gas	74
Tabla 13 Clasificación por espesor remanente	75
Tabla 14 Clasificación de clase.....	81
Tabla 15 Designación del factor F	82
Tabla 16 Calculo del nuevo ERF con la presión propuesta después del análisis	91
Tabla 17 Defectos en su punto crítico de evaluación	97
Tabla 18 MAOP en los diferentes estándares	98
Tabla 19 Datos de las 29 anomalías de más relevancia para el estudio que se realizó.....	104
Tabla 20 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por XXX en el 2005	106
Tabla 21 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por XXX en el 2005 presentados en pulgadas [in].....	107
Tabla 22 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por IIP en el 2015	108
Tabla 23 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por IIP en el 2015 presentados en pulgadas [in].....	109
Tabla 24 Tiempo de reparación según API 579.....	110
Tabla 25 Evaluación TAG (1) 9788,77.....	111
Tabla 26 Evaluación TAG (2) 9872,19.....	112
Tabla 27 Evaluación TAG (3) 10004,82.....	113
Tabla 28 Evaluación TAG (4) 9968,31.....	114
Tabla 29 Evaluación TAG (5) 9752,3.....	115

Tabla 30 Evaluacion TAG (6) 9764,37.....	116
Tabla 31 Evaluación TAG (7) 9812,99.....	117
Tabla 32 Evaluación TAG (8) 9859,93.....	118
Tabla 33 Evaluación TAG (9) 9968,24.....	119
Tabla 34 Evaluación TAG (10) 9824,92.....	120
Tabla 35 Evaluación TAG (11) 9956,34.....	121
Tabla 36 Perfil de profundidad TAG 9788,77 por medio de FEA	128
Tabla 37 Perfil de profundidad TAG 9859,33 por medio de FEA	129
Tabla 38 Perfil de profundidad TAG 9812,99 por medio de FEA	130
Tabla 39 Comparación de los diferentes estándares utilizados	131
Tabla 40 Costos por nivel	132

Lista de ilustraciones

Ilustración 1. Pérdida o ganancia de energía de un metal, la pérdida de energía libre supone corrosión	25
Ilustración 2 Representación de una celda galvánica de zinc y hierro en presencia de un electrolito acuoso, presentando la oxidación del zinc y su corrosión o descomposición	29
Ilustración 3 Ilustración de las fases que tiene una corrosión por picaduras	30
Ilustración 4 Acción de los cambios de PH y la migración de los aniones hacia la grieta, generando un ambiente agresivamente corrosivo	32
<i>Ilustración 5</i> Inspección por partículas magnéticas	44
<i>Ilustración 6</i> Magnetización del material a inspeccionar	45
Ilustración 7 Campo magnético	45
Ilustración 8 Comportamiento de las partículas magnéticas en una tubería magnetizada.....	46
Ilustración 9 Clases de líquidos penetrantes	47
Ilustración 10 Aplicación del penetrante	47
Ilustración 11 Aplicación y remoción del penetrante. Exceso y exposición	48
Ilustración 12 Partes de un transmisor de ultrasonido, inspección típica	49
Ilustración 13 Partes de las ondas	51
Ilustración 14 Equipo para ondas desviadas	51
Ilustración 15 Equipo para ultrasonido por inmersión.....	52
Ilustración 16 Pig magnético de corrosión; a) módulo de baterías; b) juntas universales; c) módulo electrónico; d) módulo sensor; e) modulo discriminador; f) odómetros	54
Ilustración 17 Registro típico de un pig MFL; a) registro típico por un pig MFL a partir de los principales sensores hall; b) foto de los alveolos que darán origen al registro.....	54
Ilustración 18 Pig ultrasonido usado por Schlumberger y su registro	55
Ilustración 19 Medición de la profundidad y longitud del área corroída en ASME B31.G	58
Ilustración 20 Comparación entre la proyección de área entre ASME B31.G y ASME B31.G modificado	60
Ilustración 22 Perfil de corrosión de RSTRENG.....	64
Ilustración 21 Área proyectada por ASME B31G	64
Ilustración 23 Planos de inspección en tuberías	65
Ilustración 24 Área proyectada de una corrosión en elementos finitos	66
Ilustración 25 Parámetros evaluados para la clasificación por dimensionamiento.....	72
Ilustración 26 Estándares evaluados para la clasificación por aprobación o rechazo.....	74
Ilustración 27 Grafica para determinar la variable B.....	81

Ilustración 28 . Parte del cálculo por RSTRENG de la lectura de siete puntos de profundidad. Para encontrar la presión mínima de fracaso se realizan 21 cálculos independientes.	86
Ilustración 29 Planteamiento del modelo físico- mecánico para una malla en una sección de la tubería	87
Ilustración 30 Datos suministrados para el modelo de simulación TAG 9812.99.....	89
Ilustración 31 Datos suministrados para el modelo de simulación TAG 9788.77.....	89
Ilustración 32 Datos suministrados para el modelo de simulación TAG 9859.93.....	90
Ilustración 33 Evaluación TAG 9788,77 por RSTRENG.....	122
Ilustración 34 Evaluación TAG 9812,99 por RSTRENG.....	123
Ilustración 35 Evaluación TAG 9859,93 por RSTRENG.....	124
Ilustración 36 Evaluación TAG 9788,77 por FEA	125
Ilustración 37 Evaluación TAG 9812,99 por FEA	126
Ilustración 38 Evaluación TAG 9859,93 por FEA	127
Ilustración 39 Perfil de profundidad TAG 9788,77 por medio de FEA	128
Ilustración 40 Perfil de profundidad TAG 9859,33 por medio de FEA	129
Ilustración 41 Perfil de profundidad TAG 9812,99 por medio de FEA	130

Lista de graficas

Gráfica 1 Influencia de la humedad relativa en el proceso de corrosión atmosférica	26
Gráfica 2 Clasificación de los defectos por dimensionamiento	73
Gráfica 3 Evaluación de los defectos según ASME B31G.....	76
Gráfica 4 Niveles de enfoque de integridad Mecánica	77
Gráfica 5 Costos de inspección en línea 1	93
Gráfica 6 Costos de inspección en línea 2	93
Gráfica 7 Costo de análisis ASME B31G.....	94
Gráfica 8 Costo de análisis ASME B31G MODIFIED y RSTRENG	95
Gráfica 9 Costos de análisis de Elementos finitos y CDG.....	96
Gráfica 10 Costos de inspección en línea de los diferentes estándares	99

Lista de reacciones químicas

Reacción 1.....	27
Reacción 2.....	27
Reacción 3.....	28
Reacción 4.....	28
Reacción 5.....	28

Lista de ecuaciones

Ecuación 1 Equivalente de carbono (carbono igual o menor a 0,12%)	39
Ecuación 2 Equivalente de carbono (carbono mayor que 0,12%)	39
Ecuación 3 Relación de velocidad con frecuencia y longitud de onda.....	50
Ecuación 4 Porcentaje corroído	56
Ecuación 5 Parámetro B de la norma ASME B31G	57
Ecuación 6 Parámetro A de la norma ASME B31G.....	58
Ecuación 7 Parámetro P de la norma ASME B31G	58
Ecuación 8 Parámetro P' si $A > 4$ de la norma ASME B31G	59
Ecuación 9 Parámetro P' si $A \leq 4$ de la norma ASME B31G	59
Ecuación 10 Expresión 1 para factor de Folias de la norma ASME B31G	61
Ecuación 11 Expresión 2 para factor de Folias de la norma ASME B31G	61
Ecuación 12 Expresión U para factor de Folias de la norma ASME B31G	61
Ecuación 13 Expresión 3 para factor de Folias de la norma ASME B31G	61
Ecuación 14 Expresión σ para factor de Folias de la norma ASME B31G.....	61
Ecuación 15 Expresión λ para factor de Folias de la norma ASME B31G	61
Ecuación 16 Expresión 4 para factor de Folias de la norma ASME B31G	62
Ecuación 17 Expresión 5 para factor de Folias de la norma ASME B31G	62
Ecuación 18 Expresión 1 para factor de Folias de la norma RSTRENG.....	62
Ecuación 19 Expresión 2 para factor de Folias de la norma RSTRENG.....	62
Ecuación 20 Expresión 1 que representa el esfuerzo de tensión que se da a través de una pared en la tubería de la norma RSTRENG	63
Ecuación 21 Expresión 2 que representa el esfuerzo de tensión que se da a través de una pared en la tubería de la norma RSTRENG	63
Ecuación 22 Expresión en función de la tensión máxima de deformación que ocurre a través de la pared de la tubería de la norma RSTRENG	63
Ecuación 23 $2C_{equi}$ para RSTRENG	63
Ecuación 24 Expresión σ de la norma RSTRENG	63
Ecuación 25 Parámetro P' de la norma RSTRENG	64
Ecuación 26 Expresión 1 del Parámetro Mr de la norma RSTRENG	64
Ecuación 27 Expresión 2 del Parámetro Mr de la norma RSTRENG	64
Ecuación 28 Expresión en la norma de elementos finitos para ruptura a una alta tensión	67
Ecuación 29 Expresión σ de fractura de la norma elementos finitos.....	68

Ecuación 30 Crata	78
Ecuación 31 Vida remanente	79
Ecuación 32 Porcentaje corroído	80
Ecuación 33 Parámetro L admisible	80
Ecuación 34 Parámetro B de la norma ASME B31G	80
Ecuación 35 Parámetro M	82
Ecuación 36 Parámetro P	82
Ecuación 37 Parámetro P'	82
Ecuación 38 Parámetro M en ASME B31G modificado	84
Ecuación 39 Variable C	84
Ecuación 40 Variable D	84
Ecuación 41 Parámetro P	84
Ecuación 42 Parámetro P'	84
Ecuación 43 Variable δf	86
Ecuación 44 Variable Pf	86
Ecuación 45 Variable Q	86

Lista de diagramas

Diagrama 1 División de los tipos de corrosión según “Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego”	25
Diagrama 2 Proceso para elección de estándar	100

Resumen

Título: Evaluación de los defectos en tuberías corroídas por medio de los manuales estandarizados: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y Elementos Finitos.

Autor: Cristian Antonio Rojas Torres

Palabras clave: Tubería API 5L X65, Defecto por Corrosión, Inspección en Línea (ILI) ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579, Elementos Finitos (FEA), Evaluación de Integridad Mecánica

Descripción:

El presente proyecto realizo un estudio de los defectos por corrosión de la línea de transporte de gas natural API 5L X65 en Puerto Salgar – Mariquita, mediante un pig inteligente se pasaron registros y se usó el método ILI (inspección en línea) para hallar las anomalías de corrosión externa en la tubería, luego fueron evaluados mediante los códigos/normas ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y Elementos Finitos (FEA) con la finalidad de conocer la máxima presión de operación (MAOP) segura y vida remanente que podría soportar dicha tubería, teniendo los resultados se compara la efectividad de cada estándar.

Los pasos a seguir en la investigación son los siguientes, primero se estudió cada uno de los estándares: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y Elementos Finitos (FEA), posteriormente se recolecto datos de la tubería API5L X65 estudiada por inspección en línea, que proporciono datos como: espesor, profundidad, distancia, longitud del defecto corroído e integridad mecánica; y las diferentes generalidades del gasoducto a estudiar. Además, se tuvieron en cuenta los antecedentes del programa de integridad de la tubería y su sistema de protección catódico. Lo cual permitió clasificar la información: por dimensionamiento y tiempo de reparación – vida útil y por aprobación o rechazo de los criterios de los defectos y así realizar la evaluación de integridad mecánica de los defectos por medio de las normas anteriormente mencionadas.

De esta forma, como complemento del proyecto se evaluó la viabilidad económica mediante un análisis de costos - operatividad.

Abstract

Title: Evaluation of defects in corroded pipes through standardized manuals: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579 and Finite Elements.

Keywords: API 5L X65 Pipe, Corrosion Defect, Line Inspection (ILI) ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579, Finite Elements (FEA), Mechanical Integrity Assessment

Author: Cristian Antonio Rojas Torres

Description:

The present project carried out a study about the corrosion defects of the natural gas transport line API 5L X65 in Puerto Salgar - Mariquita. For this, the ILI method (on-line inspection) was implemented to find external corrosion anomalies in the pipeline and an intelligent pig was used to record the data. After that, these data were evaluated using the codes or standards ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579 and Finite Elements (FEA) in order to know the maximum safe operating pressure (MAOP) and remaining life that could support the pipeline, and likewise the effectiveness of each standard was compared taking into account the results obtained.

The steps followed in the investigation were the next, first we studied each of the standards of ASME B31-G, ASME B31-G MODIFIED, RSTRENG, API 579 and Finite Elements (FEA), later we collected data from the API5L X65 pipeline studied by online inspection, which provided data such as: thickness, depth, distance, corroded defect length and mechanical integrity; and the different generalities of the gas pipeline to be studied. In addition, the background of the pipe integrity program and its cathodic protection system were taken into account which allowed to classify the information by: dimensioning and repair time - useful life and approval or rejection of the criteria of the defects and thus perform the evaluation of mechanical integrity of the defects by means of the aforementioned standards.

In this way, as a complement to the project, the economic viability was evaluated through a cost and operational analysis.

Objetivos

Objetivo general

Evaluar, analizar y comparar el uso y la formulación de las normas ASME B31-G, ASME B31-G modificado, RSTRENG, API 579 y Elementos finitos para los diferentes defectos que se pueden presentar en tuberías corroídas

Objetivos específicos

- Generar un proceso que facilite escoger eficazmente el estándar que se acople a las necesidades del defecto y operación del momento
- Identificar los distintos defectos de una tubería corroída. (ILI y ultrasonido, otros)
- Determinar la viabilidad económica del uso de las normas ASME B31-G, ASME B31-G modificado, RSTRENG, API 579 y Elementos finitos para los diferentes defectos que se pueden presentar en tuberías corroídas.
- Definir los métodos de reparación posibles de una tubería corroída.

Introducción

Para la industria petrolera es de gran importancia el estudio del transporte de petróleo-gas de manera segura y amigable con el medio ambiente, ya que las tuberías como medio de transporte en su constante interacción con fluidos y ambientes llegan a promover su deterioro y por consiguiente ocurren defectos como: erosión, fisuras, corrosión, entre otras fallas, que comprometen la integridad de la misma y la integridad de la operación; por lo cual la inspección continua de las tuberías facilita la prevención y predicción de problemas operativos que influyen directamente en la seguridad industrial, ambiental y en la reducción de costos de las operaciones. Por esta razón, desde 1984 se ha hecho importante para la ingeniería crear parámetros de estudio (normas o estándares) que permitan analizar estas fallas y simular los esfuerzos remanentes de una línea de transporte corroída mediante modelamientos matemáticos, adoptadas por la NACE, ASME, API, PHMSA.

En Colombia la norma NTC 5747 habla del sistema de gestión de integridad de gasoducto y es basada en el estándar ASME B31.8S, ésta menciona la importancia de hallar la MAOP (máxima presión admisible de operación), sin embargo, solo da referencia del ASME B31-G, por esto es importante complementar esta información brindando nuevas posibilidades y estándares que den eficiencia y efectividad en esta norma colombiana.

En este proyecto se pretende evaluar las normas ASME B31-G, ASME B31-G modificado, RSTRENG, API 579 y Elementos finitos para estudiar y comparar sus prácticas y determinar un equilibrio entre costo, efectividad y operatividad, teniendo como referencia la máxima presión de operación de la tubería (MAOP).

Para este estudio se recogieron datos previos del análisis de la tubería realizados por la empresa IIP (Ingeniería Integridad & Protección) al ducto de acero al carbón API 5L X65 20" de diámetro.

Ahora bien, el trabajo se estructura de la siguiente forma:

Capítulo 1: Fundamentos teóricos.

El cual aborda los conceptos básicos de corrosión, conceptos de tuberías de transporte teniendo en cuenta la norma de tubería API 5L, los análisis de defectos en tuberías corroídas usadas en la industria y finalmente los principios de los códigos o normas utilizadas durante esta investigación (ASME B31-G, ASME B31-G modificado, RSTRENG, API 579 y Elementos finitos)

Capítulo 2: Desarrollo metodológico.

Este capítulo expone el proceso de recolección de datos, antecedentes, interpretación y evaluación de los defectos de la tubería corroída estudiada por medio de los diferentes manuales estandarizados: ASME B31-G, ASME B31-G MODIFICADO, RSTRENG, API 579 y Elementos finitos.

Capítulo 3: Análisis y conclusiones.

Este capítulo enuncia el análisis del estudio realizado que permite presentar la eficacia y viabilidad del estudio de integridad de tuberías para la industria petrolera.

Capítulo 1: Fundamentos teóricos

1.1. Práctica recomendada

Es un documento técnico que abarca métodos y pautas basado en resultados probados para estandarizar operaciones de determinado ámbito de estudio. Los métodos recomendados en esta clase de documento pueden ser desviados hacia otra variable de la forma en que se requiera.

1.2. Estándar

Es un documento técnico que abarca la creación y aplicación de normas que son usadas en determinado ámbito de estudio; las cuales pueden tomarse como referencia o modelo para el desarrollo de un proceso ya que cumple con métodos y requisitos estandarizados que se consideran obligatorios en su aplicación; a menos que se disponga de un documento que justifique otra alternativa de aplicación para el desarrollo de la operación.

La ISO (Internacional Organization for Standarization) es la organización que establece las estandarizaciones internacionales de uso común y repetido.

Por tanto, tanto la práctica recomendada como el estándar son documentos técnicos que tienen como diferencia la madurez del conocimiento en su ámbito de estudio, con el tiempo, el uso, la divulgación y el enriquecimiento del mismo. De aquí, que el estándar es en si la evolución y perfeccionamiento de la práctica recomendada.

1.3. Norma

Según la real academia española significa: Regla que se debe seguir o a que se deben ajustar las conductas, tareas, actividades, etc. Sin embargo, este término es usado en la industria con otra connotación, una norma es un documento de aplicación voluntaria que contiene especificaciones técnicas basadas en los resultados de la experiencia y del desarrollo tecnológico. Las normas son el resultado del consenso entre todas las partes interesadas e involucradas en la actividad que es objeto de ella. Además, deben de ser aprobadas por un organismo normalizador reconocido. Las normas contienen, en definitiva, criterios precisos que aseguran que los materiales, productos, procesos y servicios están hechos con la calidad necesaria para alcanzar sus objetivos; contribuyen a hacer la vida más simple y a incrementar la fiabilidad y efectividad de los bienes y servicios.

1.3.1 Tipos de normas. Para el entendimiento de esta investigación es importante dar la definición de ciertos tipos de normas que son necesarias:

- **Norma nacional:** son elaboradas y posteriormente sometidas a un período de información pública donde son sancionadas por un organismo reconocido legalmente para desarrollar actividades de normalización en un ámbito nacional.
- **Norma técnica:** Se conoce como normalización técnica a la identificación, definición y descripción de las normas relativas a materiales, estructuras, herramientas, métodos de trabajo, ensayos y pruebas a que deben atenerse diseñadores, proyectistas, fabricantes e instaladores para obtener productos fácilmente intercambiables y de concepción racional, tanto en lo referente al diseño como a la fabricación y el montaje. En Colombia el organismo encargado de este tipo de normalización es el ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación)

Dentro de la cual se encuentran las normas: prescriptivas y las normas por desempeño.

- ✓ *Normas prescriptivas*: según la corte constitucional colombiana, se le llama norma prescriptiva a toda aquella norma que en un plazo de tiempo tiene caducidad y por lo tanto, pierde vigencia.
- ✓ *Normas de desempeño*: son aquellas normas en donde los requisitos se deben expresar en términos de desempeño, no en sus características de diseño o descriptivas; este enfoque permite la máxima libertad para el desarrollo técnico. Por lo tanto, deben incluirse aquellos parámetros y características de aceptación universal. Para el desarrollo de esta norma se realiza el análisis del problema, se define su posible solución y se evalúa el comportamiento de la misma para terminar concluyendo y determinando si se continua o se cambia el procedimiento de solución.

1.4 Conceptos básicos de la corrosión

En la naturaleza es muy raro encontrar un mineral en estado puro, la mayoría se encuentran afectados por el medio ambiente y son en general, las formas oxidadas de un metal; la corrosión es el deterioro que tiene un material como consecuencia de un ataque electromagnético ocasionado por el entorno en busca de su equilibrio, entonces, para que un mineral vuelva a su estado original requiere de altas concentraciones de energía lo cual ocurre cuando los elementos interactúan entre si y se adaptan hasta lograr un equilibrio. De modo que la tendencia que tienen los metales es a buscar su estabilidad (menor energía interna).

Siempre que la corrosión ocurra por una reacción electroquímica (oxidación), su velocidad de deterioro dependerá de la temperatura, salinidad del fluido en contacto con el metal y la composición del metal.

La corrosión afecta de diferentes maneras a la industria, tanto que, con el paso del tiempo ha tenido que mejorar los procesos de fabricación de los metales de sus equipos haciéndolos más puros, lo cual ha requerido mayor uso de energía.

La industria también ha adecuado prácticas de mantenimiento y reparación para hacer de sus operaciones procesos óptimos y eficaces que serán representados finalmente en costos.

Según algunos estudios las corrosiones se dan en la siguiente medida:

- Corrosión en medios acuosos (90%)
- Oxidación y corrosión caliente (8%)
- Corrosión en medios orgánicos (1.8%)
- Corrosión por metales líquidos (0.2%)

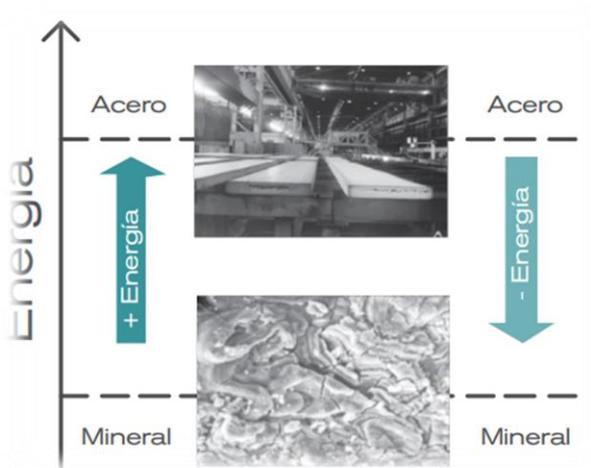


Ilustración 1. Pérdida o ganancia de energía de un metal, la pérdida de energía libre supone corrosión

Fuente: Panonni Domingo, F., Alvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C. Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego. Recuperado de <https://www.gerdau.com/gerdaucorsa/es/productsservices/products/Document%20Gallery/corrosion-fuego.pdf>

1.4.1 Tipos de corrosión. En la literatura hay distintas formas de organizar los tipos de corrosión que pueden ocurrir, para este estudio tendremos en cuenta la siguiente:

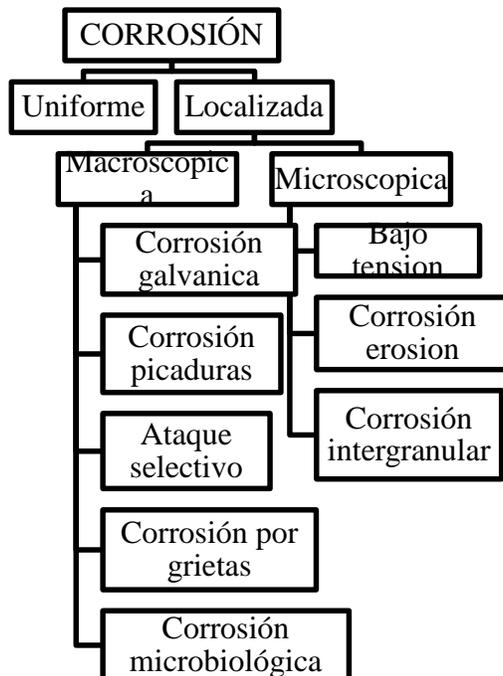


Diagrama 1 División de los tipos de corrosión según “Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego”

Fuente: Elaboración propia

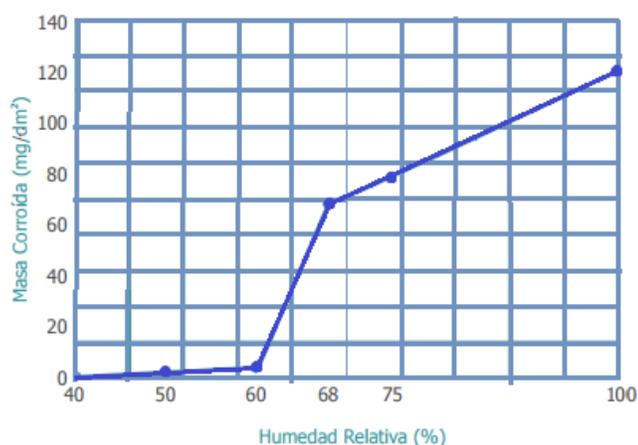
1.4.1.1 Corrosión uniforme. “La corrosión uniforme es el fenómeno de corrosión más importante, común, simple y conocido. Este tipo de corrosión ocurre en metales y aleaciones relativamente homogéneas expuestas a ambientes también homogéneos. Esta homogeneidad de comportamiento puede ser, en efecto, tanto el reflejo de la homogeneidad intrínseca del material (ausencia de defectos estructurales o de inclusiones, por ejemplo) acerca de la selectividad del ambiente con respecto a estos defectos. Los aceros al carbono expuestos a la atmosfera y aleaciones de cobre expuestas a las aguas naturales son buenos ejemplos de materiales que pueden sufrir este tipo de ataque.”

La corrosión uniforme a su vez esta subdividida en otras corrosiones como lo son: atmosféricas, industriales, marinos, rurales, galvánica y corrosión a altas temperaturas. Este análisis se centrará en la corrosión atmosférica y de altas temperaturas.

1.4.1.2 Corrosión atmosférica. Esta corrosión de manera general se origina por la reacción del oxígeno que se encuentra en el ambiente, el metal a temperatura ambiente y una película (macro o microscópica) de agua la cual permite que haya electrolitos.

En la atmosfera se tienen diferentes contaminantes o variables que influyen en la corrosión de la tubería y su velocidad. Por ejemplo, algunos de los contaminantes que se encuentran son: dióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno en sus diferentes asociaciones. Aunque en ambientes menos comunes como lo son el marino se encuentran cloratos que también ayudan a generar agentes corrosivos o SO_2 proveniente de la quema de fósiles.

La humedad es otra de las variables que tiene influencia en la velocidad de la corrosión, bien es sabido que en el medio encontramos lluvias acidas que contienen SO_2 en diferentes porcentajes, esto ayudado por la humedad hace que el líquido alcance su punto de condensación formando así una película de electrolitos sobre la tubería. Dependerá del porcentaje de SO_2 , la humedad relativa del ambiente (entre mayor humedad relativa mayor aceleración de la corrosión), la relación entre las temperaturas de la tubería-aire (temperatura ambiente) y diferentes agentes que pueden beneficiar la corrosión como formación de sales que harán de la película un agente más agresivo.



Gráfica 1 Influencia de la humedad relativa en el proceso de corrosión atmosférica

Fuente: Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C. Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego. Recuperado de <https://www.gerdau.com/gerdaucorsa/es/productsservices/products/Document%20Gallery/corrosion-fuego.pdf>

Las normas ISO 9223 “Corrosión en metales y aleaciones” e ISO 9226, definen los criterios relativos de características de una atmosfera y su grado corrosivo, determinado a partir de la velocidad de corrosión de metales expuestos.

1.4.1.3 Corrosión atmosférica en acero al carbono. “La corrosión atmosférica del acero al carbono puede ser descrita esquemáticamente por la reacción:



Reacción 1

El compuesto FeOOH, que puede ser considerado como hematita hidratada ($2\text{FeOOH} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{H}_2\text{O}$), designa de modo genérico la oxidación, que, en la realidad, es una mezcla compleja de varias fases cristalinas y amorfas de óxidos e hidróxidos y de fierro, cuya estequiometría corresponde aproximadamente a la fórmula global FeOOH. Los tres principales componentes de la oxidación son, respectivamente lepidocrocita (γ - FeOOH) de estructura romboédrica, goetita (α - FeOOH), de estructura también romboédrica y la magnetita (Fe_3O_4) de estructura cúbica. La composición de la oxidación varía de acuerdo a las condiciones climáticas y de duración de exposición. Ésta varía morfológicamente y químicamente del interior al exterior de la capa:

- La parte exterior es generalmente porosa y disgregada, siendo constituida principalmente de goetita y lepidocrocita.
- La parte interior, adyacente al metal, es, en general, relativamente densa y más adherente, siendo formada por la magnetita y las fases amorfas de FeOOH.

Cuando la superficie del acero es expuesta a la atmosfera, ésta es rápidamente recubierta por una fina capa de productos corrosivos. Esta reacción se lleva a cabo más rápidamente en las superficies más contaminadas por los contaminantes existentes, tales como los iones de clorato.

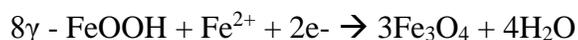
Inicialmente, el oxígeno contenido en el aire, pasa a través de una película líquida, y es reducido en iones de OH⁻ en la superficie metálica, en cuanto el hierro es oxidado a iones de Fe²⁺, que convierte la solución en electrolito.” (Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario)

“Los iones ferrosos en solución reaccionan con los hidroxilos, formando, después una serie de reacciones como γ -FeOOH, según la reacción:



Reacción 2

De esta manera, una capa de lepidocrocita se desenvuelve, recubriendo la superficie, disminuyendo los sitios activos donde se presenta oxidación de fierro o ion ferroso. Al mismo tiempo, la difusión del oxígeno está limitada por la capa de lepidocrocita que se formó. Cuando la concentración de oxígeno es pequeña, la lepidocrocita rige, pero a su vez, con los iones de Fe²⁺ en fase acuosa, genera una capa de magnetita según la reacción:



Reacción 3

De modo global se tiene:



Reacción 4

La oxidación γ - FeOOH se comporta, de esta manera, como un oxidante con respecto al hierro, del mismo modo que el oxígeno. De acuerdo con la reacción química anterior, la reacción deberá parar cuando toda la oxidación haya sido consumida, sin embargo, la reducción de γ - FeOOH no se presenta cuando el contenido de oxígeno es pequeño.

Durante la fase seca (en donde la película de agua es bastante fina y la concentración de oxígeno es alta), la magnetita reacciona con el oxígeno del aire de acuerdo con:



Reacción 5

Así, observamos un fenómeno cíclico entre las fases húmedas y secas, llevando a la transformación de la lepidocrocita en magnetita, con el consumo del metal durante la fase húmeda.

Si los contaminantes como el SO_4^{2-} se encontrará en la fase acuosa, el consumo del metal se acelerará en la fase húmeda, existiendo la precipitación de FeSO_4 en el fondo de la celda durante la fase seca.

Los ciclos de humedad y secado alternados ejercen, de esta manera, una fuerte influencia en la velocidad media de corrosión del acero.” (Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario)

1.4.1.4 Corrosión por altas temperaturas. Algunas tuberías son sometidas a gases a altas temperatura que muchas veces llevan ciertas sustancias como: níquel, hierro, calcio, silicio, aluminio, potasio y manganeso. En algunos casos en la quema de fósiles encontramos otras sustancias como: vanadio, azufre y sodio, los cuales se forman mediante reacciones químicas entre las mismas impurezas y los gases de combustión (O_2 , SO_2 , SO_3).

Generalmente este tipo de corrosión ocurre cuando el gas con componentes oxidantes a altas temperaturas recae sobre la tubería, éste a su vez al estar expuesto a este gas reacciona formándose una película solida sobre el metal, esta capa o empañamiento funciona como electrolito solido el cual permite el movimiento iónico en esta interacción capa-metal produciendo así la corrosión.

La corrosión por altas temperaturas puede incluir otros tipos de corrosión, como la oxidación, la sulfatación, la carburización, los efectos del hidrógeno, etc.

Muchos de los aceros al carbono son pocos resistentes a este tipo de corrosión perdiendo con gran velocidad parte del material que conforma el metal.

1.4.1.5 Corrosión marina. “Esta clase de ambientes se caracterizan por la presencia de cloruro, un ión particularmente perjudicial que favorece la corrosión de muchos sistemas metálicos.” (Textos Científicos, 2017).

1.4.1.6 Corrosión industrial. “Son los que contienen compuestos sulfurosos, nitrosos y otros agentes ácidos que pueden promover la corrosión de los metales. En adición, los ambientes industriales contienen una gran cantidad de partículas aerotransportadas, lo que produce un aumento en la corrosión.” (Textos Científicos, 2017).

1.4.1.7 Corrosión localizada. “Este fenómeno ocurre de diferente forma que la corrosión uniforme, cuando el metal se encuentra expuesto a la presencia de un ambiente que no es homogéneo. Estas diferencias pueden venir de múltiples orígenes, tanto a nivel de material (aleaciones multifacéticas, presencia de inclusiones, defectos localizados en revestimientos protectores, pares bimetálicos, etc.), como al ambiente (variación local de la composición química, grado de acidez “pH” o de temperatura).” (Textos Científicos, 2017).

1.4.1.8 Corrosión galvánica.

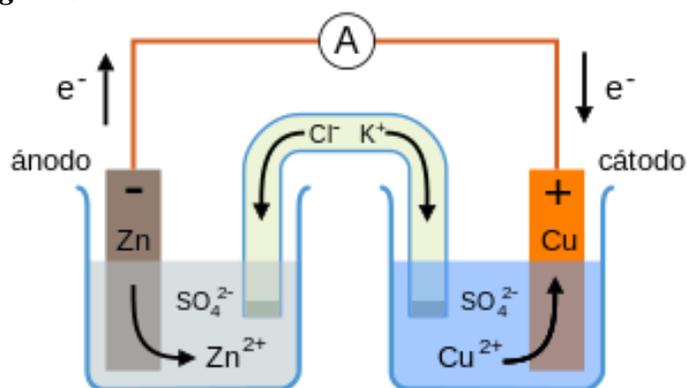


Ilustración 2 Representación de una celda galvánica de zinc y hierro en presencia de un electrolito acuoso, presentando la oxidación del zinc y su corrosión o descomposición

Fuente: Lyncole Latam Blog. (2011). Obtenido de <https://lyncolespanol.com/2011/04/11/corrosion-subterranea-parte-3-celdas-galvanicas/>

Una corrosión galvánica ocurre cuando se encuentran dos metales de distinta composición (distinto par de redox) inmersas en un fluido conductivo que permita el paso de electrolitos.

Este tipo de corrosión es muy frecuente y puede llegar a ser muy severa en casos donde la envoltura anticorrosión no está o ha sido retirada por erosión en el material. Para que este tipo de corrosión se presente debe haber una carga eléctrica, un material o fluido conductivo, algunas bacterias, sales o ácidos. Permitiendo el paso de elementos que se reducen en el cátodo al ánodo en donde ocurre a su vez una oxidación del material, el material oxidado se decanta como óxido de hierro haciendo que el tubo pierda espesor.

En una corrosión de acero al carbón los productos de corrosión que se van formando son óxidos, hidróxidos, cloruros, sulfuros, calcitas o aragonitas de diferentes estequiometrías.

1.4.1.9 Corrosión por picaduras. Este tipo de corrosión es muy frecuente y ocurre básicamente por la ruptura parcial de la película anticorrosión que recubre el metal, causada normalmente en presencia de cloratos o por insuficiencia en el uso de inhibidor de corrosión (llamado pacificador). La pérdida de metal en este tipo de corrosión se puede considerar muy pequeña por la presencia de un gran cátodo y un ánodo muy pequeño, sin embargo, puede avanzar a gran velocidad. La corrosión por picaduras afecta principalmente los aceros al carbono, aceros inoxidable, aleaciones de níquel, de titanio, de aluminio o de cobre.

Se logran diferenciar dos etapas diferentes en el transcurso de generación de desarrollo de picaduras: la iniciación, donde ocurre la quiebra localizada de la capa pasiva y el desarrollo de la picadura. Hay diferentes mecanismos que intentan explicar cómo ocurre la iniciación de la corrosión por picadura, estas son las más aceptadas:

1.4.1.9.1 Mecanismo de la película. Este mecanismo presupone la existencia de fisuras de origen mecánico en la capa pasiva, que permiten el acceso a la superficie de los iones agresivos (en particular los halógenos) que tiene la tendencia a formar complejos con los iones metálicos.

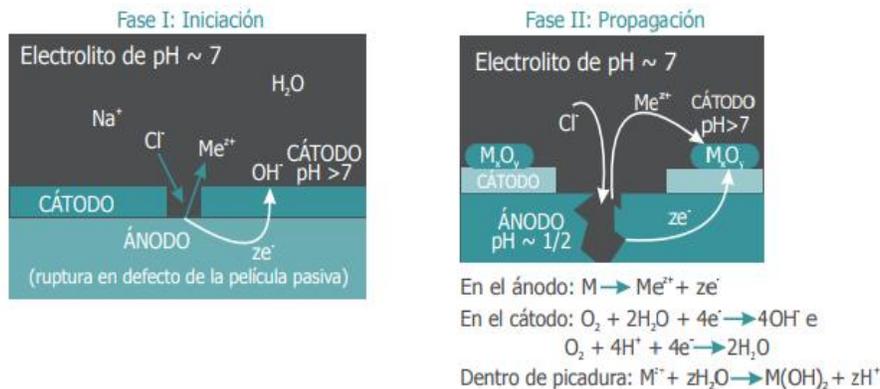


Ilustración 3 Ilustración de las fases que tiene una corrosión por picaduras

Fuente: Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C. Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego. Recuperado de <https://www.gerdau.com/gerdaucorsa/es/productsservices/products/Document%20Gallery/corrosion-fuego.pdf>

1.4.1.9.2 Mecanismo de penetración. Supone la transferencia de los iones agresivos a través de la película pasiva, ante la interface del metal-óxido. Este proceso puede ser concebido en presencia de películas pasivas muy desordenadas, que no presentan epitaxia en presencia de un campo eléctrico elevado.

1.4.1.9.3 Mecanismo de absorción. Comienza con la formación en la superficie, de complejos que son transferidos al medio más rápidamente que los iones de Fe³⁺ que aún no forman enlace alguno. Ocurrirá en tanto, un afinamiento local de la capa pasiva, antes que ocurra su destrucción, formando una picadura.

Después de esto la picadura avanza a medida que la película pasiva es deteriorada localmente, lo que da lugar a una enorme densidad de corriente delimitada que asocia productos

corrosivos y halogenuros que, catalíticamente, producen el aumento en la disolución del óxido. El hidrólisis de los iones metálicos lleva a que haya acidificación dentro de la picadura lo que genera una estimulación mayor en la corrosión.

1.4.1.10 Corrosión por grietas. Muy parecida a la corrosión por picadura, actúa sobre aquellas aleaciones que tienen pacificación completa o incompleta (aceros al carbono, inoxidable, aluminio, titanio, etc.) utilizadas en medios ventilados o que contengan un oxidante y, generalmente, en presencia de halogenuros (por ejemplo, los cloratos). La corrosión se produce en regiones específicas de poca extensión y sobre todo en las uniones, tales como, los intersticios existentes entre dos placas remachadas o atornilladas, regiones sobre juntas, etc.

- “En la primera etapa llamada de iniciación, ocurre el consumo del agente oxidante dentro de la grieta a través de la reacción catódica. La renovación del agente oxidante depende de la difusión del agente en un medio confinado, o que torna su reposición limitada. La reacción anódica continúa por los electrones generados en esta región y son consumidos en el proceso catódico que ocurre del lado ventilado de la grieta. De este modo, ocurre un cúmulo de productos de corrosión sobre la formación de cationes metálicos dentro de la región confinada de la grieta. Esta etapa ocurre ocasionando un daño aparente en la estructura.” (Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C.)

- “Se observa, en un período posterior, la migración de aniones (por ejemplo, los cloratos) dentro de la grieta, para que la neutralidad eléctrica sea contenida. En este momento, tenemos un fenómeno comparable al descrito en la picadura, como la ruptura de la pacificación por complejación y aumento catalítico de la disolución de los óxidos.” (Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C.)

- “Así mismo, como en la corrosión por picaduras, la hidrólisis de los cationes metálicos provoca una caída local de PH, este aumento de acidez en conjunto con el enriquecimiento de aniones (que migran para mantener una electro-neutralidad), impide la contención de la pacificación. De este modo, el material se corroe de una manera muy intensa dentro de la grieta.” (Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C.)

El efecto de acoplamiento galvánico puede ser superior, en muchas situaciones prácticas, a esta forma de ataque.

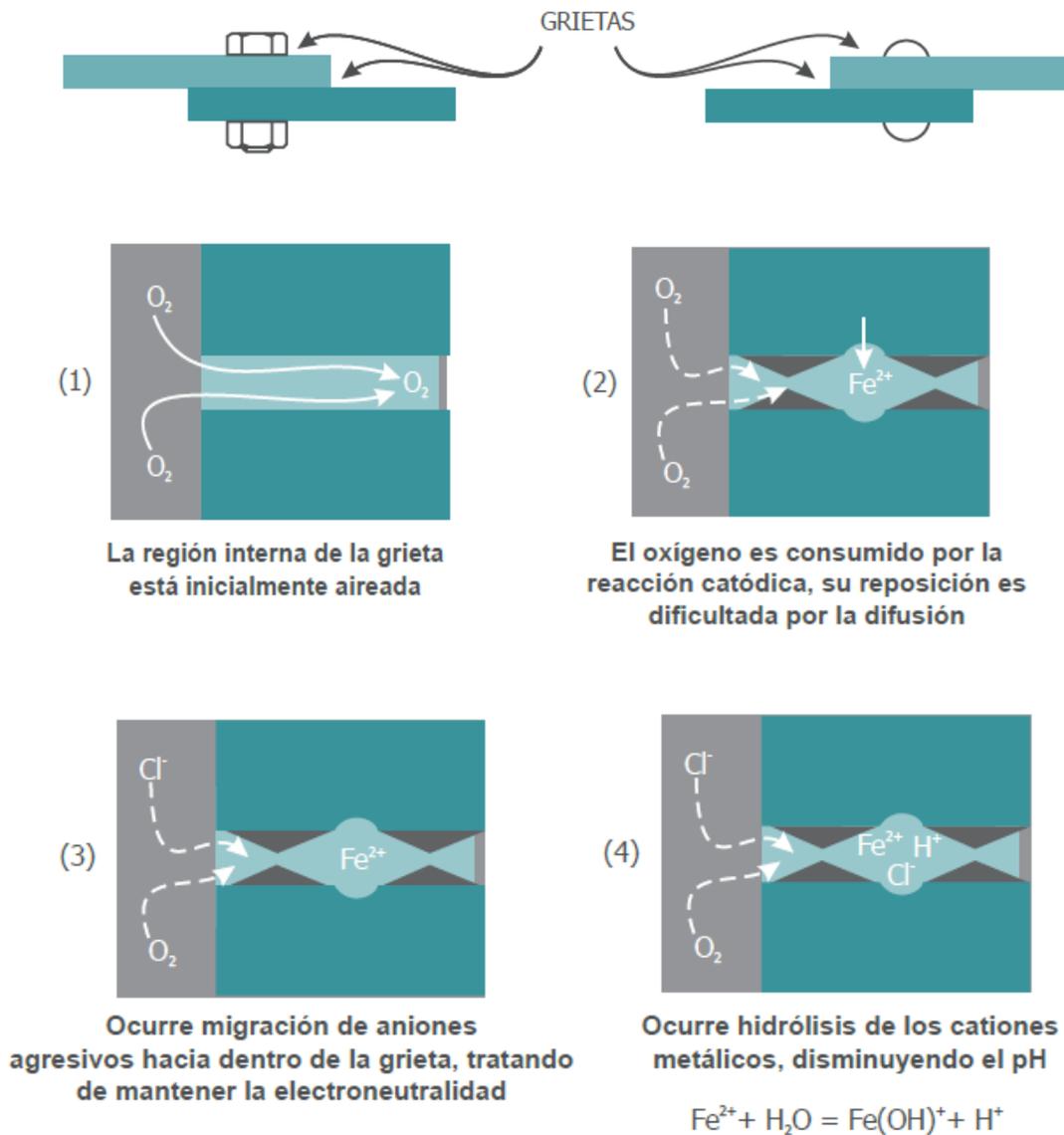


Ilustración 4 Acción de los cambios de PH y la migración de los aniones hacia la grieta, generando un ambiente agresivamente corrosivo

Fuente: Panonni Domingo, F., Álvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C. Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego. Recuperado de <https://www.gerdau.com/gerdaucorsa/es/productsservices/products/Document%20Gallery/corrosion-fuego.pdf>

1.5 Norma API 5L

Es un estándar utilizado para dar a conocer los procesos y características de unas series de tuberías de línea usadas por la industria petrolera para el transporte de gas y petróleo líquido. En él se describe las diferentes formas de fabricación (con costura o sin costura), los tipos de soldaduras que se usan para este tipo de tubería, las características químicas composicionales, las características mecánicas o físicas, los alcances y límites de la deformación del material en la tubería.

1.5.1 Conceptos básicos.

1.5.1.1 Tubería sin costura. Es aquella tubería que no lleva soldadura, es muy utilizada en la industria petrolera y por ser totalmente homogénea presenta características mecánicas muy buenas.

Tabla 1 Tipos de tubería según la norma API 5L

Tipo de tubería	Grado	
Sin costura	A25	Hasta X80
Soldadura continua	X	X
Soldada eléctricamente	X	X
Soldada longitudinalmente por arco sumergido	X	
Soldada por gas arco metálico ^a		X
Soldada por combinación de arco sumergido ^a y gas arco metálico		X
Soldada por arco sumergido doble cordón ^a		X
Soldada por gas arco metálico doble cordón		X
Soldada por combinación de arco sumergido y gas arco metálico doble cordón ^a		X
Soldada helicoidalmente por arco sumergido		x

Notas:

- a) La tubería doble cordón está limitada a tamaños 36 pulgadas y mayores.
- b) La tubería con costura helicoidal está limitada a tamaños 4 1/2 y mayores

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). Specification for line pipe, API specification 5L American Petroleum Institute.

1.5.1.2 Tubería con costura. Las tuberías que llevan costuras son aquellas en las cuales la lámina no es totalmente homogénea puesto que necesitan de soldadura para la terminación de las mismas. Hay diferentes formas de realizar esta costura y mecanismos estandarizados para soldar las tuberías.

Entre alguna de las formas de soldadura se encuentran las siguientes.

a) Sin metal de soporte.

- Soldadura Continua (CW): “Soldadura continua es el proceso de formación de un cordón por calentamiento de la tira en un horno y formación simultánea de los bordes por presión mecánica, donde sucesivos rollos de tiras tienen que ser unidos simultáneamente para producir un flujo continuo de acero para la fabricación de la soldadura, este proceso es un tipo de soldadura a tope (bult-welded pipe)” (American Petroleum Institute, 2015).

- Soldadura eléctrica (EW): “La soldadura eléctrica es un proceso de formación del cordón de soldadura por resistencia eléctrica o soldadura por inducción eléctrica, donde los extremos para ser soldados son unidos por presión mecánica y el calor para la soldadura es generado por la resistencia de flujo de la corriente eléctrica.” (American Petroleum Institute, 2015).

b) Con metal de soporte

- Soldadura por arco-sumergido: “La soldadura por arco sumergido es un proceso de soldadura que produce la unión de metales por calentamiento mediante un arco o arcos entre el electrodo desnudo y la costura. El arco y el metal fundido son protegidos por un “manto granulado” el cual funde el material sobre la costura. La presión no es usada y parte o todo el material de aporte es obtenido del electrodo o los electrodos.” (American Petroleum Institute, 2015).

- Soldadura por gas arco metálico (GMAW): “La soldadura por gas arco metálico es un proceso de soldadura, el cual produce unión de metales por calentamiento de ellos con un arco o arcos entre electrodos de consumo continuo y la costura. La protección es obtenida por completo por un gas o mezcla de gases suplidos externamente. No se usa presión y el metal de aporte es obtenido del electrodo” (American Petroleum Institute, 2015).

1.5.2 Tipos de tuberías

Los diferentes métodos de soldadura determinan los tipos de tuberías que se encuentran en este estándar, algunas tuberías tienen uno o más métodos de soldadura (costura combinada), entre más grande sea el diámetro de la tubería es posible que se requiera doble costura. Estos tipos de costura son:

- Tubería sin costura
- Tubería de soldadura continua
- Tubería soldada eléctricamente
- Tubería con costura longitudinal soldada por arco sumergido
- Tubería soldada por gas arco metálico
- Tubería soldada por la combinación de gas arco metálico y arco sumergido
- Tubería soldada por arco sumergido con doble cordón
- Tubería soldada con doble cordón por gas arco metálico
- Tubería soldada con doble cordón por la combinación de gas arco metálico y arco sumergido
- Tubería soldada con cordón helicoidal por arco sumergido

1.5.3 Fabricación y características

En la API 5L standard encontramos dos formas de fabricación de tuberías una que se encuentra estandarizada llamada PSL 1 y otra que, si bien cumple ciertos parámetros estándar, es producida a petición del comprador y con ciertas características químicas especiales para los trabajos que los requiera, a esta se le nombra como PSL 2.

Para cada uno de estos dos tipos (PSL-1 y PSL-2) encontramos grados, especificaciones químicas y formas de fabricación:

1.5.4 Grado de tubería y de metal.

1.5.4.1 PSL 1: “El grado de tubería para tubería PSL 1 es idéntica al grado de acero (designado por un nombre de acero) y debe ser como se indica en la tabla 2. Consiste en una designación alfa o alfanumérica que identifica el nivel de resistencia de la tubería y está vinculada a la composición química del acero.” (American Petroleum Institute, 2015).

Teniendo en cuenta que el grado A y B no llevan referencia alguna de la elasticidad mínima permitida, lo que si ocurre con otras denominaciones en donde la numeración corresponde a la resistencia a la fluencia mínima, la cual esta especificada en unidades del sistema internacional SI e inglés en miles de PSI.

1.5.4.2 PSL 2: “El grado de tubería para tubería PSL 2 debe ser como se indica en la tabla 3 y consiste en una designación alfa o alfanumérica que identifica el nivel de resistencia de la tubería. El nombre de acero (que designa grado de acero), vinculado a la composición química del acero, incluye un sufijo que consta de una sola letra (R, N, Q o M) que identifica la condición de entrega.” (American Petroleum Institute, 2015).

Tabla 2 Grado de tubería y de metal PSL1

PSL	Condiciones de entrega	Grado de tubería/ grado de acero
PSL 1	Laminado, laminación estándar.	L175 o A25
		L175P o A25P L210 o A
	Laminado, laminado térmico, estandarizado, templado estandarizado, solo si se acuerda, enfriado y templado y solo para tubería sin costura SMLS	L245 o B
		L290 o X42 L320 o X46 L360 o X52 L390 o X56 L415 o X60 L450 o X65 L485 o X70
laminado, estandarizado, laminado térmico estándar, fabricación estándar y templado o enfriar y templar		

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). *Specification for line pipe, API specification 5L* American Petroleum Institute.

Tabla 3 Grado de tubería y de metal PSL2

PSL	Condiciones de entregas	Grado de tubería/ grado de acero	
PSL 2	Laminación estandarizada, formación estandarizada, a temperatura normalizada	Laminación	L245R o BR L290R o X42R L245N o BN L290N o X42N L320N o X46N L360N o X52N L390N o X56N L415N o X60N L245Q o BQ L290Q o X42Q L320Q o X46Q L360Q o X52Q L390Q o X56Q L415Q o X60Q L450Q o X65Q L485Q o X70Q L555Q o X80Q L625Q o X90Q c L690Q o X100Q c
		Enfriamiento y Laminación	L245M o BM L290M o X42M L320M o X46M L360M o X52M L390M o X56M L415M o X60M L450M o X65M L485M o X70M L555M o X80M L625M o X90M L690M o X100M L830M o X120M
		Formación o laminación a temperatura especial	
		Laminación a temperatura especial	

- El sufijo (R, N, Q o M) para PSL 2 grados pertenece al grado de acero.
- C) Sin costura

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). *Specification for line pipe, API specification 5L* American Petroleum Institute.

1.5.4.3 Fabricación de las tuberías.

1.5.4.3.1 Proceso de fabricación.

Tabla 4 Fabricación de la tubería

Tipo de tubería o terminación de la tubería	PSL 1 grado de tubería ^a				PSL 2 grado de tubería ^a			
	L175 o A25 b	L175P o A5P b	L210 o A	L245 o B	L290 o X42 a L485 o X70	L245 o B a L555 o X80	> L555 o X80 a L690 o X100	>L690 o X100 a L830 o X120
Tipo de tubería								
SMLS	X	X	X	X	X	X	X	—
CW	X	X	—	—	—	—	—	—
LFW	X	—	X	X	X	—	—	—
HFW	X	—	X	X	X	X	—	—
LW	—	—	—	—	X	—	—	—
SAWL ^c	—	—	X	X	X	X	X	X
SAWH ^d	—	—	X	X	X	X	X	X
COWL ^c	—	—	X	X	X	X	—	—
COWH ^d	—	—	X	X	X	X	—	—
Tipo de terminación de la tubería								
Terminación en campana ^e	X	—	X	X	X	—	—	—
Terminación lisa	X	—	X	X	X	X	X	X
Terminación lisa con acople especial	X	—	X	X	—	—	—	—
Terminación en rosca	X	X	X	X	—	—	—	—

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). *Specification for line pipe, API specification 5L* American Petroleum Institute.

Donde:

a: los grados intermedios están disponibles si se acuerdan, pero se limitan a los grados superiores a L290 o X42.

b: Los grados L175, L175P, A25 y A25P están limitados a tubos con $D \leq 141,3$ mm (5,563 in).

c: La tubería de doble costura está disponible si se acuerda, pero se limita a tuberías con $D \geq 914$ mm (36,000 in).

d: La tubería de costura helicoidal está limitada a tubos con $D \geq 114,3$ mm (4.500 in).

e: El tubo con terminación acampanada está limitado a tubos con $D \leq 219,1$ mm (8,625 in) y $t \leq 3,6$ mm (0,141 in).

f: La tubería de extremo roscado está limitada a SMLS y a las tuberías con costura longitudinal con $D \leq 508$ mm (20,000 in).

SMLS: tubería sin costura

CW: tubería con soldadura continua

LFW: proceso de soldadura eléctrica de baja frecuencia para tubería durante la fabricación

HFw: proceso de soldadura eléctrica de alta frecuencia para tubería durante la fabricación

LW: proceso de soldadura láser para tubería durante la fabricación

SAWL: proceso de soldadura longitudinal de arco sumergido para tubería durante la fabricación

SAWH: proceso de soldadura helicoidal de arco sumergido para tubería durante la fabricación

COWL: proceso de soldadura longitudinal de combinación para tubería durante la fabricación

COWH: proceso de soldadura helicoidal de combinación para tubería durante la fabricación

1.5.5 Validación

Los requisitos generales de entrega técnica deben estar de acuerdo con ISO 404.

Las tuberías fabricadas como grado L415 o X60 o superior no se sustituirán por tuberías ordenadas como grado L360 o X52 o un grado inferior, sin la aprobación del comprador.

1.5.6 Composición química

- Para tubería PSL1 con $t \leq 25,0$ mm (0.984 in), la composición química para grados estándar deberá ser tomada como se indica en la tabla 5, y la composición química para grados intermedios será la que se acordó, pero consistentes con los datos en la Tabla 5
- NOTA El grado L175P o A25P se vuelve a fosforizar y, por lo tanto, tiene mejores propiedades de costura que grado L175 o A25; sin embargo, puede ser algo más difícil de doblar.
- Para tubería PSL 2 con $t \leq 25,0$ mm (0.984 in), la composición química para grados estándar deberá ser como se indica en la Tabla 6 y la composición química para grados intermedios será la que se acordó, pero consistentes con los datos en la Tabla 6
- Para tubería PSL 1 o PSL 2 con $t > 25,0$ mm (0.984 in), la composición química deberá ser acordada, con los requisitos de las tablas 5 y 6 respectivamente y modificados según corresponda.

- Para tubería PSL 1 con un análisis de producto fracción de masa de carbono igual o menor a 0,12%, el equivalente de carbono, CEPcm, se determinará mediante la ecuación:

$$CE_{Pcm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$$

Ecuación 1 Equivalente de carbono (carbono igual o menor a 0,12%)

Donde los símbolos para los elementos químicos representan la fracción de masa en porcentaje (ver Tabla 5).

Si el análisis de calor para el boro es inferior a 0,000 5%, entonces no es necesario para el análisis del producto incluir el boro, y el contenido de boro se puede considerar cero para el cálculo CEPcm.

- Para tubería PSL 2 con un análisis de producto fracción de masa de carbono mayor que 0,12%, el carbono equivalente, CEIIW, se determinará utilizando la ecuación:

$$CE_{IIW} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr + Mo + V)}{5} + \frac{(Ni + Cu)}{15}$$

Ecuación 2 Equivalente de carbono (carbono mayor que 0,12%)

Donde los símbolos para los elementos químicos representan la fracción de masa en porcentaje (ver Tabla 6).” (American Petroleum Institute, 2015)

Tabla 5 Composición química para tubería PSL1 con $t \leq 25,0$ mm (0.984in)

Grado de metal (nombre del metal)	Fracción de masa, basada en análisis de calor y producto ^{a,g}							
	C Mn P S V Nb Ti (%)							
	C max ^b	Mn max ^b	Min max		S max	V max	Nb max	Ti max
Tubería sin costura								
L175 o A25	0,21	0,60	-	0,030	0,030	-	-	-
L175P o A25P	0,21	0,60	0,045	0,080	0,030	-	-	-
L210 o A	0,22	0,90	-	0,030	0,030	-	-	-
L245 o B	0,28	1,20	-	0,030	0,030	c,d	c,d	d
L290 o X42	0,28	1,30	-	0,030	0,030	d	d	d
L320 o X46	0,28	1,40	-	0,030	0,030	d	d	d
L360 o X52	0,28	1,40	-	0,030	0,030	d	d	d
L390 o X56	0,28	1,40	-	0,030	0,030	d	d	d
L415 o X60	0,28 ^e	1,40 ^e	-	0,030	0,030	f	f	f
L450 o X65	0,28 ^e	1,40 ^e	-	0,030	0,030	f	f	f
L485 o X70	0,28 ^e	1,40 ^e	-	0,030	0,030	f	f	f

Tubería soldada								
L175 o A25	0,21	0,60	-	0,030	0,030	-	-	-
L175P o A25P	0,21	0,60	0,045	0,080	0,030	-	-	-
L210 o A	0,22	0,90	-	0,030	0,030	-	-	-
L245 o B	0,26	1,20	-	0,030	0,030	c,d	c,d	d
L290 o X42	0,26	1,30	-	0,030	0,030	d	d	d
L320 o X46	0,26	1,40	-	0,030	0,030	d	d	d
L360 o X52	0,26	1,40	-	0,030	0,030	d	d	d
L390 o X56	0,26	1,40	-	0,030	0,030	d	d	d
L415 o X60	0,26 ^e	1,40 ^e	-	0,030	0,030	f	f	f
L450 o X65	0,26 ^e	1,45 ^e	-	0,030	0,030	f	f	f
L485 o X70	0,26 ^e	1,65 ^e	-	0,030	0,030	f	f	f

a. $Cu \leq 0,50\%$; $Ni \leq 0,50\%$; $Cr \leq 0,50\%$ y $Mo \leq 0,15\%$

b. Por cada reducción del 0,01% por debajo de la concentración máxima especificada para el carbono, un aumento del 0,05% por encima de la concentración máxima especificada para Mn que se permite, hasta un máximo de 1,65% para grados \geq L245 o B, pero \leq L360 o X52; hasta un máximo de 1,75% para grados $>$ L360 o X52, pero $<$ L485 o X70; y hasta un máximo de 2,00% para grado L485 o X70.

c. A menos que se acuerde lo contrario, $Nb + V \leq 0,06\%$.

d. $Nb + V + Ti \leq 0,15\%$.

e. A menos que se acuerde lo contrario.

f. A menos que se acuerde lo contrario, $Nb + V + Ti \leq 0,15\%$.

g. No se permite la adición deliberada de B y el B residual $\leq 0,001\%$.

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). *Specification for line pipe, API specification 5L* American Petroleum Institute.

Tabla 6 Composición química para tubería PSL2 con $t \leq 25,0$ mm (0.984in)

Grado de metal (Nombre del metal)	Fracción en masa, basada en análisis de calor y producto. % máximo									Carbono equivalente % máximo	
	C	Si	Mn	P	S	V	Nb	Ti	Otro	CE _{IW}	CE _{Pcm}
Tubería sin soldadura y con soldadura											
L245R o BR	0,24	0,4	1,2	0,025	0,015	c	c	0,04	e,l	0,43	0,25
L290R o X42R	0,24	0,4	1,2	0,025	0,015	0,06	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L245N o BN	0,24	0,4	1,2	0,025	0,015	c	c	0,04	e,l	0,43	0,25
L290N o X42N	0,24	0,4	1,2	0,025	0,015	0,06	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25

L320N o X46N	0,24	0,4	1,4	0,025	0,015	0,07	0,05	0,04	d,e,l	0,43	0,25
L360N o X52N	0,24	0,45	1,4	0,025	0,015	0,1	0,05	0,04	d,e,l	0,43	0,25
L390N o X56N	0,24	0,45	1,4	0,025	0,015	0,1 ^f	0,05	0,04	d,e,l	0,43	0,25
L415N o X60N	0,24 ^f	0,45 ^f	1,4 ^f	0,025	0,015	0,1 ^f	0,05 ^f	0,04 ^f	g,h,l	as agreed	
L245Q o BQ	0,18	0,45	1,4	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L290Q o X42Q	0,18	0,45	1,4	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L320Q o X46Q	0,18	0,45	1,4	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L360Q o X52Q	0,18	0,45	1,5	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L390Q o X56Q	0,18	0,45	1,5	0,025	0,015	0,07	0,05	0,04	d,e,l	0,43	0,25
L415Q o X60Q	0,18 ^f	0,45 ^f	1,7 ^f	0,025	0,015	g	g	g	h,l	0,43	0,25
L450Q o X65Q	0,18 ^f	0,45 ^f	1,7 ^f	0,025	0,015	g	g	g	h,l	0,43	0,25
L485Q o X70Q	0,18 ^f	0,45 ^f	1,8 ^f	0,025	0,015	g	g	g	h,l	0,43	0,25
L555Q o X80Q	0,18	0,45 ^f	1,9 ^f	0,025	0,015	g	g	g	i,j	as agreed	
L625Q o X90Q	0,16 ^f	0,45 ^f	1,9	0,02	0,01	g	g	g	j,k	as agreed	
L690Q o X100Q	0,16 ^f	0,45 ^f	1,9	0,02	0,01	g	g	g	j,k	as agreed	
Tubería soldada											
L245M o BM	0,22	0,45	1,20	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L290M o X42M	0,22	0,45	1,30	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L320M o X46M	0,22	0,45	1,30	0,025	0,015	0,05	0,05	0,04	e,l	0,43	0,25
L360M o X52M	0,22	0,45	1,40	0,025	0,015	d	d	d	e,l	0,43	0,25
L390M o X56M	0,22	0,45	1,40	0,025	0,015	d	d	d	e,l	0,43	0,25
L415M o X60M	0,12 ^f	0,45 ^f	1,60 ^f	0,025	0,015	g	g	g	h,l	0,43	0,25
L450M o X65M	0,12 ^f	0,45 ^f	1,60 ^f	0,025	0,015	g	g	g	h,l	0,43	0,25
L485M o	0,12 ^f	0,45 ^f	1,70 ^f	0,025	0,015	g	g	g	h,l	0,43	0,25

X70M											
L555M o X80M	0,12 ^f	0,45 ^f	1,85 ^f	0,025	0,015	g	g	g	i,l	0,43	0,25
L625M o X90M	0,10	0,55 ^f	2,10 ^f	0,020	0,010	g	g	g	i,l		0,25
L690M o X100M	0,10	0,55 ^f	2,10 ^f	0,020	0,010	g	g	g	i,j	-	0,25
L830M o X120M	0,10	0,55 ^f	2,10 ^f	0,020	0,010	g	g	g	i,j		0,25

a Basado en el análisis del producto. Para tubos sin costura con $t > 20,0$ mm (0,787 in), los límites CE serán los acordados. Los límites del CEIIW se aplican si $C > 0,12\%$ y los límites CEPcm se aplican si $C \leq 0,12\%$.

b Por cada reducción del 0,01% por debajo del máximo especificado para C, un aumento del 0,05% por encima del máximo especificado para Mn es admisible, hasta un máximo de 1,65% para grados \geq L245 o B, pero \leq L360 o X52; hasta un máximo de 1,75% para grados $>$ L360 o X52, pero $<$ L485 o X70; hasta un máximo de 2,00% para grados \geq L485 o X70, pero \leq L555 o X80; y hasta un máximo de 2,20% para grados $>$ L555 o X80.

c A menos que se acuerde lo contrario, $Nb + V \leq 0,06\%$.

d $Nb + V + Ti \leq 0,15\%$.

e A menos que se acuerde lo contrario, $Cu \leq 0,50\%$; $Ni \leq 0,30\%$; $Cr \leq 0,30\%$ y $Mo \leq 0,15\%$.

f A menos que se acuerde lo contrario.

g A menos que se acuerde lo contrario, $Nb + V + Ti \leq 0,15\%$.

h A menos que se acuerde lo contrario, $Cu \leq 0,50\%$; $Ni \leq 0,50\%$; $Cr \leq 0,50\%$ y $Mo \leq 0,50\%$.

i A menos que se acuerde lo contrario, $Cu \leq 0,50\%$; $Ni \leq 1,00\%$; $Cr \leq 0,50\%$ y $Mo \leq 0,50\%$.

j $B \leq 0,004\%$.

k A menos que se acuerde lo contrario, $Cu \leq 0,50\%$; $Ni \leq 1,00\%$; $Cr \leq 0,55\%$ y $Mo \leq 0,80\%$.

l Para todos los grados de tubería PSL 2, excepto aquellos grados a los que ya se aplica la nota de pie de página j, se aplica lo siguiente. A no ser que se acuerde de otra manera no se permite la adición intencional de B y $B \leq 0,001\%$ residual.

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). *Specification for line pipe, API specification 5L* American Petroleum Institute.

1.6 Definición de tubería

Se define al tubo como una sección transversal de una esfera de forma continua que es utilizado para el transporte de fluidos en estado líquido, gaseoso o incluso partículas sólidas. Constituido por diferentes materiales, según su uso pueden ser acero maleable o plástico.

En este trabajo se habla sobre oleoductos que son conexiones de tubos, válvulas y bombas especializados en el transporte de hidrocarburos.

1.6.1 Importancia de las tuberías. Las tuberías son poco conocidas por el público en general o de poco interés ya que la mayoría de ellas se encuentran subterráneas, ocultas a la vista; sin embargo, son de gran utilidad en procesos de transporte de diferentes productos siendo así de

gran importancia para la economía, seguridad y progreso de la sociedad. Las tuberías transportan:

- Cables eléctricos en el interior de una empresa, hogar, institución educativa.
- Aguas residuales desde los hogares o sitios públicos a plantas de tratamiento.
- Gas doméstico desde refinerías, pasando por los distribuidores y llegando a los domicilios, colegios e industria.
- Agua tratada que es llevada desde la planta de tratamiento hasta los respectivos destinos.
- Productos que van desde la refinería de petróleos hasta los distribuidores.
- Petróleo, gas y agua llevada desde el pozo hasta la batería.

El objetivo de la tubería, puede cambiar la estrategia operacional y también los parámetros, esto demuestra que la estrategia y los lineamientos que rigen a una tubería pueden cambiar con el tiempo. Sobre la base de la estrategia operacional, los parámetros y los equipos existentes, así como otras consideraciones, un procedimiento operativo puede y debe ser establecido si se expone claramente en el manual de operaciones, además, éste no sólo debe describir el procedimiento de rutina, sino también lo que hay que hacer en diversas situaciones de emergencia, como cuando se detecta un gran daño. El manual será necesario no sólo para los operarios de la tubería, sino también para el diseño del flujo de gráficos y programas de ordenador utilizados para el control automático del sistema de tuberías bajo las condiciones normales y de emergencia. (Tesis de la UIS)

Entonces, es importante para la industria hacer un análisis o revisión de las tuberías utilizadas en la industria petrolera con el fin de evitar riesgos ambientales, sociales y económicos, para esto se han creado diferentes manuales que sirven para el análisis de los defectos de la tubería. Esta investigación se apoya en las normas estándares: API579, ASME B31-G, ASME B31-G modificado, RSTRENG, elementos finitos (FE). Aunque también se encuentran las normas estándares: API 580, API 581, ASME B31.4, ASME B31.8, ISO 13623 que sirven como guías para el mantenimiento de las tuberías.

1.7 Análisis de defectos en tuberías corroídas.

Durante la actividad productiva de la tubería usada para el transporte de los fluidos se está en un continuo mejoramiento en el control de calidad, mantenimiento y reparación, con la finalidad de mantener un control que salvaguarde la integridad de la operación, operarios y medio ambiente. Por esto, se crearon métodos mecánicos usados para el análisis de las posibles fallas o defectos de las tuberías y/o materiales (acero y plástico) utilizados en la industria; pero, debido a que estos métodos mecánicos deterioraban la vida útil del material analizado, la industria se vio en la tarea de encontrar una forma de practicar inspección sin necesidad de implicar alteraciones en las propiedades físicas, químicas y mecánicas conocida como análisis no destructivo.

Los análisis no destructivos son realizados con muestreo del material ya sea para analizar problemas individuales de la tubería o para toda la extensión de ésta, lo cual toma gran importancia para la industria ya que sirven como complemento para diferentes procesos de calidad y mantenimiento de las tuberías.

Debido a su versatilidad, son utilizados en diferentes aplicaciones industriales, entre las más importantes encontramos comprobación de espesores de tubería, irregularidades por uniones de soldadura y desgaste de recipientes de almacenamiento.

1.7.1 Análisis no destructivos

1.7.1.1 Inspección visual. La inspección visual es un reconocimiento exhaustivo de la tubería a través del ojo humano que puede tomarse como un proceso preliminar a un análisis de defectos, éste permite hacerse una idea del daño superficial que puede tener el tubo, apreciando corrosiones, altas temperaturas, abolladuras o si se ha presentado rotura por algún motivo. Sin embargo, esta inspección no garantiza si el daño es verídico o en qué magnitud se encuentra, por esto es importante pasar a una inspección más rigurosa y especializada (ultrasonido, magnetismo, etc.) permitiendo al encargado de la supervisión tener una idea concreta del daño que tiene la tubería y de esta manera actuar óptimamente.

En esta clase de inspección se utiliza herramientas simples que ayudan a tener una mejor visualización del daño de la tubería: lupas, baroscopios, espejos, videocámara, entre otros que nos permiten tener registro más detallado.

1.7.1.2 Inspección por partículas magnéticas. Esta inspección es realizada solamente en tuberías con propiedades ferromagnéticas, se analiza el flujo magnético que tiene el material observando las discontinuidades que se puedan presentar en el flujo magnético y halla las fallas que tienen las tuberías.



Ilustración 5 Inspección por partículas magnéticas

Fuente: Servicios de inspección y diagnóstico SA de CV. Inspección con partículas magnéticas. Recuperado de <http://www.serviciosdeinspeccionydiagnostico.mx/inspeccion-con-particulas-magneticas>

Este tipo de prueba analiza las fallas en el material que son superficiales y sub-superficiales (hasta de 3mm por debajo de la superficie del material: poros, grietas, entre otros).

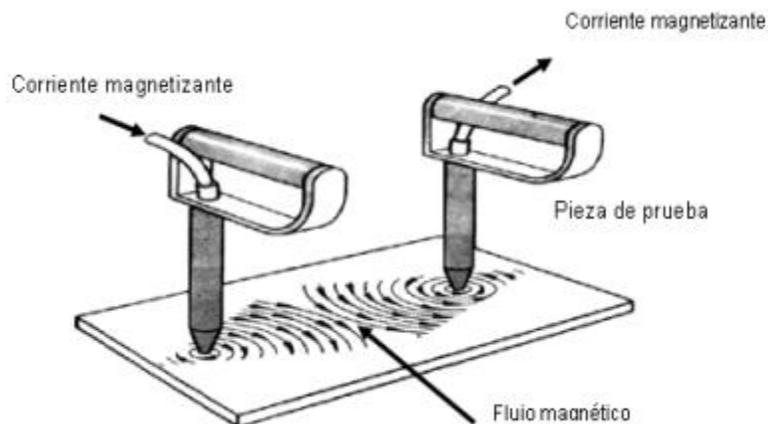


Ilustración 6 Magnetización del material a inspeccionar

Fuente: Escalona, Ivan (s.f.). *Monografias*. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos30/particulas-magneticas/particulas-magneticas.shtml>

Para cada inspección en particular se toma en cuenta el material, el defecto y el ambiente para escoger la herramienta que se debe utilizar para la inspección.

1.7.1.2.1 Fundamentos básicos. Un imán permanente es compuesto por dos polos, Norte y Sur, que determinan la dirección de las líneas de flujo magnético que viajan a través de él y su contorno, a medida que se alejan éstas líneas de flujo se hacen más débiles.

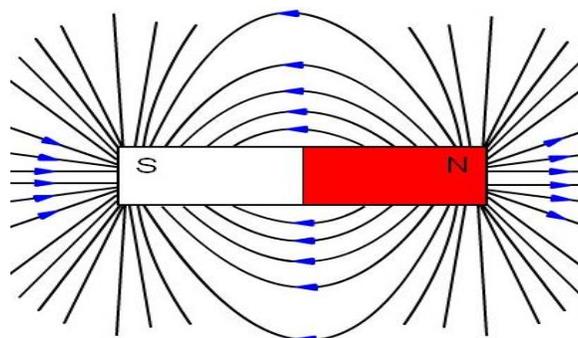


Ilustración 7 Campo magnético

Fuente: Escalona, Ivan (s.f.). *Monografias*. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos30/particulas-magneticas/particulas-magneticas.shtml>

Una vez la tubería este magnetizada (magnetización residual), y se comporte como un imán, creando las líneas de flujo magnéticas, las cuales se moverán sobre la superficie de la tubería desde el polo norte hasta el polo sur, y/o este bajo la presencia constante del campo magnético externo (magnetización continua), se aplican las partículas magnéticas (limadura de hierro seco) o se suspende un líquido (agua o destilado de petróleo), por lo cual en el lugar que se encontrara alguna perturbación o discontinuidad de las líneas de flujo, las partículas se agruparan, indicando o señalando la falla (corrosión) que se encuentra en el material.

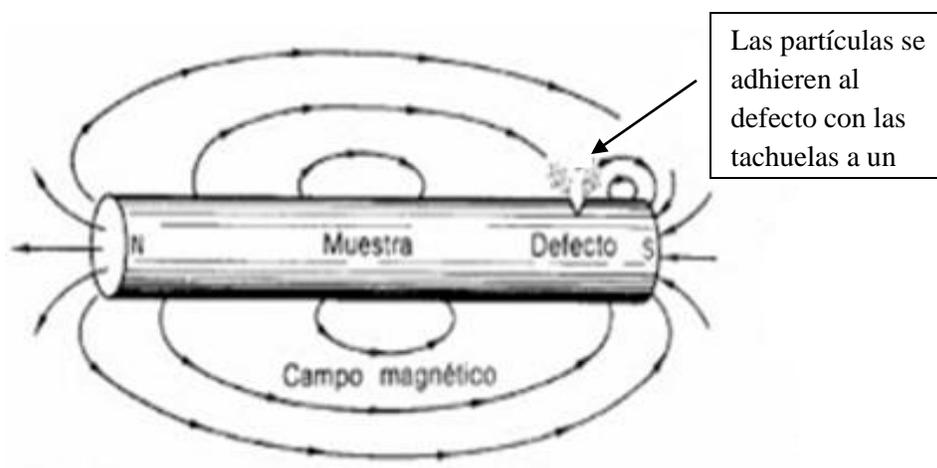


Ilustración 8 Comportamiento de las partículas magnéticas en una tubería magnetizada

Fuente: Noriega, M. (2010). *Blogger*. Obtenido de <http://inspeccionmagneticayultrasonica.blogspot.com/2010/03/end-inspeccion-por-particulas.html>

Como la mayoría de los análisis no destructivos, en la inspección con partículas magnéticas intervienen muchas variables (dirección del campo, corriente eléctrica, tipo de materiales, etc.), estas deben ser correctamente manejadas por el inspector para evitar errores que alejen del resultado verídico. Es por esto que las normas estándares como MIL, ASTM, API y ASME entre otras exigen personal certificado y calificado para realizar este tipo de pruebas, garantizando la confiabilidad de los resultados. Entre las regulaciones más conocidas se encuentran: NAS-410, ISO 9712, SNT-TC1A.

1.7.1.3 Análisis de defectos por pinturas penetrantes. Al igual que los anteriores este es un análisis no destructivo (no cambia la composición química ni física de la tubería o material de estudio), diseñado para detectar y exponer defectos tales como fisuras o poros que se han causado en la tubería. El funcionamiento de este tipo de análisis se basa en el principio de capilaridad, el cual permite la penetración y retención del líquido en fisuras. Es uno de los mecanismos de análisis más utilizados en muchas industrias por su facilidad y economía, ya que sirve para examinar cualquier tipo de geometría y superficie, mostrando una imagen clara de la longitud del defecto, aunque no su profundidad.

Las pinturas penetrantes se utilizan en materiales metálicos (acero al carbono, acero inoxidable, aluminio, cobre, bronce, etc.) para inspección de calidad una vez salen del proceso de fabricación o para mantenimiento evaluando su uso (corrosión, erosión, fatiga etc.)

Estas no pueden ser usadas en materiales porosos, ni en superficies o piezas con algún tipo de recubrimiento protector, ya que podría afectar el material de recubrimiento con los líquidos utilizados.

1.7.1.3.1 Materiales y procedimiento



Ilustración 9 Clases de líquidos penetrantes

Fuente: Mosquera, P, & Sánchez, M. (2015). Detección de fallas superficiales e internas en tuberías de alta presión para motores estacionarios por el método de ultrasonido

- *Preparación de la superficie:* la limpieza de la superficie es el éxito de cualquier método con líquidos penetrantes, su adecuación previa es de gran importancia para que esta se encuentre libre de cualquier sustancia que pueda interferir con el proceso evitando encontrar óxidos, capas de pintura, escoria u otras cubiertas, que no den lugar a contaminantes (grasas, aceites, suciedad, etc.). Las normas AST E-165 y ASME sección V mencionan los tipos de limpieza recomendados.

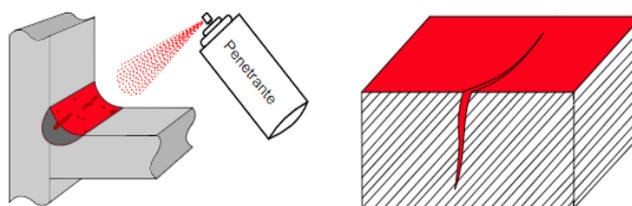


Ilustración 10 Aplicación del penetrante

Fuente: MIPSAs. Inspección por líquidos penetrantes. Recuperado de <http://www.mipsa.com.mx/dotnetnuke/Procesos/Soldadura-inspeccion-liquidos>

- *Aplicación del penetrante:* la forma de aplicación del líquido no depende del tipo del proceso utilizado sino, fundamentalmente de las condiciones en que se debe operar, y de la forma, tamaño y cantidad de las piezas a examinar.
 - ✓ Inmersión: consiste en sumergir piezas pequeñas en estanques que contienen el líquido, normalmente se sumergen en canastas de alambres.
 - ✓ Pulverización: se pulveriza el líquido por medio de un chorro de aire a baja presión, equivalente a la aspersion.

✓ Pintado: es empleado cuando se requiere cubrir con el líquido una superficie mayor que la se va a examinar. Reduciendo el consumo de penetrante y el tiempo de limpieza en comparación con la técnica de pulverización.

- *Remoción del exceso y exposición:*

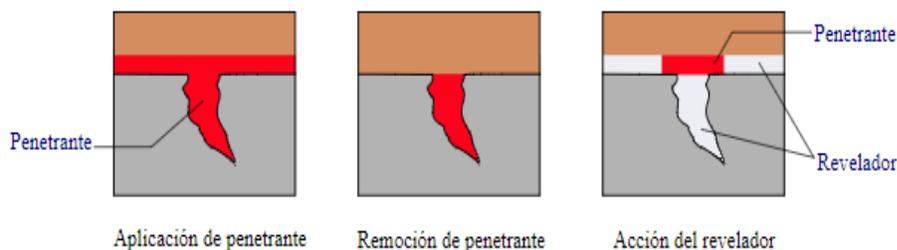


Ilustración 11 Aplicación y remoción del penetrante. Exceso y exposición

Fuente: MIPSAs. Inspección por líquidos penetrantes. Recuperado de <http://www.mipsa.com.mx/dotnetnuke/Procesos/Soldadura-inspeccion-liquidos>

Es importante que el líquido penetre lo mejor posible, por esta razón se deja un tiempo cercano a la media hora para que penetre lo que más se pueda, una vez esto sucede se procede a quitar el exceso de líquido que se tiene en la tubería o material, para esto es importante tener en cuenta el tipo de líquido que se ha usado. Los diferentes tipos de lavados o remoción de excesos son:

- ✓ *Penetrantes lavables con agua:* en este caso se rosea agua con boquilla, con un ángulo de 45° de inclinación, con una presión máxima de 280 KPa, a una temperatura entre 10 a 38 °C
- ✓ *Penetrantes post-emulsionables:* se aplica un emulsificante para luego ser removida con agua la mezcla penetrante-emulsificante.
- ✓ *Penetrante removible con disolvente:* consiste en aplicar un disolvente en un trapo o papel absorbente para luego limpiar la capa en donde se aplicó el penetrante.

El último paso para que sea expuesta la falla o corrosión es aplicar un revelador (polvo pulverizado), el cual actúa como un absorbente que permite que el penetrante se sitúe sobre la falla, funcionando como un tubo capilar, haciendo visible el lugar de la falla. Este puede ser un sólido de suspensión acuosa (sólido no soluble suspendido en agua) o un sólido de suspensión no acuosa (sólido no soluble suspendido en un líquido de fácil evaporización como el alcohol, acetona, etc.), dando la más alta sensibilidad. Es importante decir que el revelador debe ser agitado y pulverizado antes de su adición.

1.7.1.3.2 Clasificación de los líquidos penetrantes

Tabla 7 Clasificación de los líquidos penetrantes

CLASIFICACION DE LOS LIQUIDOS PENETRANTES			
TECNICA	TIPO A	TIPO B	
1.Lavables con agua			
2.Post-emulsificante	Tintas fluorescentes	Tintas coloreadas	RANGO TEMPERATURA OPTIMA ES 15-45 °C
3.Removible con solvente			

Fuente: MIPSAs. Inspección por líquidos penetrantes. Recuperado de <http://www.mipsa.com.mx/dotnetnuke/Procesos/Soldadura-inspeccion-liquidos>

Las normas que más tratan sobre este tipo de inspección son: ASME 31.3, API 650.6.4.4, API 1104, 9.5.2.

1.7.1.4 Inspección por ultrasonido. Este es un método no destructivo que haya fallas o corrosiones en la superficie o sub-superficie de tuberías u otros materiales convirtiendo energía eléctrica en mecánica transmitiendo frecuencias de ondas (mayores a 20 kHz) llamadas ultrasónicas.

Las ondas de sonido viajan a través del material disminuyéndose paulatinamente, y son reflejadas a la interface. El haz reflejado es mostrado y analizado para definir la presencia y localización de fallas y discontinuidades, permitiendo encontrar poros, socavados, grietas, laminaciones entre otras fallas en el material que pueden ser captadas en la reflexión de las ondas.

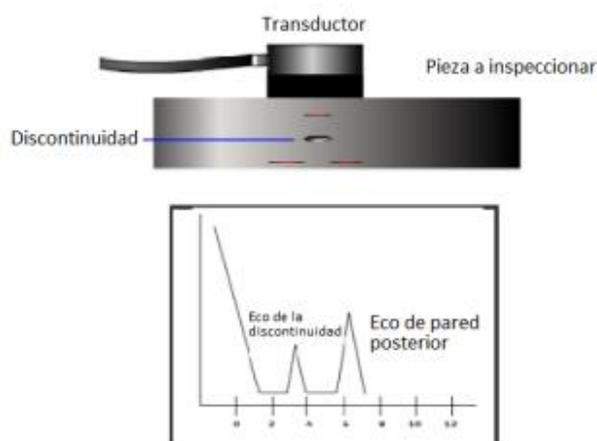


Ilustración 12 Partes de un trasmisor de ultrasonido, inspección típica

Fuente: Fuente: Mosquera, P, & Sánchez, M. (2015). Detección de fallas superficiales e internas en tuberías de alta presión para motores estacionarios por el método de ultrasonido

Este método se utiliza principalmente para determinar discontinuidades y defectos internos, además para hallar espesores o medidas de corrosión, con menor frecuencia es utilizado para hallar el tipo de grano, estructuras y constantes elásticas.

1.7.1.4.1 Equipo básico a utilizar

- *Un generador electrónico de señal que produce ráfagas de voltaje alternadas.*
- *Un transductor que emite un haz de ondas ultrasónicas cuando las ráfagas de voltaje alternado son aplicadas.*
- *Un acoplador para transferir la energía de las ondas de ultrasonido a la pieza de trabajo.*
- *Un acoplador que transfiere la salida de las ondas de sonido (energía acústica) de la pieza al transductor.*
- *Un transductor (puede ser el mismo que el transductor que inicia las ondas ultrasónicas o puede ser otro diferente) para aceptar y convertir la onda de - 19 -ultrasonido de salida de la pieza de trabajo en ráfagas de voltaje. En la mayoría de los sistemas un transductor simple actúa como emisor y receptor.*
- *Un dispositivo electrónico para amplificar y modificar las señales del transductor.*
- *Un dispositivo de salida que muestre la información resultante y la proyecte ya sea impresa o en pantalla.*
- *Un reloj electrónico o un cronómetro para controlar la operación de varios componentes del sistema. (Mosquera, P, & Sánchez, M. 2015).*

1.7.1.4.2 Funcionamiento. Las ondas de ultrasonido son ondas que son causadas por una energía eléctrica que se transforma en energía mecánica al provocar vibraciones que causan frecuencias de onda similares a las del sonido, igual que estas ondas son transmitidas en un medio elástico, bien sea líquido, gas o sólido, pero no se pueden transmitir en el vacío.

Este tipo de ondas se comporta como un haz de luz, esto quiere decir que cumple con las leyes de las ondas, por lo tanto, las características como su cresta y valle dependerán del material donde se propague la onda, si una onda pasa de un material a otro su velocidad y amplitud cambiarán debido a que las transmisiones de la onda en un material (sólido, líquido, gaseoso) depende del esfuerzo-deformación que se origina entre las partículas del material elástico en donde la onda induce una causa-efecto en las partículas, ya que esta, al impulsar una partícula provoca un efecto cadena que se difunde en las demás partículas del material. Sin embargo, el gas, líquido y sólido tienen diferentes fuerzas de cohesión en sus partículas, por lo tanto las características de las ondas serán diferentes, por ejemplo, en el gas encontrará las partículas más alejadas unas de otras que en el sólido. La relación de velocidad con frecuencia y longitud de onda está dada por:

$$V = f \cdot \lambda$$

Ecuación 3 Relación de velocidad con frecuencia y longitud de onda

Dónde V es velocidad (en metros por segundo), f es la frecuencia (en Hertz) y λ es la longitud de onda (en metros por ciclo).

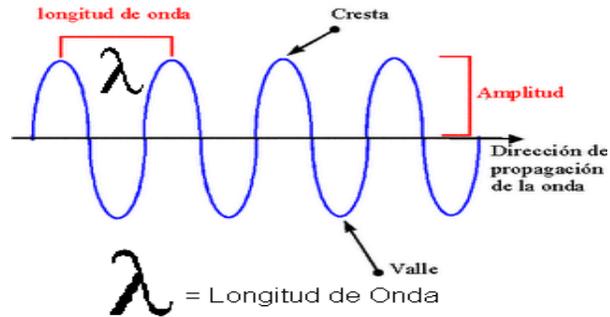


Ilustración 13 Partes de las ondas

Fuente: Proyecto papime. (2010). Prueba de ultrasonido Facultad de estudios superiores Cuautitlán.

Los ultrasonidos van a tener una característica muy importante que la diferencia de los sonidos de menor frecuencia, la direccionalidad, es decir, la onda ultrasónica no se propaga en todas direcciones, sino que forma un haz de pequeño tamaño que puede ser "enfocado". Además, de un modo análogo a lo que sucede con una onda luminosa, se pueden aplicar lentes acústicas que pueden modular el haz ultrasónico. Esto permite focalizar nuestro haz sobre la zona a explorar, quedando fuera de foco las que están situadas por delante o detrás de ese punto, es decir, lo mismo que en las ondas luminosas, existe el concepto de "profundidad de foco", que se aplicaría a todas las estructuras que quedan enfocadas utilizando un haz de unas características determinadas.

Ondas Guiadas: *La técnica de Ondas Guiadas se desarrolló con el fin de detectar defectos en tuberías enterradas con o sin recubrimientos. Un anillo de transductores, que puede ser rígido o flexible según el diámetro de la tubería, genera pulsos de ondas que recorren pared de la misma en ambas direcciones; el equipo capta y analiza cualquier eco de las ondas para detectar defectos que afecten la continuidad de la línea. La sensibilidad para detectar corrosión localizada depende de la fracción de pérdida de pared y la extensión circunferencial del defecto. "El límite de detección de pérdida de pared es por lo general del 9% de la sección transversal de la tubería"*

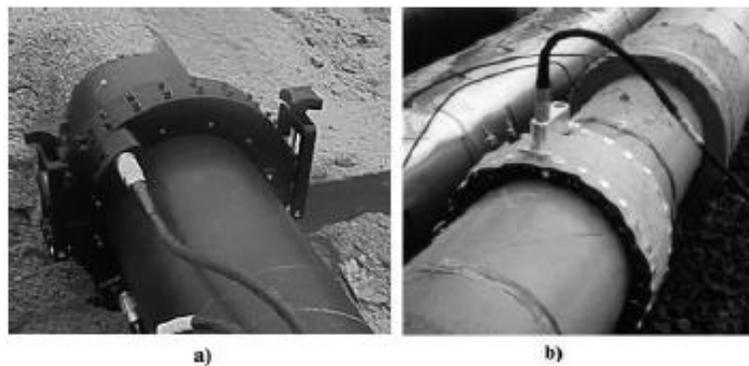


Ilustración 14 Equipo para ondas desviadas

Fuente: Mendoza González, E. Y., Quintero Ortiz, L. A., & Santos Castañeda, G. (2010). Ensayos no destructivos como herramienta para el dimensionamiento de discontinuidades en la superficie externa de tuberías. Revista de la facultad de ingenierías fisicomecánicas (UIS), 174,175.

Ultrasonido por Inmersión: *En este modo de operación a diferencia de la técnica tradicional de ultrasonido por contacto, el transductor y la pieza están sumergidos parcial o totalmente en un recipiente con agua u otro medio de acople, de tal manera que no hay contacto entre ellos (manteniendo un acoplamiento continuo), evitándose así el desgaste por fricción del palpador. Adicionalmente esta técnica tiene la ventaja de poder utilizar altas frecuencias para la inspección y por lo tanto se obtiene una mayor resolución. Estudios de esta técnica en laboratorio han permitido confirmar su aplicación en la determinación de pérdidas de espesor en la superficie de piezas tubulares, encontrándose menor error en la determinación de pérdidas de espesor mayores al 20% del espesor nominal de la tubería. La aplicación de esta técnica en campo, para la evaluación de la corrosión externa en tubería se aprecia en la siguiente imagen. Se puede apreciar que la aplicación de esta técnica en campo tiene algunas limitaciones en cuanto al montaje del sistema sobre la tubería, el espacio libre que se debe tener alrededor de la misma, el control del sistema de desplazamiento del palpador y asegurar la perpendicularidad de este último con la superficie de la tubería.*

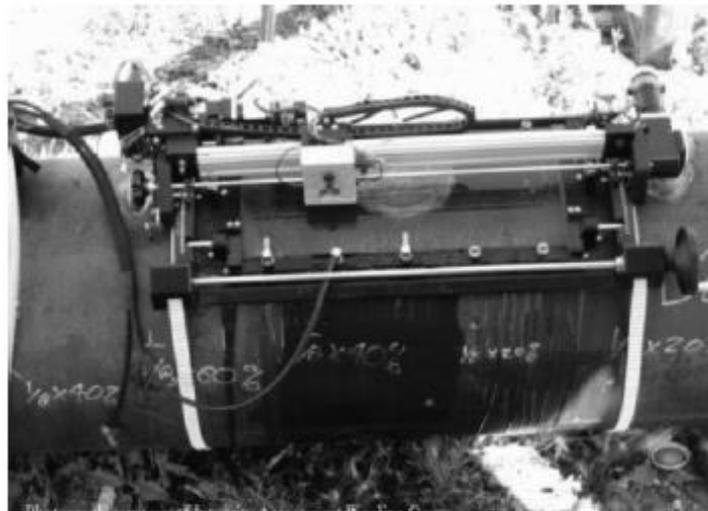


Ilustración 15 Equipo para ultrasonido por inmersión

Fuente: Mendoza González, E. Y., Quintero Ortiz, L. A., & Santos Castañeda, G. (2010). Ensayos no destructivos como herramienta para el dimensionamiento de discontinuidades en la superficie externa de tuberías. Revista de la facultad de ingenierías fisicomecánicas (UIS), 174,175.

La complejidad de aplicación en campo y la sensibilidad del palpador a cambios de temperatura, entre otras, hace que esta técnica no sea la más idónea para la evaluación de la corrosión en la superficie externa de tuberías en servicio. (Mendoza González, Quintero Ortiz, & Santos Castañeda, 2010)

Tabla 8 Propiedades acústicas de los metales y no metales

Material	Density (ρ) g/cm ³	Sonic velocities, 10 ⁵ cm/s			Acoustic impedance (Z_t), 10 ⁶ g/cm ² * s(d)
		V _t (a)	V _t (b)	V _s (c)	
Ferrous metals					
Carbon steel, annealed	7.85	5.94	3.24	3.0	4.66
Alloy steel					
Annealed	7.86	5.95	3.26	3.0	4.68
Hardened	7.8	5.90	3.23	...	4.6
Cast iron	6.95-7.35	3.5-5.6	2.2-3.2	...	2.5-4.0
52100 steel					
Annealed	7.83	5.99	3.27	...	4.69
Hardened	7.8	5.89	3.20	...	4.6
D6 tool Steel					
Annealed	7.7	6.14	3.31	...	4.7
Hardened	7.7	6.01	3.22	...	4.6
Stainless steels					
Type 302	7.9	5.66	3.12	3.12	4.47
Type 304L	7.9	5.64	3.07	...	4.47
Type 347	7.91	5.74	3.10	2.8	4.54
Type 410	7.67	5.39	2.99	2.16	4.13
Type 430	7.7	6.01	3.36	...	4.63

Fuente: ASM Handbook . (s.f.). Nondestructive Evaluation and Quality Control. Structural Welding Code Steel. Volumen 17.

1.7.2 Inspección en línea

1.7.2.1 Inspección de tuberías por medio de Pigs. Herramienta de inspección y monitoreo que se traslada por el interior de la tubería empujado por un fluido bombeado; usada para evaluar la integridad de la tubería, identificar defectos futuros (tendencias de corrosión) para repararlos antes que se conviertan en pérdidas, y facilitar la reducción de presión por la caída del flujo durante el bombeo, garantizando una segura y eficiente gestión tanto operativa como económica.

1.7.2.1.1 Pig magnético de corrosión: (Pig MFL – Magnetic Flux Leakage-): Tipo de pig usado para la detección, cuantificación y localización de corrosión que usa el método magnético de campos de fuga (potentes imanes que generan un campo magnético que se ve alterado si varía el espesor de acero de la tubería). El pig magnético de corrosión se estructura por un módulo de baterías, juntas universales, un módulo electrónico de control y registro, un módulo sensor (fluxómetro (sensor de deformación), de presión diferencial, de temperatura) y un módulo discriminador que identifica el punto de origen del defecto y un odómetro (sensor de distancia)

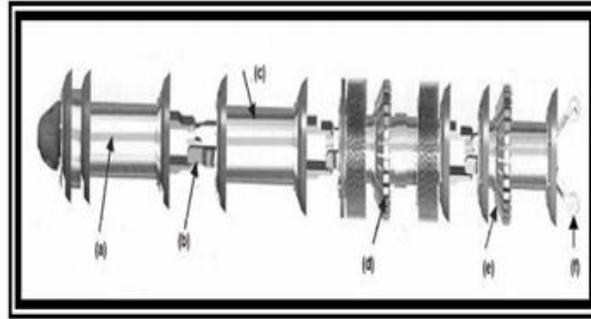


Ilustración 16 Pig magnético de corrosión; a) módulo de baterías; b) juntas universales; c) módulo electrónico; d) módulo sensor; e) módulo discriminador; f) odómetros

Fuente: Freire, J.L. (2009) Engenharia de ductos. Rio de Janeiro: ABCM Associação Brasileira de Engenharia e Ciências mecánicas

Funciona según la teoría que a mayor amplitud de señal del sensor, mayor campo de fuga y por tanto mayor deformación; y que según el número de sensores que detectan el defecto se estima la anchura de la anomalía.

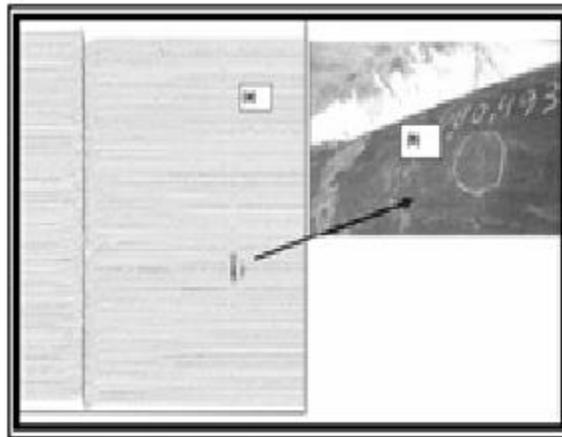


Ilustración 17 Registro típico de un pig MFL; a) registro típico por un pig MFL a partir de los principales sensores hall; b) foto de los alveolos que darán origen al registro.

Fuente: Freire, J.L. (2009) Engenharia de ductos. Rio de Janeiro: ABCM Associação Brasileira de Engenharia e Ciências mecánicas

1.7.2.1.2 Pig de ultrasonido: Tipo de pig usado para la detección de la corrosión que ofrece una visión más nítida del interior de la tubería, mide el espesor y dimensionamiento directo de la deformación de acero en cada punto de ella, ya que genera dos imágenes, una de la superficie interna gracias al primer eco emitido, y la otra imagen proyectada es la diferencia medida entre el primer y segundo eco que permite identificar un defecto externo cuando solo emite ésta.

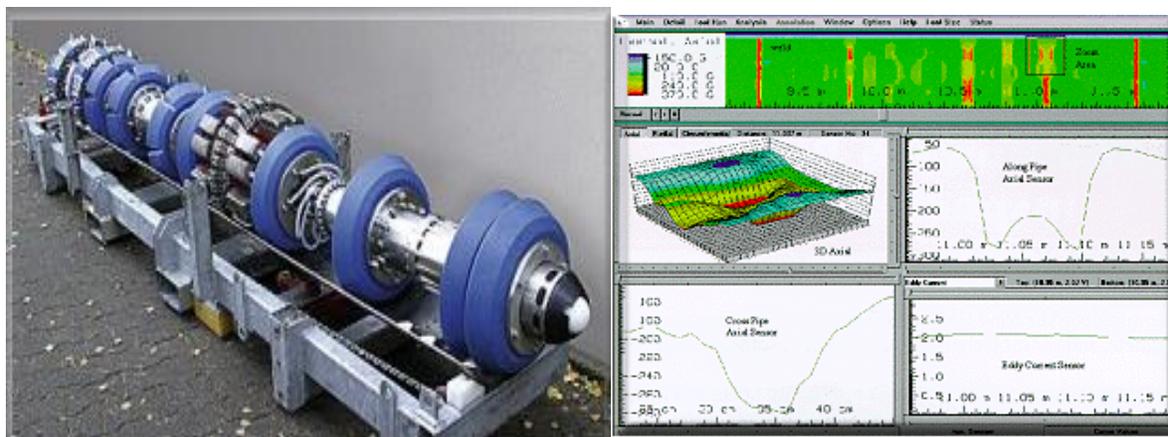


Ilustración 18 Pig ultrasonido usado por Schlumberger y su registro

Fuente: Pigging Products & Services Association. (s.f.). Obtenido de <https://pps-online.com/about-pigs.php>

Aunque lo pigs más comunes son requeridos para medición de geometría, diámetro y para dispositivos de pérdida, corrosión de metales, la información que pueden proporcionar los pigs abarcan una gama mucho más amplia de necesidades de inspección y solución de problemas que incluyen: mediciones de diámetro/geometría; monitoreo de curvatura; perfil del oleoducto; registro de temperatura/presión; medición de la curvatura; metal-pérdida/detección de la corrosión; inspección fotográfica; detección de grietas; medición de depósitos de parafinas; detección de fugas; muestreo de productos, y cartografía.

1.8 Códigos o normas utilizadas para el análisis de esfuerzos remanentes en tuberías.

Para la industria es de vital importancia conocer el estado de las tuberías, ya que estas con el tiempo presentan defectos que pueden causar daños ambientales, sociales, de operación y por todo esto económicos. A causa de lo anterior diferentes asociaciones dedicadas a la normatización han creado estándares para el mantenimiento, análisis de defectos y reparación de las líneas. La industria en el estudio de la corrosión e integridad de las tuberías se interesa por saber cuál es la resistencia del material remanente en una tubería corroída y por tanto en ese punto, cuál será su presión máxima de operación (MAOP). Para hallar este parámetro se encuentran diferentes manuales, tales como:

1.8.1 ASME B31-G. Norma estándar creada para el estudio de defectos en una tubería en la cual se analizan los defectos causados por la corrosión buscando hallar presión máxima de operación (PMO) o (MAOP = por sus siglas en ingles) que puede tener el tubo en el punto corroído.

Basada en el factor de folias, donde se determina la elasticidad y tensiones de las fallas en los extremos de la parábola o área de corrosión que se emplea en el código.

Esta norma no es tomada como una ley si no como una práctica recomendada y por lo tanto la misma norma no se hace responsable de su uso.

1.8.1.1 Alcances. El alcance de este manual incluye todas las líneas dentro del alcance de los códigos de directrices que forman parte del Código ASME B31 para tuberías de Presión, ejemplo, ASME B31.4, sistemas de transporte de líquidos para los hidrocarburos, gas de petróleo líquido (LP), amoníaco anhidro y alcoholes; ASME B31.8, sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas; y ASME B31.11, sistemas de tuberías de Transporte de mezclas líquidas. Las partes 2, 3 y 4 son basados en material incluido en la Guía de ASME para los sistemas Transmisión y Distribución de gas, edición 1983. Este Manual no es aplicable a construcciones nuevas cubierta bajo las Secciones del Código B31. Es decir, no debe entenderse que este manual se use para establecer los estándares de aceptación para tuberías o ductos que puedan tener corrosión antes o durante la fabricación y/o instalación. El propósito de este Manual solo es de proveer la información que guíe al diseñador / el dueño / operador. Así, el uso específico de este Manual es responsabilidad del diseñador / el dueño / operador. (The American Society of Mechanical Engineers, 1991)

1.8.1.2 Limitaciones.

- Este Manual se limita a corrosión sobre tubería soldable de aceros categorizados como aceros al carbono o aceros de alto esfuerzo de baja aleación. Típico de estos materiales son aquéllos descritos en ASTM A 53, A 106 y A 381 son y API 5L. (El API 5L actual incluye todos los grados formalmente establecidos en API 5LX y 5LS).
- Este Manual sólo aplica a los defectos en el cuerpo de la línea que tienen contornos relativamente suaves y causen baja concentración de esfuerzos (por ejemplo, corrosión electrolítica o galvánica, pérdida de espesor de la pared debido a erosión).
- Este procedimiento no debe usarse para evaluar esfuerzos remanentes de soldaduras de campo o longitudinales o zonas afectadas por el calor relacionadas, defectos causados por daño del mecánico, como hendiduras y ranuras, y los defectos inducidos durante la construcción de la placa o la línea, tales como costuras, traslapes, extremos rolados, escamas o de laminaciones.
- El criterio para el remanente de tuberías corroídas en servicio presentado en este Manual sólo es basado en la capacidad de la tubería para mantener la integridad estructural bajo presión interna. No debe ser el solo criterio cuando la tubería está sujeto a esfuerzos secundarios (ejemplo, extremos curvos), particularmente si la corrosión tiene un componente transversal significativo.
- Este procedimiento no predice fugas o fallas por ruptura utilizando la longitud del área corroída y la profundidad mayor de la corrosión el manual ha modulado a través de ecuaciones matemáticas la forma de hallar la (MAOP).

Este manual se subdivide en 4 partes

1 parte: es una introducción como utilizar el manual, y cuál es el proceso que se va a llevar a cabo durante las 4 subdivisiones.

2 parte: En esta parte del manual se halla la longitud máxima de corrosión y luego haciendo una relación con el espesor de la pared se halla el porcentaje corroído.

$$\% \text{ profundidad} = 100 * \frac{d}{t}$$

Ecuación 4 Porcentaje corroído

Donde:

d = profundidad de la corrosión medida máxima

t = espesor de la tubería nominal

En donde se concluye que si el porcentaje está entre 10-80 % entonces debemos entrar a analizar la corrosión de la tubería para hallar otros parámetros y entramos a la etapa 3 de lo contrario:

- 80 entonces lo mejor es cambiar la tubería
 - < 10 en este caso se detiene la corrosión y se sigue operando con normalidad
- 3 parte: en esta parte del código se encuentra la longitud de corrosión en el tubo la cual es medida directamente de este, y se compara con la longitud máxima permitida que es determinada de dos formas distintas:

- Por tablas (para efectos de este trabajo solo se usa la formula)
- Por la fórmula:

$$\% \text{ profundidad} = 100 * \frac{d}{t}$$

Ecuación 4 Porcentaje corroído

Donde:

D = diámetro exterior nominal de la tubería

t = espesor de pared de la tubería

B = es un parámetro que se establece por la siguiente formula o por tablas (las tablas serán anexadas en el proyecto):

$$B = \sqrt{\left[\frac{\frac{d}{t}}{\left(1.1 * \frac{d}{t} - 0.15\right)^2 - 1} \right]}$$

Ecuación 5 Parámetro B de la norma ASME B31G

Se debe tener en cuenta que no debe exceder el valor de 4; en caso que él % de profundidad se encuentre entre 10-17% en este caso lo recomendado es usar el valor de $B = 4$. Una vez determinamos estos valores se toman las siguientes condiciones.

Si:

- Si $L_{\text{medida}} > L_{\text{maxima}}$, entonces en este caso debemos cambiar el tubo
- Si $L_{\text{medida}} < L_{\text{maxima}}$, entonces continuamos con el análisis del esfuerzo remanente y MAOPM

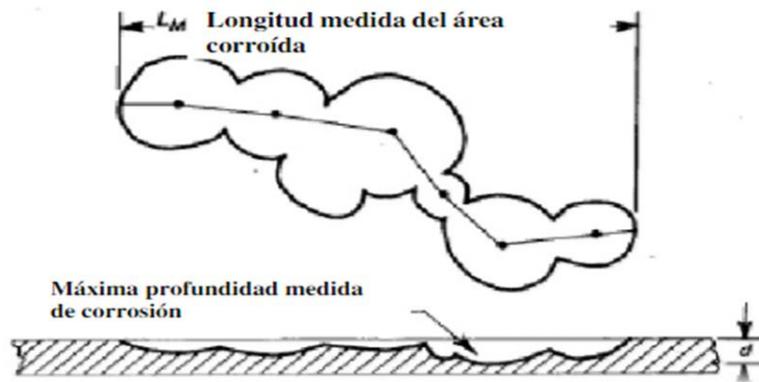


Ilustración 19 Medición de la profundidad y longitud del área corroída en ASME B31.G

Fuente: The American Society of Mechanical Engineers. (1991). Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. ASME B31G. American National Standard

4 parte: En esta sección del código se analiza la MAOP teniendo en cuenta las condiciones que se han especificado con anterioridad, es decir que el % de profundidad medido este en 10-80% y que la $L_{medida} < L_{maxima}$. Deben entonces calcularse los parámetros:

$$A = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$$

Ecuación 6 Parámetro A de la norma ASME B31G

Donde:

L_m = longitud medida de área corroída en pulgadas

D = diámetro exterior nominal de la tubería, en pulgadas

t = espesor de la pared nominal de la tubería, en pulgadas

Para poder determinar la MAOP nueva con el esfuerzo remanente del tubo corroído primero debe hallarse la presión mínima de trabajo que acepta el tubo, para esto es utilizada la siguiente ecuación:

$$P = \frac{2StFT}{D}$$

Ecuación 7 Parámetro P de la norma ASME B31G

Donde:

S = Esfuerzo a la cadencia mínima especificada (SMYS), en Psi

F = Factor de diseño apropiado tomado de: ASME b31.4, ASME B31.8, ASME B31.1

T = factor de corrección de temperatura de código B31 apropiado

D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en pulgadas

t = Espesor de la pared nominal de la tubería, en pulgadas

Después de determinar la variable A (factor de folias) y la presión mínima entonces se procede a calcular la MAOP, para esto se debe tener en cuenta lo siguiente:

Si $A > 4$ entonces se utiliza la siguiente ecuación:

$$P' = 1.1P \left(1 - \frac{d}{t} \right)$$

Ecuación 8 Parámetro P' si $A > 4$ de la norma ASME B31G

Si $A \leq 4$ entonces se utiliza:

$$P' = 1.1P \left(\frac{1 - \frac{2}{3} * \frac{d}{t}}{1 - \frac{2}{3} * \frac{d}{t\sqrt{A^2 + 1}}} \right)$$

Ecuación 9 Parámetro P' si $A \leq 4$ de la norma ASME B31G

Teniendo la MAOP dada por el código se puede analizar si dicha está por debajo o por encima de presión mínima en caso de estar por debajo se debe cambiar la nueva presión de trabajo de la tubería.

1.8.2 ASME B31.G Modificado. Aunque el modelo ASME B31.G es de gran ayuda y es utilizado aun por muchas empresas para el trabajo de esfuerzos remanentes en la tubería, este código es muy conservador y durante el trascurso del tiempo y luego de varias investigaciones se ha llevado a mejorar el modelo y a introducirles cambios, el primer cambio que se le hizo a este modelo fue en la fórmula para hallar la presión, la cual es basada en el factor de folias, en ella la forma de hallar el área de la parábola es de $2/3 (d/t)$ que fue cambiado a $0,85 (d/t)$, para aproximar aún más el área de la parábola; sin embargo, el criterio dejaba pasar ciertos parámetros o medidas que podían acercarse aún más al área real, haciendo que tuberías que podían estar en uso fueran eliminadas y cambiadas. A esta nueva introducción de parámetros se le conoció como el manual ASME B31G modificado el cual es manejado por un programa llamado RSTRENG. En este modelo se hacen cambios en tres fuentes conservadoras como son: factor de folias, área proyectada y la tensión de flujo.

1.8.2.1 Área proyectada. La sección transversal longitudinal a través del área corroída se aproximó en un 85% de un defecto de profundidad uniforme que tiene la misma longitud y profundidad máximas que el defecto real. Es por esto que muchas veces el ASME B31G es llamado 0.85 ASME.

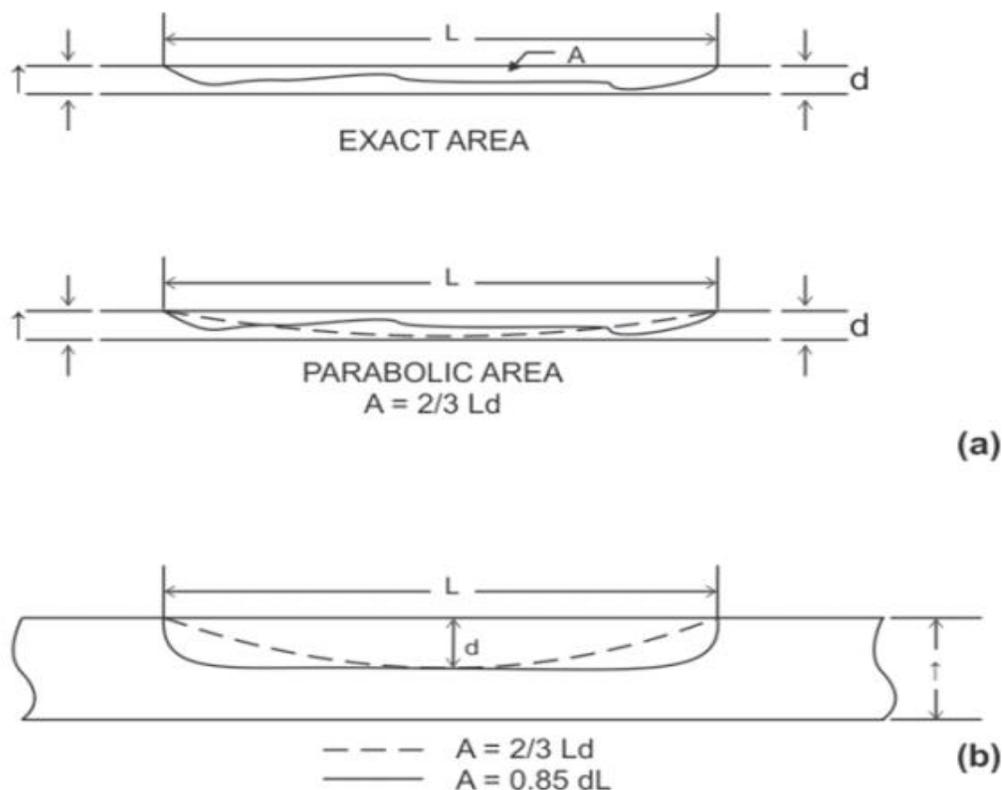


Ilustración 20 Comparación entre la proyección de área entre ASME B31.G y ASME B31.G modificado

Fuente: Cronin, D. S. (2000). Assessment of corrosion defects in pipeline (Tesis doctoral).

1.8.2.2 Factor de folias. Este factor había sido reducido dado su complejidad, teniendo en cuenta que para el año de publicación del ASME B31.G no eran comunes las calculadoras científicas y los procesadores que conocemos hoy. Pero este criterio hacía del código una norma muy conservadora como ya lo habíamos mencionado, es por esto que se decide implementar el factor de folias con algunos ajustes. El factor de folias o factor de abombamiento se utiliza para tener en cuenta la concentración de tensiones relacionadas con la dimensión longitudinal del defecto de corrosión. Este factor se desarrolló originalmente para relacionar la concentración del esfuerzo elástico de una falla a través de la pared en una envoltura esférica como una tubería, con la concentración de tensiones de una falla a través de la pared de una placa plana (Folias, 1965a); donde, Folias mediante una serie de ecuaciones diferenciales logro encontrar el equilibrio y compatibilidad que tenían las tensiones que se registraban en una falla de placa plana y acoplarlas a las de una placa curva. Considerando la

elasticidad y flexibilidad que se producen en las capas delgadas con espesor constante sometidas a pequeñas deformaciones y esfuerzos. La expresión $O\left(\frac{1}{r^2}\right)$ pertenece a los términos de orden mayor.

$$\frac{\sigma_{envolvente}}{\sigma_{placa\ plana}} \approx 1 + \left(a_f + b_f \ln\left(\frac{c}{\sqrt{rt}}\right)\right) \left(\frac{c^2}{rt}\right) + O\left(\frac{1}{r^2}\right)$$

Ecuación 10 Expresión 1 para factor de Folias de la norma ASME B31G

Luego basado en un criterio de tensión de Griffith.

$$\frac{(\delta U)}{\delta c} = 0$$

Ecuación 11 Expresión 2 para factor de Folias de la norma ASME B31G

Donde:

$$U = \text{ sistemas de energia} = U_{carga} + U_{tension} + U_{superficial}$$

Ecuación 12 Expresión U para factor de Folias de la norma ASME B31G

Al combinar ambas tenemos:

$$(1 + 0.49\lambda^2) \left(\frac{\sigma_l}{\sigma_c}\right)^2 + O(\lambda^4 \ln \lambda) = 1$$

Ecuación 13 Expresión 3 para factor de Folias de la norma ASME B31G

Donde:

$$\sigma_c = \left(\frac{16G\gamma}{\pi c}\right)^{1/2}$$

Ecuación 14 Expresión σ para factor de Folias de la norma ASME B31G

$$\lambda = \sqrt[4]{\frac{12(1 - \nu^2)c^4}{r^2 t^2}}$$

Ecuación 15 Expresión λ para factor de Folias de la norma ASME B31G

Luego excluyendo los esfuerzos de flexión aplicados se desprecian los valores de orden superior de λ , lo cual lleva a la forma más común del factor de folias. Se debe tener en cuenta que la solución de esta ecuación se limita a los valores de λ y que en un principio el límite de este era $\lambda < 1$, lo cual implicaba que la dimensión o el tamaño del defecto era pequeño con relación a la geometría del tubo. Posteriormente con métodos numéricos aplicados se llegó a la conclusión que este límite podía ser hasta de $\lambda < 8$, con un coeficiente de Poisson (coeficiente de deformación) de 0.3 y donde $c = l/2$. Reduciendo la ecuación a:

$$\frac{\sigma'}{\sigma_e} = \sqrt{1 + 0.49\lambda^2}$$

Ecuación 16 Expresión 4 para factor de Folias de la norma ASME B31G

$$\frac{\sigma'}{\sigma_e} = M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{l^2}{2rt}}$$

Ecuación 17 Expresión 5 para factor de Folias de la norma ASME B31G

1.8.2.3 Tensión de flujo. En este parámetro ASME B31.G modificado difiere del anterior como también lo hace del RSTRENG, estos utilizan la misma relación entre presión de falla y tensiones del flujo de material, sin embargo, el ASME B31.G utiliza como tensión de flujo 1.1 SMYS mientras el modificado y RSTRENG utilizan SMYS + 10000 psi, haciendo de estos dos últimos una mejor aproximación. El propósito de hallar este parámetro es conocer el comportamiento del material dúctil y además de conocer el esfuerzo remanente cuando se presenta una deformación plástica. Así como un material plano cuando es doblado presenta un punto de quiebre por la tensión que se forma pasa lo mismo con la tubería. El material que rodea dicho punto crítico tiene un riesgo menor dependiendo de la relación tensión-deformación que vaya presentando, si bien estos manuales dan un estimado de más o menos donde pueden ser los puntos más propensos a una ruptura no determinan el lugar exacto por donde el material presenta la mayor deformación y posiblemente donde se iniciara la ruptura.

1.8.3 RSTRENG. A medida que se va obteniendo más información y la tecnología avanza se logran mejorar los modelos e ir idealizando los parámetros para hacer de estas herramientas una simulación precisa de lo que ocurre con los esfuerzos remanentes en los tubos corroídos, después del ASME B31.G modificado fue necesario crear un software que ha ido en evolución para recrear los puntos críticos en un tubo corroído. El RSTRENG es un software que logra mejorar los tres factores ya mencionados en el anterior manual, sin embargo, dos de ellos han tenido mayor influencia a la hora de lograr una aproximación al punto o presión crítica en la cual el tubo presentara una ruptura: Área proyectada y factor de folias.

1.8.3.1 Factor de Folias. Tomando la ecuación en donde culmina el avance del código ASME B31.G

$$\frac{\sigma'}{\sigma_e} = \sqrt{1 + 0.49\lambda^2}$$

Ecuación 18 Expresión 1 para factor de Folias de la norma RSTRENG

$$\frac{\sigma'}{\sigma_e} = \sqrt{1 + 0.8 \frac{l^2}{2rt}} = M$$

Ecuación 19 Expresión 2 para factor de Folias de la norma RSTRENG

La ecuación anterior puede ser interpretada como la relación entre la tensión de falla y la tensión de la extensión del aro donde se produce el daño, teniendo en cuenta la geometría del tubo y su tamaño. Como el radio del tubo en su extensión tiende a infinito. M_t tiende a el

esfuerzo de deformación de Griffith que se aproxima por la tensión máxima para la deformación.

El factor de folias utilizado en la siguiente figura representa el esfuerzo de tensión que se da a través de una pared en la tubería.

$$\frac{k_c^2 \pi}{8c\sigma_{fluido}^2} = \ln \sec \frac{\pi M_t \sigma_{tramo tub}}{2 \sigma_{fluido}}$$

Ecuación 20 Expresión 1 que representa el esfuerzo de tensión que se da a través de una pared en la tubería de la norma RSTRENG

Donde:

$$M_t = \sqrt{1 + 1.255 \frac{c^2}{rt} - 0.0135 \frac{c^4}{(rt)^2}}$$

Ecuación 21 Expresión 2 que representa el esfuerzo de tensión que se da a través de una pared en la tubería de la norma RSTRENG

Esta ecuación utilizó la mecánica de la fractura y el criterio de limite elástico de Dugdale para predecir el fracaso, se comparó con las pruebas a escala completa por Eiber et al. Se encontró que cuando se consideraron los valores típicos de materiales y defectos, el lado izquierdo de la anterior ecuación alcanzó un valor constante de 4,0. Reescribiendo la ecuación en función de la tensión máxima de deformación que ocurre a través de la pared de la tubería.

$$M_t \sigma_{tramo tub} = \sigma_{fluido}$$

Ecuación 22 Expresión en función de la tensión máxima de deformación que ocurre a través de la pared de la tubería de la norma RSTRENG

Se asumió que el defecto en la cara superficial podría ser equivalente a la usada para el defecto o falla a través de la placa plana. La semi-longitud está dada por:

$$2C_{equi} = \frac{A}{d_{max}}$$

Ecuación 23 $2C_{equi}$ para RSTRENG

Donde:

A = es el área proyectada del defecto

d = la d es la profundidad de la corrosión

Quedando:

$$\sigma = \sigma_{fluido} \left[\frac{1 - \frac{d_{max}}{t}}{\frac{d_{max}}{M_t t}} \right]$$

Ecuación 24 Expresión σ de la norma RSTRENG

RSTRENG considera los tres primeros factores de folias, aunque es más exacta y menos conservadora, aun así presenta problemas e inexactitudes para $l/2rt > 50$, por lo tanto es necesario asumir otra relación línea para acomodar dicho error, a continuación.

1.8.3.2 Área proyectada. Aunque la ecuación que se maneja es muy parecida a la de ASME B31G

$$P' = \left(\frac{t}{r}\right) (SMYS + 10000) \left[\frac{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right)}{\left(\frac{A_0}{A}\right) M_R^{-1}} \right]$$

Ecuación 25 Parámetro P' de la norma RSTRENG

$$M_R = \sqrt{\left[1 + 0.6275 \frac{l^2}{2rt} - 0.003375 \frac{l^4}{4r^2t^2} \right]} \text{ para } \frac{l^2}{2rt} \leq 50$$

Ecuación 26 Expresión 1 del Parámetro Mr de la norma RSTRENG

$$M_R = \left(0.032 \frac{l^2}{2rt} + 3.3 \right) \text{ para } \frac{l^2}{2rt} > 50$$

Ecuación 27 Expresión 2 del Parámetro Mr de la norma RSTRENG

Pero a diferencia de ASME B31G, RSTRENG presenta un sistema de mediciones más riguroso, tomando varios puntos de medición a lo largo de la longitud del defecto, a diferencia del B31G que solo toma el más profundo y simula una parábola. Permitiendo al RSTRENG utilizar un sistema trapezoidal que recrea el área bajo la curva que se puede alcanzar con una integral y haciendo posible una aproximación del área real. Para lograr esta adecuación se deben hacer una serie de iteraciones y llegar a lo que llaman “área efectiva”; teniendo una ventaja importante frente al mecanismo conservador que se venía trabajando y logrando que la presión de ruptura sea más alta. Asegurando que tubos que antes eran retirados ya no sean descartados y se mantenga la MAOP que se venía trabajando.



Ilustración 21 Área proyectada por ASME B31G

Fuente: Cronin, D. S. (2000). *Assessment of corrosion defects in pipeline* (Tesis doctoral).

1.8.4 API 579, FFS (Fitness For Service). Es una norma estandarizada en la industria petrolera que presenta modelos cuantitativos para evaluar la integridad de tuberías teniendo en cuenta áreas de mecánica, materiales e inspección que permitan analizar los defectos ocasionados en la tubería y de esta manera tomar decisiones sobre su reparación, garantizando un nivel aceptable de seguridad de operación. Opera a través de tres niveles de evaluación, dependiendo de los criterios y la complejidad de análisis necesarios:

- El nivel 1, utiliza criterios básicos con mínimos requerimientos de información de la tubería
- El nivel 2, es utilizado para tramos de tuberías que no cumplen con los criterios de evaluación del nivel 1, por tanto requieren de información más detallada y precisa acerca de la pieza, y
- El nivel 3, que se realiza cuando no se aplican los niveles 1 y 2, ya que requieren simulación o análisis de elementos finitos (FEA) o dinámica de fluidos computacional (CFD) para su evaluación, debido a que evalúan geometrías de pérdidas de metal localizadas más complejas, con el fin de obtener una mejor estimación de la máxima presión de operación permisible.

Cada uno de estos niveles tiene en cuenta parámetros como:

- El perfil de espesor crítico donde evalúa el mínimo espesor a nivel longitudinal y circunferencial a lo largo del plano de inspección de la tubería, utilizando un sistema de mallas reconociendo trayectorias de lecturas de espesor, mediante técnicas como el ultrasonido (UT) o inspección en línea (ILI).

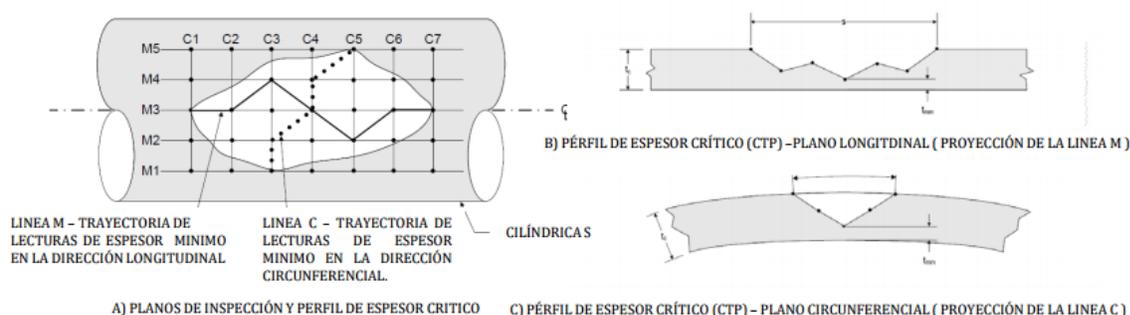


Ilustración 23 Planos de inspección en tuberías

Fuente: Cronin, D. S. (2000). *Assessment of corrosion defects in pipeline* (Tesis doctoral).

Dónde:

C1 - C7 = Planos de inspección circunferencial

M1 - M5 = Planos de inspección longitudinal

Estos planos además, muestran qué esfuerzo sería más predominante, para el plano longitudinal si el esfuerzo circunferencial es el predominante, por presión interna, o si para el plano circunferencial el esfuerzo longitudinal sería predominante, es decir por presión interna más cargas adicionales.

- Parámetros longitudinales del defecto (λ_L) y parámetros circunferenciales del defecto (λ_C)
- Relación de espesor remanente
- Esfuerzo permisible a la tensión del material evaluado
- Factor de resistencia a la tensión
- Factor de Folias
- Tolerancia por corrosión futura
- Área de la pérdida del metal asociada con la longitud
- RSF, Factor de resistencia remanente: el cual se compara con el valor de $RSF_a = 0.9$ que es RSF calculado de las tuberías, de esta manera especifica si debe ser reparada o reemplazada la pieza.

Los cuales son calculados para determinar la máxima operación permisible de operación y, así mismo, la vida remanente de la tubería. Este cálculo permite demostrar los esfuerzos permisibles resultantes a diferentes condiciones de cargas.

1.8.5 Elementos Finitos. Desde 1991 se trabajó en un programa que sirviera para reconocer la geometría del tubo en 3D, igual que los anteriores códigos o manuales ha tenido una evolución, comenzando por las propiedades reales del tubo y la geometría de la corrosión, para esto analizaba el defecto espiral y longitudinalmente (1992), por tanto utilizaban un modelo de mallas que representaban la corrosión en el tubo, se comprobó que las mallas más gruesas eran convergentes y que por lo tanto no daban una buena estimación de la corrosión haciendo de la lectura de la presión un criterio conservador. No fue sino hasta 1997 que Stephens hizo un modelamiento matemático para elementos finitos en donde se basa en los elementos de la envolvente del tubo, él determino que la corrosión podía ser comparada a la pérdida de material en el tubo (imagen 19) y de esta manera que la corrosión era uniforme sobre cada uno de los elementos, cambiando únicamente la profundidad a lo largo del tubo. Se estudiaron los diferentes elementos utilizados para recrear la afección de la corrosión sobre los componentes o elementos de los tubos y así simularlos (Klever et al., 1995). Luego estos resultados correlacionados con datos experimentales dieron validez a la investigación.

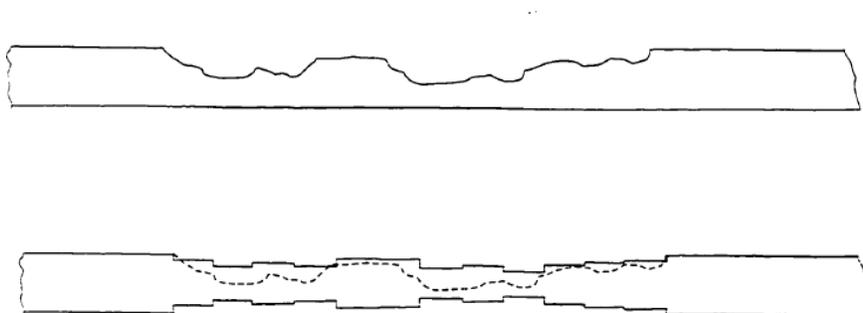


Ilustración 24 Área proyectada de una corrosión en elementos finitos

Fuente: Cronin, D. S. (2000). Assessment of corrosion defects in pipeline (Tesis doctoral).

Los defectos de corrosión son relativamente uniformes y los materiales de tubería son resistentes generalmente, por tanto, el fallo de un defecto de corrosión ocurre usualmente por colapso plástico del perfil lineo-curvo de la tubería en oposición a fractura de baja ductilidad. Elementos finitos analizaba los defectos de la tubería dados por corrosión sin predecir la presión de falla de la tubería puesto que los modelos utilizados en su momento por elementos finitos no predecían las inestabilidades específicas, tales como la estricción, lo que suele ser el punto de ruptura. Proponiéndose dos criterios que se utilizan comúnmente para evaluar el colapso plástico de un defecto de corrosión:

El primero es un criterio basado en la tensión que fue propuesto por Mok en 1991, este criterio predice que el colapso plástico se produce cuando el gradiente de tensión plástica a través de todo el perfil del tubo se hace constante y la deformación plástica aumenta asintóticamente. Se ha encontrado que esto ocurre en el punto más profundo del defecto de corrosión para geometrías de corrosión simples. El fallo se inicia en la superficie exterior de la tubería cuando el defecto de corrosión se aplica en el exterior del tubo (Chouchaoui 1993, Mok et al., 1991, Fu y Kirkwood 1995).

El segundo criterio para predecir el colapso y la estricción plástica es en realidad un razonamiento de dos criterios, bien basado en la tensión o basado en la inestabilidad. Chouchaoui(1993), consideró un enfoque basado en la deformación crítica y varias conjeturas basadas en la tensión crítica comparando los resultados de elementos finitos con las presiones de estallido determinadas experimentalmente. Estos enfoques implican la determinación de un valor de esfuerzo crítico o estricción a partir de la curva de deformación del material. De los enfoques basados en el esfuerzo, el uso de la tensión de Tresca equivalente produjo el resultado más exacto comparándolos con los experimentos, mientras que el uso de la tensión de Von Mises produjo resultados ligeramente imprecisos. Se predijo que el colapso plástico ocurriría cuando la tensión equivalente excediera la estricción a través de todo el espesor del perfil lineal-esférico de la tubería. El esfuerzo crítico se define como la última fuerza de tensión, analizada en una curva de tensión-esfuerzo llamada tensión real. Se adoptó un enfoque similar para el criterio de deformación crítica que se utilizó para la estricción. Una investigación de British Gas concluyó que el enfoque basado en esfuerzos o tensiones suele sobreestimar la presión de falla.

Un estado de tensión crítica basada en la verdadera tensión de Von Mises en el punto de estricción aumenta la exactitud de los resultados (Fu y Kirkwood 1995b). Stephens en (1997) ha sugerido un tercer criterio basado en el comportamiento de tensión-deformación y fractura del material. Sugiere que la ruptura a una alta tensión está dada por la ecuación 28 donde C_1 , C_2 y C_3 son constantes.

$$\epsilon_f = \frac{C_1(CVP)^{C_2}}{\sigma_{UTS}}; \epsilon_{UTS} = C_3\epsilon_f$$

Ecuación 28 Expresión en la norma de elementos finitos para ruptura a una alta tensión

$$\sigma_{Fracture} = \sigma_{YS} \left(\frac{\sigma_{UTS}}{\sigma_{YS}} \right)^{\frac{\log \epsilon^f / \epsilon_{YS}}{\log \epsilon^{uts} / \epsilon_{YS}}}$$

Ecuación 29 Expresión σ de fractura de la norma elementos finitos

Sims y DePadova (1996) también utilizaron un criterio esfuerzo crítico en un análisis de parámetros numéricos en zonas adelgazadas especificadas o defectos de corrosión. La limitación de tensión se definió como 2% de deformación plástica equivalente, sin embargo, estos resultados no fueron verificados con pruebas experimentales.

1.9 Reparación de tuberías

Es importante conocer los defectos que tiene una tubería y analizarlos, pero una vez cumplidos estos dos pasos se toma la determinación de cambiar la tubería o repararla, es por esto, que se hace importante conocer los pasos que se deben tener en cuenta para reparar una tubería, ASME PCC-2 es un estándar certificado encargado de orientar al ingeniero, inspector o técnico en esta labor de remediación de la tubería.

1.9.1 ASME PCC-2. Post Construction Committe (comité de post construcción), reparación de equipos a presión y tuberías (2006- año de publicación de la primera edición, 1999 – primeros estudios)

Este código realiza un análisis de ingeniería para la reparación de equipos a presión (tales como: componentes de tuberías, calderas, intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento) y tuberías dada la evaluación de defectos diseñadas por estándares como el ASME B31G, ASME PCC-2, recopila especificaciones técnicas elaboradas con el fin de especificar medidas de cualificación, diseño, instalación, inspección y reparación (ensayo y técnicas temporales o permanentes) para así mantener la integridad de las operaciones. Uno de los sistemas de reparación que usa es el compuesto, además de las reparaciones metálicas tradicionales (mecánicas); el sistema de reparación compuesto es un método alternativo de reparación de integridad que consiste en un sistema de cura basado en un material compuesto de refuerzo adaptable a geometrías complejas, entre los cuales está permitido el uso de (matriz de resina): poliéster, poliuretano, fenólico, éster vinílico o epoxi.

Los defectos que pueden ser reparados mediante este código incluyen: corrosión externa, daños externos, corrosión interna y / o erosión, fugas, defectos de fabricación; para lo cual se debe tener en cuenta dentro de su evaluación propiedades como: tensión, elasticidad, dureza, rasgado longitudinal, rigidez, coeficiente de expansión térmico y en algunos casos desprendimiento catódico.

La aplicación adecuada de este sistema de reparación de equipos a presión y tuberías asegura el cumplimiento a las regulaciones operativas confiables.

Capítulo 2: Desarrollo metodológico

Teniendo en cuenta los objetivos propuestos y las expectativas del proyecto se desarrolló la siguiente metodología.

2.1 Recolección de información

Para empezar se realizó la recolección de información acerca de las teorías, manuales y avances que se han tenido en la caracterización de los esfuerzos remanentes desde la plasticidad y elasticidad de los materiales utilizados en las tuberías de la industria petrolera y su evolución; donde, se realizó la comprensión de cada una de las normas que se iban a usar para el desarrollo del proyecto (ASME B31-G, ASME B31-G modificado, RSTRENG, API 579 y Elementos finitos) entrando en detalle en sus respectivas especificaciones.

Posteriormente se procedió al análisis de la tubería de la línea de transporte de gas natural Puerto Salgar – Mariquita a través del método ILI por medio de un pig inteligente que realizó la empresa especializada en corrosión XXX en el año 2005, esta línea de transporte lleva un tiempo de servicio de 24 años, tubería API 5L X65, con 20 pulgadas de diámetro y 46.50 km de longitud, con recubrimiento tricapa y diseñada bajo la norma ASME B31.8, la cual presenta pérdida de metal externa y crecimiento de corrosión, el análisis se ejecutó para el tramo entre el km 9.37 y el km 10.2, este cuenta con un espesor nominal de 0.387 pulgada y antecedentes en programas de integridad y protección catódica, los cuales fueron entregados por la empresa contratista XXX y revisados por IIP, se realizó la inspección y evaluación de los defectos de la tubería mediante un análisis de integridad mecánica de defectos no destructivos, donde se reportó un clúster de 53 anomalías de corrosión externa (incluyendo la anomalía más profunda de 60% wt), de los cuales se toman 29 anomalías considerables para el análisis de la integridad mecánica y se detallan los diferentes defectos a evaluar en la zona de interés (anexo 1), datos suministrados de la inspección ILI (in-line inspection); las inspecciones ejecutadas fueron: inspección de pérdida de metal y mapeo inercial de alta resolución referencia HiRes XYZ y - (CDG), realizados por la empresa que tiene por nombre Ingeniería Integridad y Protección (IIP) en el año 2015.

2.1.1 Investigación del tipo de tubería. Para dar cumplimiento a las normas internacionales usadas en el transporte de hidrocarburos en sus diferentes fases (líquido, gas) utilizamos la norma API (American Petroleum Institute) y específicamente API 5L X65, con diámetro nominal de 20” y un espesor nominal de 0.387, las características de este tipo de tubería sin o con costura, acero al carbono, alta resistencia y baja aleación se explican en la sección 1.5

Tabla 9 Características químicas

Grado	Carbono máximo	Manganeso máximo	Fosforo		Sulfuro máximo	Titanio máximo	otros
			mínimo	máximo			
PSL 1							
Sin costura							
X65	0.28	1.4		0.03	0.03	0.06	a,b

Con soldadura						
X65	0.26	1.45	0.03	0.03	0.06	a,b
PSL2						
Sin costura						
X65	0.24	1.4	0.025	0.015	0.06	a,b
Con soldadura						
X65	0.22	1.45	0.025	0.015	0.06	a,b

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). Specification for line pipe, API specification 5L American Petroleum Institute.

Tabla 10 Características mecánicas

	Límite de elasticidad		Resistencia a la tracción		Alargamiento en (50.8mm) (2 pulg) mínimo %			
	PSI	Mpa	PSI	Mpa				
PSL 1								
X65	65000	448	77000	531	a			
PSL 2								
Grado	Límite de elástica mínima		Limite elástica máxima		Resistencia ala tracción mínima		Resistencia ala tracción máxima	
	PSI	Mpa	PSI	Mpa	PSI	Mpa	PSI	Mpa
X65	65000	448	87000	600	77000	531	110000	758 a

Fuente: American Petroleum Institute. (2015). Specification for line pipe, API specification 5L American Petroleum Institute.

2.1.2 Etapa: Descripción del gaseoducto. En la sección 2.1 se comparten datos de la línea en la cual se realizó la inspección mecánica. La tubería se construyó en el año 1994 con más de 46 kilómetros de longitud. El espesor predominante en la tubería es de 7.9 mm o 0.312 pulgadas, sin embargo, en el sector del cruce del río Magdalena el espesor de la línea asciende a los 10.3 mm o 0.406 pulgadas. En donde se encontraron las anomalías más importantes a estudiar debido a su importancia ecológica, económica y operativa. Conforme a las limitaciones y requerimientos de API 579 es importante tratar un espesor uniforme a la hora de hacer los perfiles de corrosión, por esto y teniendo en cuenta los datos registrados por ILI el espesor promedio que se maneja fue de 9.83 mm o 0.387 pulgadas para el TAG: 9.378 km al 10.282 km y con base a este (0.387 pulg) se analizan los manuales que se han trabajado.

Tabla 11 Generalidades del gasoducto

Nombre del gasoducto	Puerto salgar- mariquita
Diámetro [in]	20"
Tramo (registrado por ILI)	Cruce rio magdalena pk 9+378 a pk 10+282
Espesor medido en tramo [in]	0,387
Fecha de construcción	1994
Material	API 5L X65
Tipo de recubrimiento	Tricapa
Código de diseño	ASME B31.8
MAPO (máxima presión de operación) [PSI]	1200
Histórico de inspecciones inteligente ILI	Mfl 2005 Mfl y mapeo inercial xyz febrero 2015

Fuente: Datos suministrados por IIP pertenecientes a la empresa XXX Puerto Salgar-Mariquita

2.1.2.1 Antecedentes del programa de integridad. El gasoducto cuenta con los siguientes antecedentes de inspección instrumentada:

Febrero de 2015, una inspección de pérdida de metal y mapeo inercial de alta resolución referencia HiResXYZ - (CDG). Abril de 2005 usando una inspección de pérdida de metal (CDP). Adicionalmente se realizó un informe de evaluación FFP y una evaluación del crecimiento de la corrosión con base en los resultados obtenidos en 2015.

2.1.2.2 Antecedentes del sistema de protección catódica. Durante inspección al sistema de protección catódica que tiene influencia sobre el gasoducto Puerto Salgar - Mariquita fue detectado un mal funcionamiento que ocasiona un esquema de protección interrumpida. Así mismo la toma de resistividades realizada arrojó valores en los potenciales de polarización que confirman el daño sobre el recubrimiento de la línea, esta información está en coherencia con los datos reportados por ILI.

2.2 Clasificación de la información

Como se menciona hubo 59 anomalías de corrosión externa en la tubería API 5L de las cuales solo 29 se valoraron por la importancia que tienen para la integridad de la tubería, luego se determinaron y caracterizaron cuáles de estas anomalías son las de mayor riesgo, tomando diferentes factores que se mencionan a continuación:

2.2.1 Por dimensionamiento y tiempo de reparación – vida útil



Ilustración 25 Parámetros evaluados para la clasificación por dimensionamiento

Fuente: Datos suministrados por IIP pertenecientes a la empresa XXX Puerto Salgar-Mariquita

Para la clasificación de las anomalías se realizó un pre análisis y se identificó los defectos más relevantes para este estudio, según los parámetros escogidos para su evaluación que son: longitud, profundidad mínima del defecto y, según API 579 tiempo de vida remanente o vida útil (anexo 2), estos criterios se explican a continuación:

2.2.1.1 Criterio mínima profundidad: Las anomalías identificadas en la zona del cruce del río tienen un rango de profundidad entre 12% y 60%, para determinar las anomalías relevantes para los análisis a realizar, primero se selecciono la tasa de crecimiento de corrosión como la más crítica 0.627 mm/año, posteriormente se calculo el porcentaje de espesor mínimo que puede tener una anomalía para alcanzar una vida útil menor o igual a 7 años; para realizar este procedimiento es necesario tener en cuenta el FFS y ASME B31-G, y para el caso de soldaduras CSA Z662 anexo K - 5.3.2.1, esta selección garantiza que los defectos a evaluar pueden llegar a ser relevantes en un tiempo menor o igual a 5 años a partir de la fecha de la elaboración de este estudio. De esta forma la revisión para indicaciones de pérdida de espesor mayor a 40% entregan tiempos de vida remanente de 7 años o menos, por esta razón se preseleccionaron las indicaciones con pérdidas del espesor de la tubería reportadas superiores o iguales al 40% del espesor nominal instalado.

2.2.1.2 Criterio mínima longitud: La mínima longitud axial de las indicaciones a tener en cuenta en los análisis se selecciona del defecto más cercano al 40% de pérdida de espesor y la longitud mayor (TAG 9968.31). A partir del valor de pérdida de espesor determinado en 40% del espesor nominal, del anexo 1 se selecciona la longitud mínima de las indicaciones en (3.65 in o 92.7 mm).

De 29 defectos iniciales 11 son clasificados según criterios de dimensionamiento

- ✓ Mayor a 40% de profundidad máxima
- ✓ Mayor a 100 mm en longitud

Tabla 12 Vida remanente de la línea de gas

Def	Vel. Corrosión [mm/año]	% crítico [%]	Año de reparación	Mes de reparación
1	0,627	80	2019	Enero
	0,57	80	2019	Abril
2	0,627	80	2021	Marzo
	0,57	80	2021	Septiembre
3	0,627	80	2021	Agosto
	0,57	80	2022	Abril
4	0,627	80	2022	Marzo
	0,57	80	2022	Septiembre
5	0,627	80	2022	Abril
	0,57	80	2023	Enero
6	0,627	80	2022	Abril
	0,57	80	2023	Enero
7	0,627	50	2017	Abril
	0,57	50	2017	Enero
8	0,627	50	2018	Enero
	0,57	50	2018	Febrero
9	0,627	80	2023	Mayo
	0,57	80	2024	Marzo
10	0,627	80	2025	Abril
	0,57	80	2026	Marzo
11	0,627	80	2026	Mayo
	0,57	80	2027	Junio

Fuente: Elaboración propia, en el anexo 3 se encuentran los resultados completos hecho a través del manual API 579

2.2.2 Por aprobación o rechazo de los criterios de los defectos. Para este tipo clasificación se tomaron los criterios dados por ASME B31. G, RSTRENG y CSA Z662 apéndice K, estas especificaciones continúan dentro del nivel 1 de API 579.

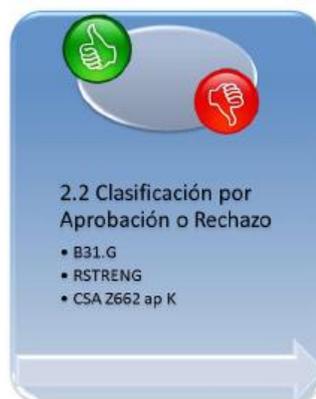


Ilustración 26 Estándares evaluados para la clasificación por aprobación o rechazo
Fuente: Datos suministrados por IIP pertenecientes a la empresa XXX Puerto Salgar-Mariquita

Para la valoración por integridad mecánica de las indicaciones clasificadas hasta ahora se emplean los siguientes dos modelos:

- B31.G
- RSTRENG

Estos modelos de evaluación tienen como datos de entrada la información del dimensionamiento de las indicaciones, las condiciones operacionales de la línea, las condiciones de diseño de la tubería y sus condiciones operacionales. Se tuvo en cuenta que durante la inspección se reconocieron dos anomalías que pertenecen a corrosión preferencial sobre soldaduras, este tipo de corrosión es una limitante de los manuales B31.G y RTRENG, por esto fue necesario utilizar CSA Z662 apéndice K, el cual dice que el máximo de profundidad permisible no debe superar el 50% de pérdida de metal en el espesor.

Tabla 13 Clasificación por espesor remanente

Reg. [m]	Evento / Comentario	ASME B31G Psafe[psi]	ASME B31G ERF	RSTRENG Psafe [psi]
1	9788.77 AGRUPACION / AP # 3 / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	926,31	1,27	921,09
2	9872.19 Pérdida de metal-corrosión / AP # 4 / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	1079,47	1,09	1127,79
3	10004.82 AGRUPACION / AP # 5 / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	1021,44	1,15	1055,23
4	9968.31 Grupo / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	949,54	1,24	959,91
5	9752.30 GRUPO / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	929,59	1,26	925,52
6	9764.37 Pérdida de metal-corrosión / AP # 4 / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	1086,37	1,08	1135,93
7	9812.99 * GRUPO / anomalía en soldadura circunferencial / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	912,42	1,29	901,41
8	9859.93 * GRUPO / anomalía en soldadura circunferencial / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	901,22	1,30	869,00
9	9968.24 GRUPO / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	938,46	1,25	943,92
10	9824.92 GRUPO / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	1045,77	1,12	1087,01
11	9956.34 GRUPO / Defecto dentro del lecho del río Magdalena	1039,88	1,13	1076,36

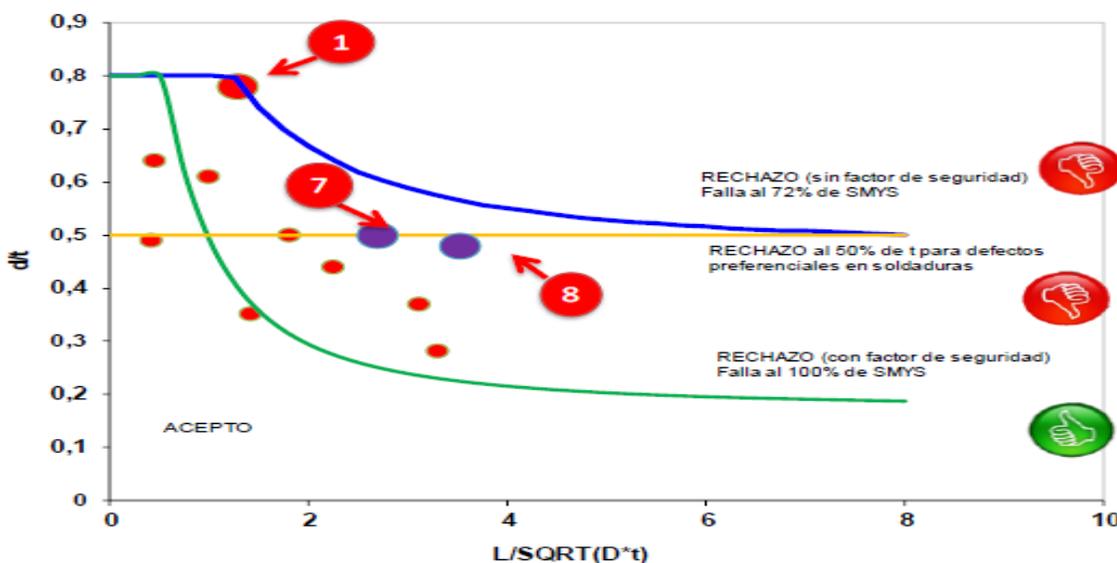
Fuente: Elaboración propia, cálculos especificados en el anexo 4

Siendo el ERF la relación entre la máxima presión de operación permitida/máxima presión de operación en funcionamiento. Se notó que el Nivel 1 no cumple con los alcances de todas las anomalías y por lo tanto hay 3 anomalías que están por fuera de los alcances de estos manuales o estándares utilizados: (TAG-9859.93 y TAG-9812.99 TAG-9788.77), debido a esto se acude al nivel 2 y 3, los cuales son estándares y criterios más especializados.

(TAG-9859.93 y TAG-9812.99), por ser anomalías de corrosión preferencial sobre soldaduras circunferenciales tienen consideraciones especiales por los modelos antes vistos.

(TAG-9788.77), a la fecha del presente estudio este defecto se cuantifica con una pérdida de espesor del 78%, por esta razón aún está dentro de los parámetros de estudio de los modelos, sin embargo se tiene en cuenta los siguientes factores: la fecha calculada del tiempo de vida remanente se debe considerar no como un objetivo si como una frontera infranqueable y, en segundo lugar esta es la indicación con mayor pérdida de espesor de todo el gasoducto. Al comparar los valores de las pérdidas de espesor entre indicaciones se evidencia una significativa diferencia que es una clara señal de un posible fenómeno de pérdida de material preferencial. Por estas dos consideraciones se determina que esta anomalía debe ser reparada.

Por tanto, estas 3 anomalías (TAG-9859.93 y TAG-9812.99 TAG-9788.77) se toman para la evaluación de los defectos a través de ASME B31.G modificado, RSTRENG y elementos finitos (nivel 1 y 2 respectivamente)



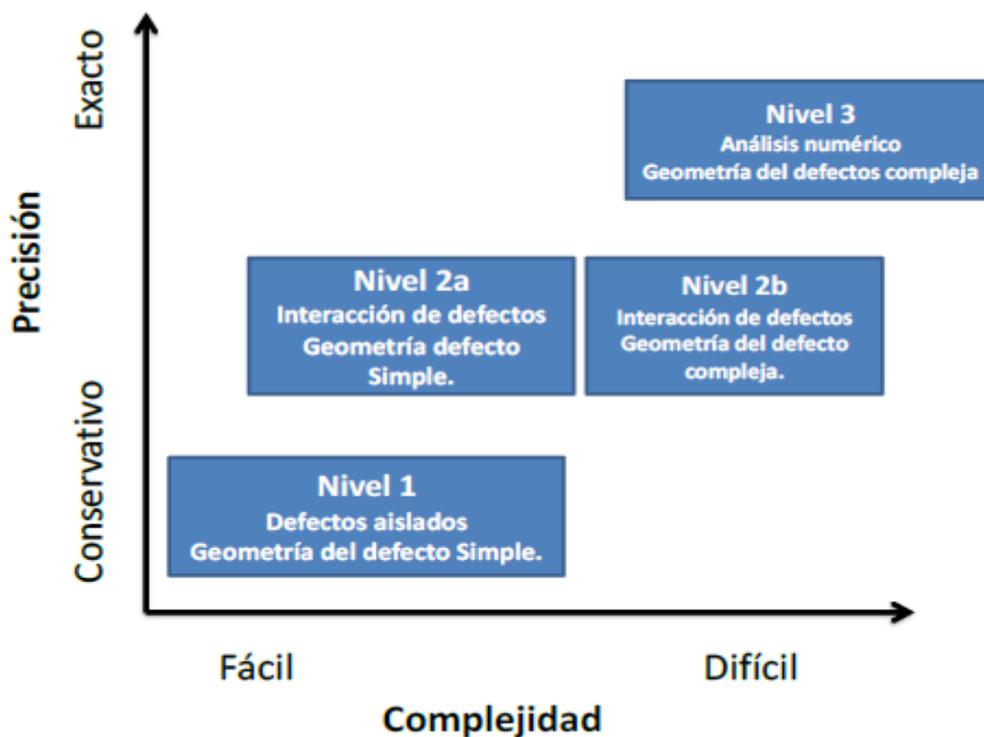
Gráfica 3 Evaluación de los defectos según ASME B31G

Fuente: Estudio realizado por IIP, avalado por ing. Eduardo Cristancho, Gasoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

2.3 Estudio e interpretación de las normas ASME B31.G, ASME B31.G Modificado, RSTRENG (DNV RP-F101), Elementos Finitos.

Se realizó el estudio a través de las normas para conocer la máxima presión de operación segura y vida remanente que podía soportar la tubería, se trataron datos reales para hacer de este trabajo un documento confiable, donde se analiza la importancia de algunos de los manuales o estándares con los que cuenta la industria y así salvaguardar la integridad de las tuberías, con esto, la integridad económica y ecológica.

Aplicando la teoría de API 579 tenemos tres niveles para tener en cuenta, cada nivel requiere ciertos datos de entradas, maneja sus criterios y contienen un grado de dificultad que es directamente proporcional a las variables que se trabajen y a la ascendencia del nivel.



Gráfica 4 Niveles de enfoque de integridad Mecánica

Fuente: Datos suministrados por IIP pertenecientes a la empresa XXX Puerto Salgar-Mariquita

2.3.1 Evaluación de vida remanente de la tubería por medio de API 579. El servicio de (fitness – for- service) cumple tareas en tres ámbitos: mecánico, material y de inspección. En la industria se hace vital la revisión de las tuberías luego de diferentes problemas de operación y ecológicos, este estándar es utilizado para analizar el tiempo que puede durar una línea de transporte en circulación, entre otras utilidades. Las tuberías poseen diferentes tipos de anomalías como son: las abolladuras, grietas, picaduras, entre otros; que obstaculizan el buen servicio y ponen en riesgo la operación. En este trabajo nos centramos en un tipo de defecto en particular, corrosión externa, para poder evaluar esta anomalía por medio de este manual se deben conocer ciertos criterios y limitaciones que posee la norma y que nos permite ubicarlo dentro de tres niveles diferentes que son explicados en la sección 1.8.4

2.3.1.1 Limitaciones y aplicabilidad. Los procesos de evaluación utilizados en este trabajo son de pérdida de metal generalizada y uniforme, en la norma se encuentra procesos para tipos de corrosión por picaduras, pero debido al tipo de anomalía que se encontró en esta línea utilizamos corrosión uniforme, es de importancia tener en cuenta esto ya que el éxito de la evaluación depende del tipo de datos obtenido a través de los instrumentos y registros utilizados para evaluar la anomalía, pérdida de metal, tipo de corrosión. De otro modo los resultados llegan a ser conservadores o errados.

El manual describe tres tipos de recipientes a presión que serán tratados a continuación.

- Los componentes del tipo A: Tienen una ecuación de diseño que se refiere específicamente a la presión, el rendimiento adecuado; por ejemplo: recipientes a presión de sección cilíndrica y cónica; recipientes a presión de forma esférica y esferas de almacenamiento; secciones rectas de los sistemas de tuberías; Los codos o las curvas de las tuberías no tienen adjuntos.
- Componentes de tipo B: No tienen la ecuación de diseño que se refiere específicamente a la presión de espesor requerida, estos componentes tienen un código de procedimiento de diseño para determinar una configuración aceptable. Por ejemplo, boquillas de recipientes a presión, de tanques y tuberías de colecciones: zonas de refuerzo de transición de forma cónica; sistemas de tuberías.
- Componentes de tipo C: Son componentes que no tienen ecuación de diseño, que se refiere específicamente a la presión de espesor requerido y tampoco tienen un código de procedimiento de diseño. Entre ellos la tapa del recipiente de presión para uniones, el fondo del tanque o el soporte de los recipientes a presión.

2.3.1.2 Evaluación. Para empezar la evaluación como se dijo anteriormente se debe conocer el tipo de corrosión, ya sea localizada (por picadura) o uniforme (generalizada), luego se toman las ecuaciones para corrosión que se tengan y sus variables, en este caso será de tipo uniforme.

Se tomaron los datos por medio de la inspección de tuberías a través de un pig (ILI), para la corrosión generalizada se tomó dos inspecciones en diferentes momentos de tiempo, para así poder calcular la rata de corrosión que posee por año, estos datos ya fueron tomados y se pueden ver en la sección 2.2.1 y en el anexo 3.

$$C_{rata} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{tiempo}$$

Ecuación 30 Crata

Donde:

C_{rata} = Rata de corrosión

$t_{inicial}$ = Espesor inicial de la tubería

t_{actual} = Espesor actual, es el espesor que se tuvo en la última inspección o en el momento actual

Tiempo = Es el tiempo que ha transcurrido de una inspección a otra

Luego procedemos a determinar la vida remanente de la tubería, para esto hay que tener en cuenta la siguiente ecuación:

$$vida\ remanente = \frac{t_{inicial} - t_{requerido}}{C_{rata}}$$

Ecuación 31 Vida remanente

Donde:

Vida remanente = se determina para valorar el tiempo estimado entre una y otra inspección

$t_{inicial}$ = es el espesor real, el que se determina en un momento de una inspección de tubería

$t_{requerido}$ = es el espesor $t_{inicial}$ menos la tolerancia futura a la corrosión FCA

C_{rata} = rata de corrosión

Nota: La FCA tolerancia futura a la corrosión es determinada según los estándares que el operador o inspector quieran tomar en cuenta. Se aplicó el estándar ASME B31.G el cual nos dice que la tolerancia futura de corrosión máxima o espesor remanente crítico es el 80% de espesor nominal de la tubería, sin embargo, la corrosión preferencial en soldadura se denota bajo el estándar CSA Z662 apéndice K el cual propone un máximo de espesor remanente de 50 %.

2.3.1.3 Resultados de la evaluación. Los resultados de esta evaluación se enseñan en el anexo 3, para esto se han tomado las ratas dadas por la empresa XXX y las dadas por IIP donde se añade un 10% por prevención debido al mal funcionamiento de la protección catódica, los espesores que se han tomado son los realizados en la inspección de 2005 y 2015. Estos cálculos son hechos en Excel, dando como resultados la vida remanente de la tubería, el año factible de la próxima revisión y los posibles riesgos de los tramos que se encuentran próximos a presentar ruptura.

2.3.2 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de ASME B31. G. La aplicación de este manual se usa para hallar el esfuerzo remanente que tiene una tubería antes de entrar en colapso, que se traduce en la MAOP máxima presión de operación permisible para ese punto, así el operador toma la decisión de reparar y cambiar la tubería o simplemente ajustar los parámetros de operatividad como lo es reducir la presión de trabajo que se mantiene en la línea, los criterios que maneja este estándar son explicados en la sección 1.8.1 así como también sus limitaciones e historia. Por lo tanto, se procede directamente a mostrar la forma de evaluación.

2.3.2.1 Evaluación. Para la evaluación se hace necesario tener la profundidad de corrosión y la longitud de la misma.

2.3.2.1.1 Profundidad de corrosión: Esta se puede hallar mediante la siguiente ecuación

$$\%profundidad = 100 \frac{d}{t}$$

Ecuación 32 Porcentaje corroído

Donde:

d = medida de la máxima profundidad de área corroída (in)

t = espesor nominal de la pared de la tubería (in)

2.3.2.1.2 Longitud máxima permisible: Es importante conocer la longitud máxima permisible de la anomalía, para este cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$L_{admisible} = 1.12 B \sqrt{Dt}$$

Ecuación 33 Parámetro L admisible

$$B = \sqrt{\left[\frac{\frac{d}{t}}{\left(1.1 * \frac{d}{t} - 0.15\right)^2 - 1} \right]}$$

Ecuación 34 Parámetro B de la norma ASME B31G

Donde:

B: esta una variable que puede ser determinada mediante grafica o ecuación

d: diámetro nominal de la tubería (in)

t = espesor nominal de la pared de la tubería (in)

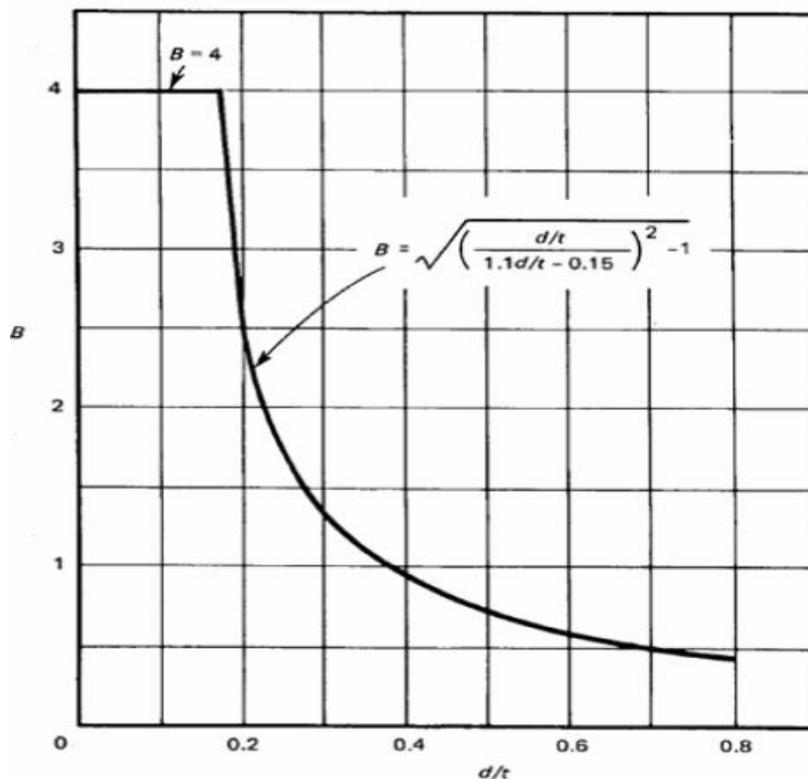


Ilustración 27 Grafica para determinar la variable B

Fuente: The American Society of Mechanical Engineers. (1991). Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. ASME B31G. American National Standard

2.3.2.1.3 Máxima presión de operación admisible (MAOP) aplicando el tercer criterio del código ASME B31.G. Para realizar esta sección es necesario tener diferentes variables como es el área, el SMY (mínimo límite elástico especificado) y la clasificación en la cual se encuentra la tubería basado en las normas ASME B31.4 Y ASME B31.8, además debemos tener en cuenta las condiciones de trabajo que debe tener la tubería X65

Tabla 14 Clasificación de clase

INSTALACION DE CUALQUIER SECCION	
Clase 1, división 1 y 2	Áreas tales como terrenos baldíos y tierras de cultivo con escasa población. Divisiones 1 y 2 se refiere a las presiones de prueba
Clase 2	Instalaciones por la ocupación humana de 10 a 46
Clase 3	Instalaciones por la ocupación humana por encima de 46
Clase 4	Áreas donde prevalecen edificios de varios pisos, el tráfico es pesado denso y existen numerosos servicios públicos subterráneos

Fuente: The American society mechanical engineers. (2003). ASME Code for pressure piping

Se puede concluir que la tubería sobre la cual se realizó la inspección es de clase 1 debido a que la tubería se encuentra en campo abierto, bajo un lecho de río teniendo la ubicación se puede hallar el factor que es estipulado en la norma. La cual también recomienda que el tiempo entre inspección sea de 10 años. ´

Tabla 15 Designación del factor F

Localizacion de la clase	FACTOR DESIGNADO F
Localizacion clase1, Division 1	0.8
Localizacion clase 1, Division 2	0.72
Localizacion clase 2	0.6
Localizacion clase 3	0.5
Localizacion clase 4	0.4

Fuente: The American society mechanical engineers. (2003). ASME Code for pressure piping

Luego de hacer la revisión por los anteriores criterios continuamos con la siguiente ecuación para hallar el área donde incide el esfuerzo:

$$M = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$$

Ecuación 35 Parámetro M

Donde:

L_m = longitud medida del área corroída

D = diámetro exterior nominal

t = espesor nominal de la tubería

2.3.2.1.4 *Máxima presión permisible para el área corroída (P')*. Hallamos la presión máxima que él tuvo resistiría en óptimas condiciones con los parámetros de tubería X65

$$P = \frac{2StFT}{D}$$

Ecuación 36 Parámetro P

Luego hallamos la presión máxima de operación admisible en el punto corroído.

$$P' = 1.1P \left(\frac{1 - \frac{2}{3} * \frac{d}{t}}{1 - \frac{2}{3} * \frac{d}{t\sqrt{M^2 + 1}}} \right)$$

Ecuación 37 Parámetro P'

Se usó esta ecuación debido que se cumplió la condición $A < 4$ que aparece en la sección 1.8.1.2 (4 parte)

Donde:

S = Esfuerzo a la cadencia mínima especificada (SMYS), en Psi

F = Factor de diseño apropiado tomado de: ASME b31.4, ASME B31.8, ASME B31.1

T = factor de corrección de temperatura de código B31 apropiado

D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en pulgadas

t = Espesor de la pared nominal de la tubería, en pulgadas

d: diámetro nominal de la tubería (in)

2.3.3 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de ASME B31. G modificado. Se explicó en la sección 1.8.2 la evolución del estándar ASME B31.G hasta llegar a modificar el área de la anomalía con relación a su SMY (límite mínimo elástico), de esta manera se logró tener un modelamiento más exacto de cómo influye el área de la anomalía en los esfuerzos y deformación de la tubería en el tramo afectado. A este cambio se le nombro como ASME B31.G MODIFIED y su utilidad es de gran importancia cuando los cálculos realizados por el ASME B31.G no son suficientes para la determinación de la máxima presión de operación admisible MAOP, en este caso pasamos al Nivel 2 y utilizamos manuales más especializados como sucede en este caso, los cuales son más tediosos, pero menos conservadores. A continuación, mostramos el proceso que se llevó a cabo para la tubería X65 en la línea Puerto Salgar – Mariquita.

Nota: es importante recordar que a partir de este estándar se evaluaran solo los defectos 1, 7 y 8 o en su defecto las anomalías llamadas (TAG-9859.93 y TAG-9812.99 TAG-9788.77) las cuales no están dentro de los alcances para ser analizado solamente por ASME B31.G

2.3.3.1 Evaluación. Debido a que los procedimientos de los manuales ASME B31.G Y ASMEB31.G MODIFIED tienen muchas similitudes en los cálculos de operación exceptuando en el área corroída y la incidencia que tiene en el factor de folias y por tanto en SMY, se tomó la decisión de nombrar los pasos que tienen similitud y explicar los que enseñan diferencia.

Los pasos que se siguen de la misma forma son los siguientes:

1. Profundidad de corrosión
2. Longitud máxima permisible
3. Máxima presión de operación admisible (MAOP) aplicando el tercer criterio del código ASME B31.G

Después de cumplir estos pasos procedemos a hallar el área de esfuerzo llamada (**M**) en ASME B31.G, en el modificado la ecuación cambia de esta manera.

$$M = \sqrt{(1 + (0.6275 * B) - (0.003375 * C))}$$

Ecuación 38 Parámetro M en ASME B31G modificado

Donde C y D son variables que se determinan de la siguiente forma:

$$C = \left(\frac{lmax}{\sqrt{d \cdot t}} \right)^2$$

Ecuación 39 Variable C

$$D = \left(\frac{lmax}{\sqrt{d \cdot t}} \right)^2$$

Ecuación 40 Variable D

Donde:

L max = longitud medida del área corroída

D = diámetro exterior nominal

t = espesor nominal de la tubería

2.3.3.1.1 *Máxima presión permisible para el área corroída (P')*. En ASME B31.G MODIFIED también hallamos la presión máxima que la tubería X65 permitiría en operaciones normales, sin embargo, se toma una consideración adicional en cuanto al criterio SMY, el cual se le incrementa 10 KPSI como se observa a continuación.

$$P = \left(\frac{2(S + 10000psi)tT}{D} \right) F$$

Ecuación 41 Parámetro P

Luego hallamos la presión máxima de operación admisible en el punto corroído.

$$P' = 1.1P \left(\frac{1 - 0.85 * \frac{d}{t}}{1 - 0.85 * \frac{d}{t\sqrt{M^2 + 1}}} \right)$$

Ecuación 42 Parámetro P'

Se usó esta ecuación debido a que se cumplió la condición $A < 4$ que aparece en la sección 1.8.1.2 (4parte)

Donde:

S = Esfuerzo a la cadencia mínima especificada (SMYS), en Psi

F = Factor de diseño apropiado tomado de: ASME b31.4, ASME B31.8, ASME B31.1

T = factor de corrección de temperatura de código B31 apropiado

D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en pulgadas

t = Espesor de la pared nominal de la tubería, en pulgadas

d: diámetro nominal de la tubería (in)

2.3.4 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de RSTRENG. RSTRENG es un modelo y programa que ha avanzado continuamente y que hoy en día es una gran herramienta para medir los esfuerzos remanentes en tubería, el programa toma los parámetros que se tienen en cuenta en ASME B31G y MODIFIED de hecho es parte de su base de datos y puedes utilizarlos, pero además cuenta con otros programas como son DNVGL y PRCI PR que también manejan diferentes criterios que sirven para el análisis de los esfuerzos remanentes en el nivel 1 y 2.

Este estudio se realizó a través de DNVGL (Det Norske Veritas) en conjunto con el grupo para el estudio de la corrosión en tuberías BG Technology. Inicialmente se produjo una guía para la evaluación de tuberías con defectos de corrosión:

- Aislados.
- Interactuantes.
- De formas complejas (evaluando el perfil real del defecto).
- Cargas combinadas.

En este método está incorporado un proceso de calibración probabilístico para producir factores de seguridad parciales (durante el proceso de cálculo se emplean varios factores de seguridad en lugar de uno solo), esto permite lograr mayor consistencia sobre una amplia gama de tamaños de defectos y geometrías.

Otra característica de este modelo es el de estar enfocado para aceros de alta resistencia, es así que no se ha evaluado en aceros de grado B o inferiores. Sin embargo, esta capacidad para realizar cálculos más cercanos a la realidad comparados con los modelos anteriores, es castigada por la necesidad de emplear casi obligatoriamente hojas de cálculo o programas para resolver los respectivos sistemas de ecuaciones.

A continuación, se ofrece un bosquejo de los criterios y ecuaciones que utiliza este programa; se debe tener en cuenta que no se da un paso a paso como en los anteriores estándares puesto que al ser un programa hay parámetros, variables o criterios que no son de total acceso.

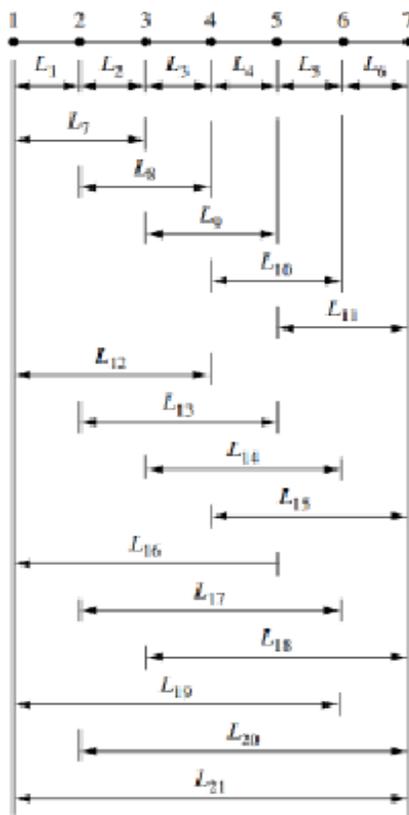


Ilustración 28 . Parte del cálculo por RSTRENG de la lectura de siete puntos de profundidad. Para encontrar la presión mínima de fracaso se realizan 21 cálculos independientes.

Fuente: Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

$$\delta f = 0.9 UTS \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tQ}} \right)$$

Ecuación 43 Variable δf

$$Pf = 0.9 \frac{2tUTS}{(D - t)} \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tQ}} \right)$$

Ecuación 44 Variable Pf

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{1}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$$

Ecuación 45 Variable Q

Donde:

P_f = presión de falla

δ_f = esfuerzo de flujo

d = profundidad del defecto

l = longitud máxima del defecto

t = espesor de la pared

D = diámetro de la tubería

Q = factor de corrosión de la longitud

UTS = esfuerzo ultimo de tensión

2.3.5 Evaluación mecánica del gaseoducto por medio de elementos finitos FEA. El análisis por medio de elementos finitos a través de cálculos matemáticos es uno de los modelamientos más avanzados que existen para hallar el esfuerzo remanente en tuberías corroídas, este puede trabajar el nivel 2 y 3, posee la capacidad de representar una simulación que se asemeja a la realidad de lo que puede suceder en la tubería en 3D, desde el punto más crítico de la tubería hasta cual será la ruta que tomara la deformación de la misma incluso hasta llegar al punto máximo de tracción donde colapsara por completo. En este simulador es importante ingresar variables físicas (mecánicas) y químicas. Por tanto, es uno de los más complejos y costosos debido a que las exigencias en la inspección pueden ser mayores. A continuación, se mostrará algunos detalles o muestras de lo que el simulador nos ofrece. Debido a que es un programa por computador CAD y análisis asistido por computador CAE no se presenta un paso a paso de los cálculos.

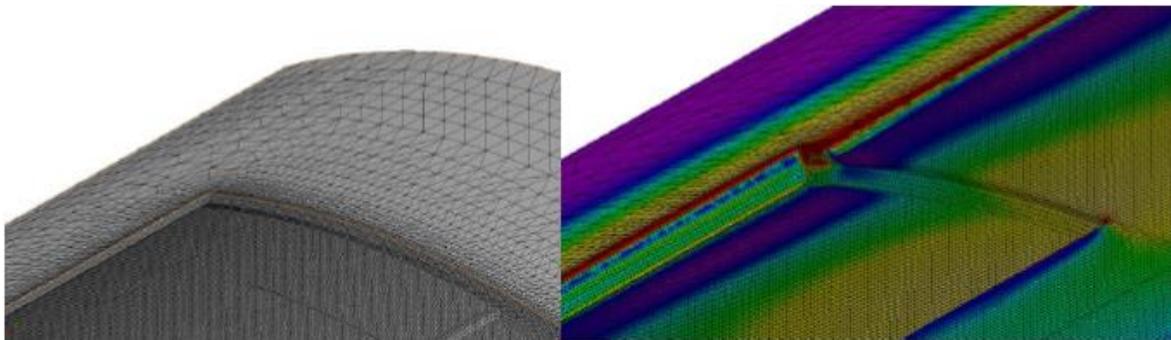


Ilustración 29 Planteamiento del modelo físico- mecánico para una malla en una sección de la tubería

Fuente 9. Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gasoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

Estos modelos de análisis físico-mecánicos son hoy día ampliamente usados en múltiples campos del análisis de defectos, como, por ejemplo:

1. Simulación de modelos de rotura.
2. Crecimiento de grietas.
3. Análisis estructural.
4. Estudio de cargas y esfuerzos.
5. Análisis de deformaciones, entre muchos otros más.

Para la implementación de los modelos de análisis físico-mecánicos en el presente estudio se requirió cumplir con las siguientes etapas.

1. *Propiedades mecánicas de la tubería.*
 - *Datos tomados de la información entregada por IIP*
 2. *Dimensiones de la tubería.*
 - *Datos tomados de la información entregada por IIP*
 3. *Dimensionamiento de las anomalías a analizar.*
 - *Datos tomados de la información de las corridas inteligentes ILI del 2005 y 2015 (entregada por IIP)*
 4. *Definición de las cargas a usar.*
 - *A partir del enfoque del estudio se define como fuente de cargas únicamente a la presión interna de la tubería, la cual se define según los datos operacionales reportados.*
 5. *Selección de los modelos de análisis de esfuerzos.*
 - *Los modelos de análisis más empleados en el estudio por colapso plástico es el estudio de esfuerzo de fluencia por máxima energía de distorsión elástica o análisis de Von mises, en este tipo de análisis se correlacionan las tres tensiones principales calculando la intensidad equivalente de sus valores combinados.*
 6. *Planteamiento del modelo de simulación con:*
 - *Malla de solución.*
 - *Cantidad de jacobianos por puntos.*
 - *Cociente de aspecto.*
 - *Mínimo número de elementos.*
- (Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gasoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015)*

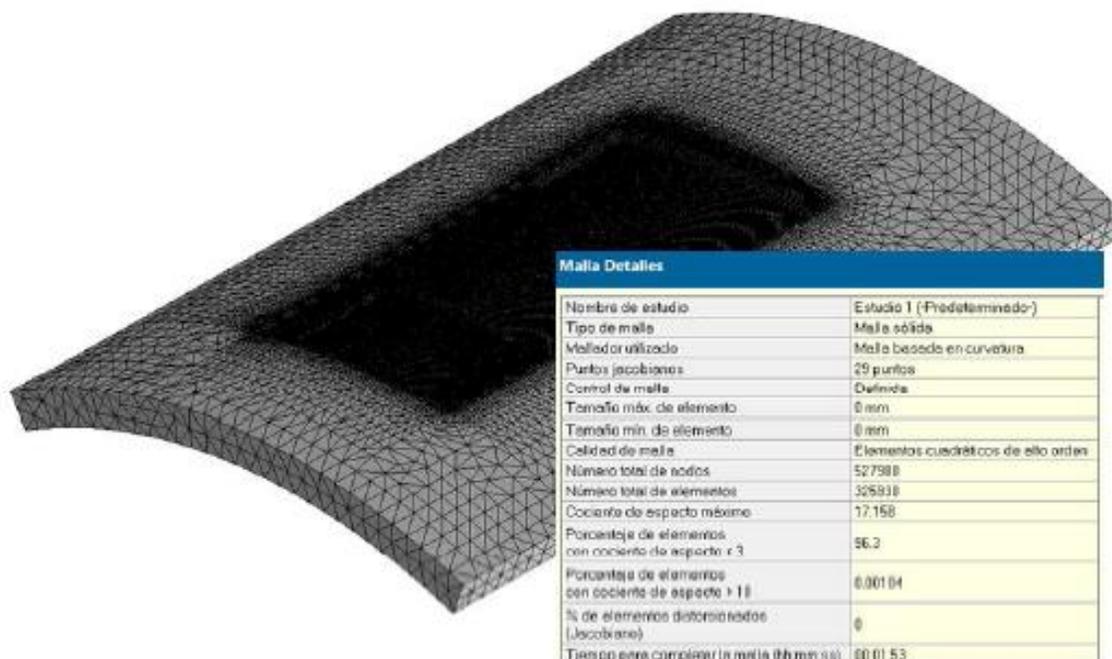


Ilustración 30 Datos suministrados para el modelo de simulación TAG 9812.99

Fuente 9. Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

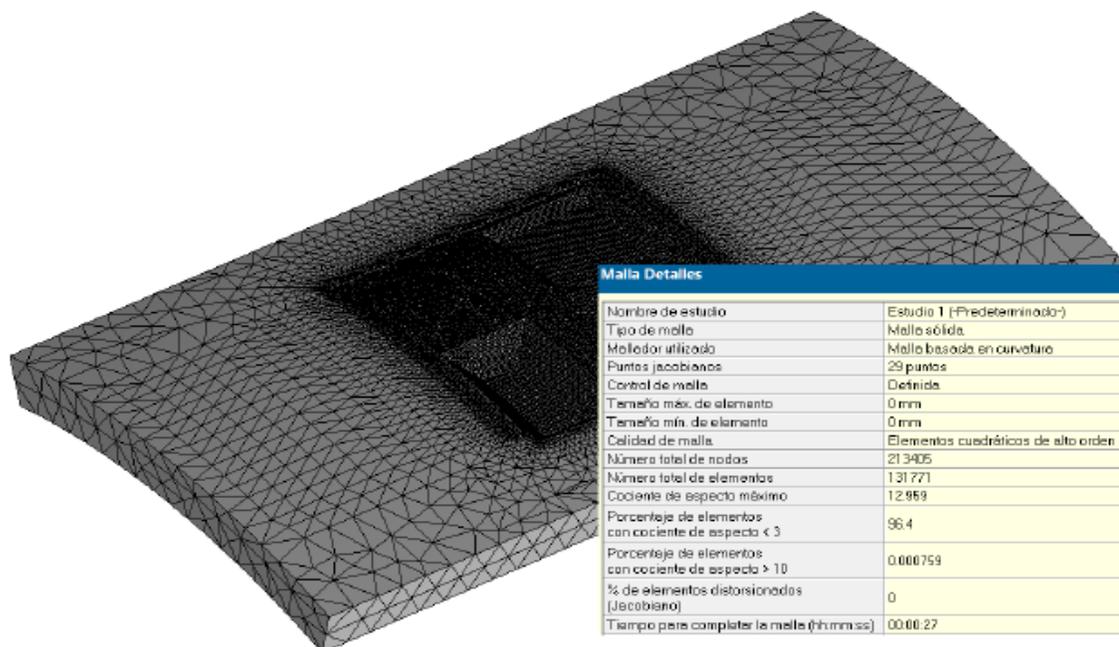


Ilustración 31 Datos suministrados para el modelo de simulación TAG 9788.77.

Fuente 10. Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

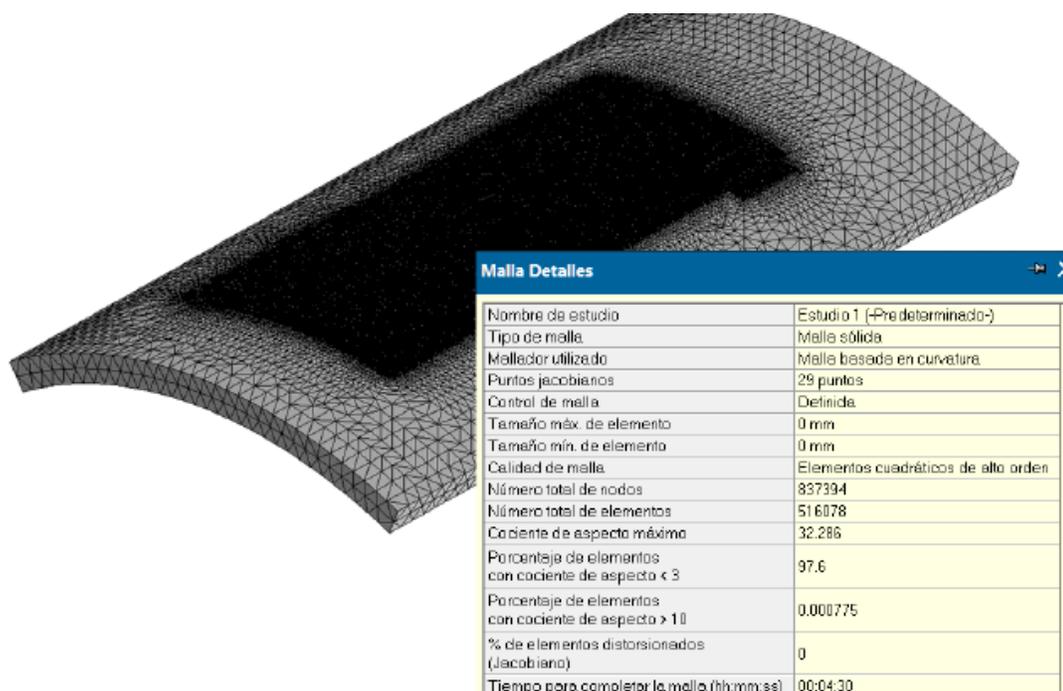


Ilustración 32 Datos suministrados para el modelo de simulación TAG 9859.93.

Fuente 11. Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

- Ejecución de las corridas de simulación.
Se realizaron 10 corridas de simulación por cada TAG a analizar, estas iteraciones son requeridas para identificar la coherencia de los resultados y realizar ajustes a las diferentes variables de cada modelo.

2.4 Evaluación de resultados

La presentación de resultados incluyó los análisis hechos en las etapas anteriores con su respectivo contenido, sus respectivos ajustes en cada una de las clasificaciones además de las consideraciones, limitaciones y conclusiones de cada uno de los resultados, debido a que esto permitiría revisar e incorporar mecanismos para el control de la corrosión externa en la sección analizada en función de mejorar los niveles de seguridad de la misma, y revisar el manual más adecuado para evaluar la corrosión de la tubería. Se aconsejó disminuir la presión de operación a 700 psi y con esta nueva presión se determinó el ERF.

Tabla 16 Calculo del nuevo ERF con la presión propuesta después del análisis

	TAG	Evento/ comentario	ASME B31G Psafe [psi]	ASME B31G ERF	RSTREN G Psafe [psi]
1	9788,77	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	806,45	0,86	732
2	9872,19	Perdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	1049,84	0,66	1085
3	10004,82	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	944,36	0,74	945
4	9968,31	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	882,13	0,79	866
5	9752,3	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	899,75	0,77	892
6	9764,37	Perdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	1073,01	0,65	1119
7	9812,99	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	846,35	0,82	818
8	9859,93	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	833,41	0,83	801
9	9968,24	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	909,76	0,76	905
10	9824,92	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	992,23	0,7	1018
11	9956,34	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	957,7	0,73	969

Fuente: Elaboración propia

La comparación de los resultados obtenidos en el análisis FEA comparados con los datos de los otros modelos de evaluación de defectos arrojan un error máximo 12% de diferencia entre los modelos de cálculo y el modelo de simulación, esta diferencia es aceptable para el alcance del presente estudio. Los resultados serán entregados en el anexo 4 para ASME B31.G Y ASME B31.G MODIFIED, anexo 5 para RSTRENG (DNV L), anexo 6 para FEA (análisis por elementos finitos), anexo 7 – comparación entre los criterios empleados.

2.5 Evaluación de los costos de operatividad

Para completar este proyecto se debe comparar los costos que demanda cada uno de los estándares o programas utilizados durante la investigación, se tiene en cuenta que la inspección de tubería es un ítem que comparte todos los modelos estudiados, sin embargo, el análisis por elementos finitos requiere datos más precisos para su utilización y por lo tanto puede generar más costos, es por esto que se hace un balance entre costo-modelamiento y concluir en que ambientes o situación se deben aplicar estos estándares, modelamientos o programas.

Se dividió en cuatro partes inspección en línea, nivel 1, nivel 2 y nivel 3

2.5.1 Costos y servicios de la inspección en línea

La investigación requirió una fase previa con análisis no destructivos para tuberías, lo cual permitió reconocer los defectos o anomalías que se prestaron en la línea Puerto Salgar – Mariquita, debido a que la tubería se encuentra bajo el lecho de un río enterrada se hace imposible o inasequible la inspección directa, se usó una herramienta para la inspección en línea ILI. Los estudios realizados son:

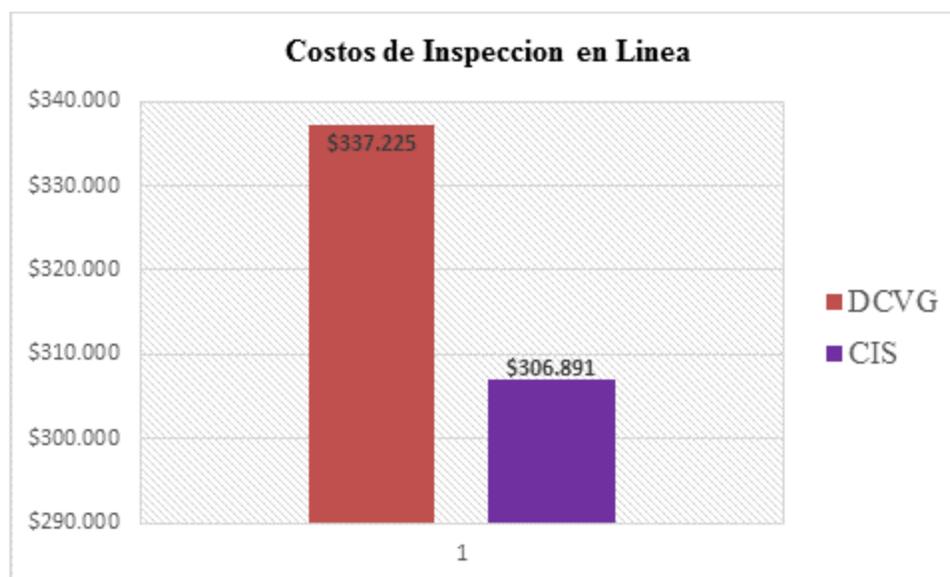
1. Servicio de seguimiento y control
2. Evaluación de actitud para el servicio (Fitness for Service API-579) de líneas
3. MFL para líneas de flujo cualquier diámetro
4. Inspección del sistema de protección catódica mediante la técnica CIS
5. Inspección del estado del recubrimiento mediante la técnica DCVG

Los costos de estos servicios varían dependiendo la variable que el operador o la industria estipulen para realizar el cobro, que pueden ser desde el tiempo, distancia y dificultad. Las evaluaciones de los 5 procesos se presentan en el anexo 8



Gráfica 5 Costos de inspección en línea 1

Fuente: Elaboración propia



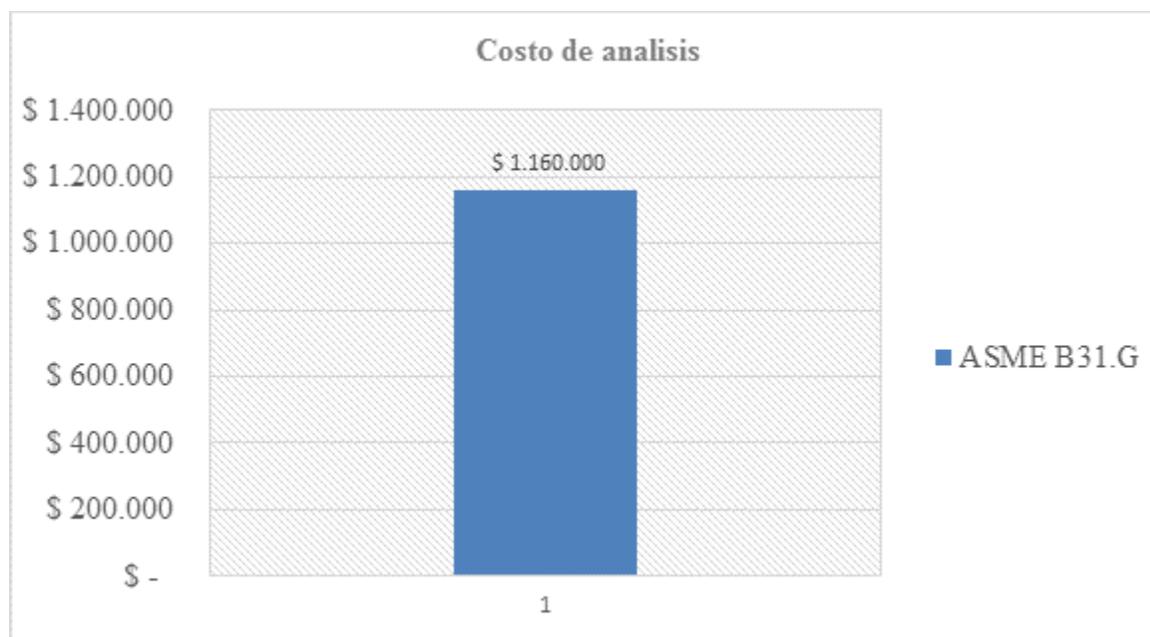
Gráfica 6 Costos de inspección en línea 2

Fuente: Elaboración propia

2.5.2 Costos y servicios del nivel 1

Como se ha mencionado en ocasiones el primer nivel se hace con los modelamientos más sencillos, para efecto de este trabajo se utilizó el estándar ASME B31. G. en la industria existen tablas donde están promediados los posibles rangos de costos que pueden tener este tipo de servicios, las empresas que se desempeñan en el área de corrosión y en especial en los estudios de esfuerzos remanentes en tuberías se limitan a estos rangos por conveniencia.

Un servicio adquiere valor por la cantidad de defectos o longitud de línea que se debe evaluar, las empresas juegan con los números, facilidades y ventajas que poseen para ofertar de la mejor forma, es inexacto decir que hay un costo único. En este caso se usó la cifra de 40.000 pesos por cada anomalía.

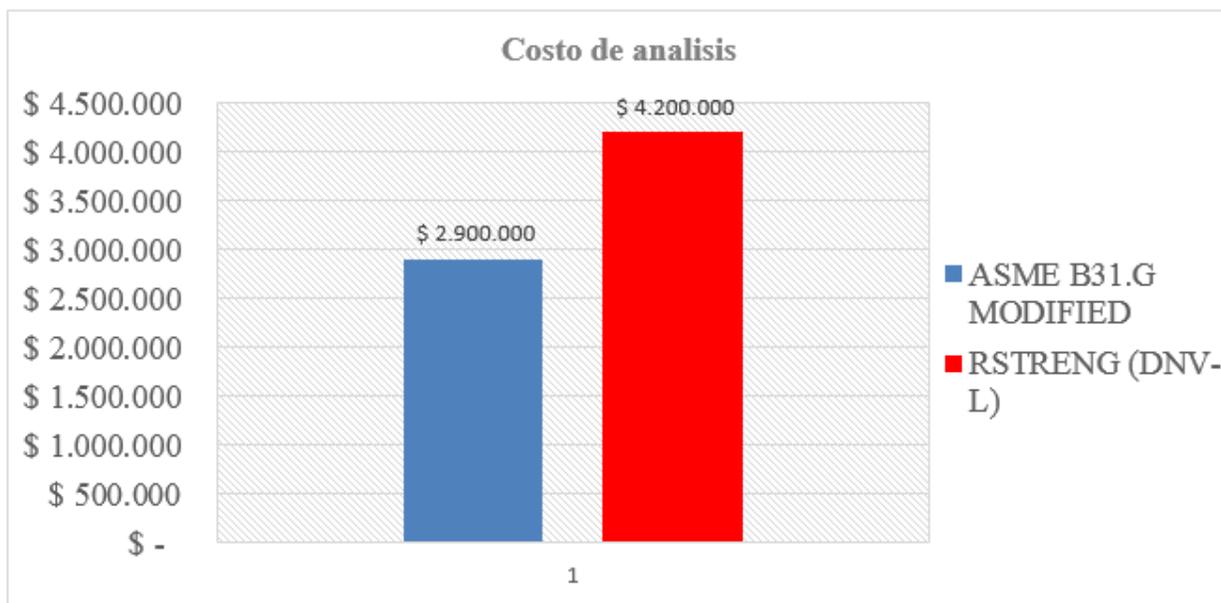


Gráfica 7 Costo de análisis ASME B31G

Fuente: Elaboración propia

2.5.3 Costos y servicios del nivel 2

Al terminal el nivel 1 puede que todas las anomalías se evalúen satisfactoriamente, en este caso el análisis concluye y se entregan resultados. Como se explicó para esta investigación tres defectos: (TAG-9859.93 y TAG-9812.99 TAG-9788.77) no pueden ser evaluados por ASME B31.G, o mejor al evaluarse concluye que es necesario hacer un análisis delimitado y especializado. Por tanto, se pasa al nivel 2 donde se analiza por medio de ASMEB31.G MODIFIED y RSTRENG (DNV L), los costos de este proceso son más costosos por defecto examinado, además en caso de que se requieran inspecciones especializadas aumenta aún más su valor, lo cual no ocurre en nuestro caso.



Gráfica 8 Costo de análisis ASME B31G MODIFIED y RSTRENG

Fuente: Elaboración propia

2.5.4 Costos y servicios del nivel 3

Al ser un nivel mucho más especializado en donde el modelamiento se ajusta mucho más a la realidad a través de simuladores, es necesario hacer algunas pruebas de inspección más detalladas para cumplir con las variables que exige el simulador, por ejemplo, en este caso se realizó un mapeo inercial CDG. Que nos permitió tener un informe más exacto del defecto.

El análisis por sí mismo es costoso, sin embargo, permite que el operador de la tubería tenga un informe muy detallado de lo que puede realmente ocurrir en los puntos donde presenta corrosión, su MAOP y la deformación posible.



Gráfica 9 Costos de análisis de Elementos finitos y CDG

Fuente: Elaboración propia

Los cálculos de los costos pueden ser observados en el Anexo 8.

Capítulo 3: Análisis y conclusiones

3.1 Análisis

3.1.1 Análisis operativo

En la primera etapa de este trabajo se recibe una línea de gas a la cual se le realizó una inspección en línea (ILI), los registros corridos ya mencionados, cuyo tiempo es sobre el año 2005 y que contaba con clúster de casi un kilómetro en el cual se detectan 53 anomalías, estas son de corrosión externa y se confirma la intermitencia en la protección catódica, sumado a la humedad del terreno es de esperar la presencia de corrosión. Se decide determinar cuáles son de mayor importancia teniendo en cuenta estándares que orientan este tipo de imprevistos. Y se determina que es necesario realizar una nueva inspección en el año 2015. Luego para dicho año se realiza de nuevo la inspección en la misma tubería la cual arroja nuevos datos que al analizarlos detenidamente exponen que el deterioro de la tubería por corrosión llega a niveles críticos en ciertos puntos y por tanto es necesario un análisis de esfuerzos remanentes en la tubería. Se eligen 11 que están por encima del 40% de daño estructural y que su ERF es mayor de 1 siguiendo recomendaciones de ASME B31.G, grafica 2 y tabla 13, respectivamente, luego se aplica el manual 579 para determinar la vida remanente de la tubería.

Los manuales permiten establecer que los 11 defectos se encuentran por encima de la presión de operación recomendada y alcanzan su punto de elasticidad máxima en un tiempo relativamente corto, se procede a determinar cuáles de esos 11 defectos de corrosión pueden presentar problemas inmediatos y apoyados en ASME B31.G Y API 579 que proporcionan tres defectos que se encuentran en sus puntos críticos. Los cuales se muestran a continuación y se trabajaron durante la investigación.

Tabla 17 Defectos en su punto crítico de evaluación

Def	Vel. Corrosión [mm/año]	Año de reparación	Mes de reparación
1 TAG-9788.77	0,627	2019	Enero
	0,57	2019	Abril
7 TAG-9859.93	0,627	2017	Abril
	0,57	2017	Enero
8 TAG-9812.99	0,627	2018	Enero
	0,57	2018	Febrero

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta la locación es imperativo profundizar en estos elementos y hacer estudios con modelamientos que se creen se acercan más a la realidad de la tubería, unos daños en esta zona no solo representan un problema de tipo comercial – operativo, sino un daño ambiental sobre el río más importante de Colombia. Por tanto, se escoge la versión mejorada ASME B31.G MODIFIED y RSTRENG. No obstante, por la importancia del sector se escoge el

modelamiento y simulador más avanzado que existe en el mercado, por tanto, se procede a realizar un análisis con elementos finitos.

Cada uno de los modelamientos otorga una MAOP (presión máxima de operación admisible):

Tabla 18 MAOP en los diferentes estándares

Def.	B31G	B31GM	RSTRENG	FEA
1 TAG-9788.77	642	584	591	704
7 TAG-9859.93	677	653	681	736
8 TAG-9812.99	666	640	648	648

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la MAOP más conservadora es en los tres defectos la del ASME B31.G MODIFIED, hasta el momento según la literatura encontrada se manifiesta que el ASME B31.G es un estándar conservador, sin embargo, estos resultados contradicen la teoría haciendo del MODIFIED un estándar más conservador, todo esto teniendo en cuenta que es FEA el modelamiento que más se acerca a la realidad de la deformación por esfuerzos y por lo tanto se toma con referencia.

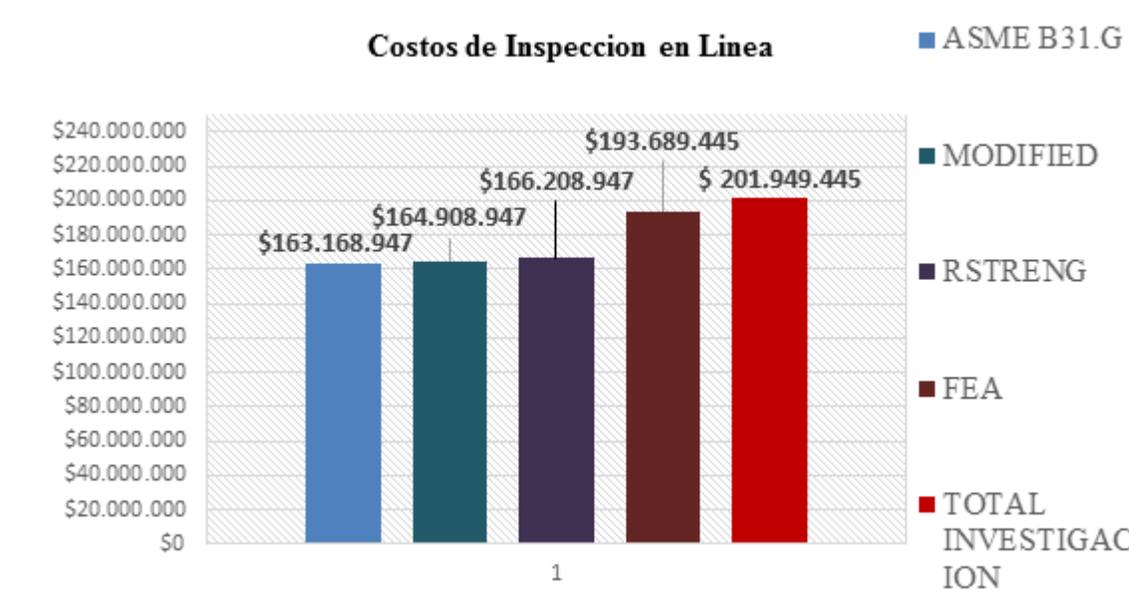
RSTRENG muestra una desviación promedio de 7,6% con relación a FEA indicando que es un programa confiable, además con relación a ASME B31.G se puede decir que, aunque no difiere mucho de los dos programas y entendiendo que es uno de los modelamientos base, si es necesario tener otros modelamientos pues en algunos defectos podría tener errores considerables que pueden llevar a disminuir los costos operativos al no permitir el paso de cierto caudal que FEA si permite.

La presión de operación se encontraba en 1100 psi en el 2005 después de esta inspección es necesario la reducción inmediata hasta no más de 700 psi lo cual también disminuirá el caudal y además se debe proceder a la reparación y control de por lo menos estas tres anomalías de manera inmediata y la reparación de los 8 restantes en el tiempo asignado.

3.1.2 Análisis costos-operatividad

No solo las variables operativas son de importancia cuando se elige realizar una inspección o un análisis de esfuerzos remanentes, los costos juegan una vital importancia como vimos anteriormente en la sección 4.

Se observó que medida que se aumenta la dificultad del modelamiento directamente aumenta los costos, a continuación, se enseña una tabla con los costos de cada manual o programa, pero a la vez se incluye todo su valor neto desde que se realiza la inspección en la línea hasta el desarrollo del análisis de esfuerzos remanentes en tuberías corroídas.



Gráfica 10 Costos de inspección en línea de los diferentes estándares

Fuente: Elaboración propia

Las desviación o diferencia de costos que se observan entre ASME 31.B, MODIFIED y RSTRENG en apariencia no son considerables, pero se debe tener en cuenta que con los dos primeros estándares se realizó una investigación sobre 11 defectos mientras que con RSTRENG se realizó el análisis a 3 defectos que son los de mayor relevancia, puede que al ver los resultados de presión parezca innecesario hacer todos los 4 análisis, sin embargo se tiene en cuenta que está debajo de un río y una desastre ambiental puede causar daños en imagen y socio-ambientales que resultarían de mayor cuantía para la empresa operadora.

Sin embargo, en otras condiciones sería excesivo llevar la investigación hasta elementos finitos, pues si bien al parecer solo se invierten 30 millones más en realidad son 40 millones puesto que cuando se decide realizar este tipo de análisis es porque no se está satisfecho con los anteriores manuales. Por tanto, la empresa ya ha asumido los gastos que proporcionan los anteriores manuales, entonces, llegar hasta RSTRENG bastaría en caso de que no esté en juego un desastre o un riesgo de mayor cuantía. Estos cálculos se pueden ver en el anexo 8.

3.2 Proceso para elegir estándar

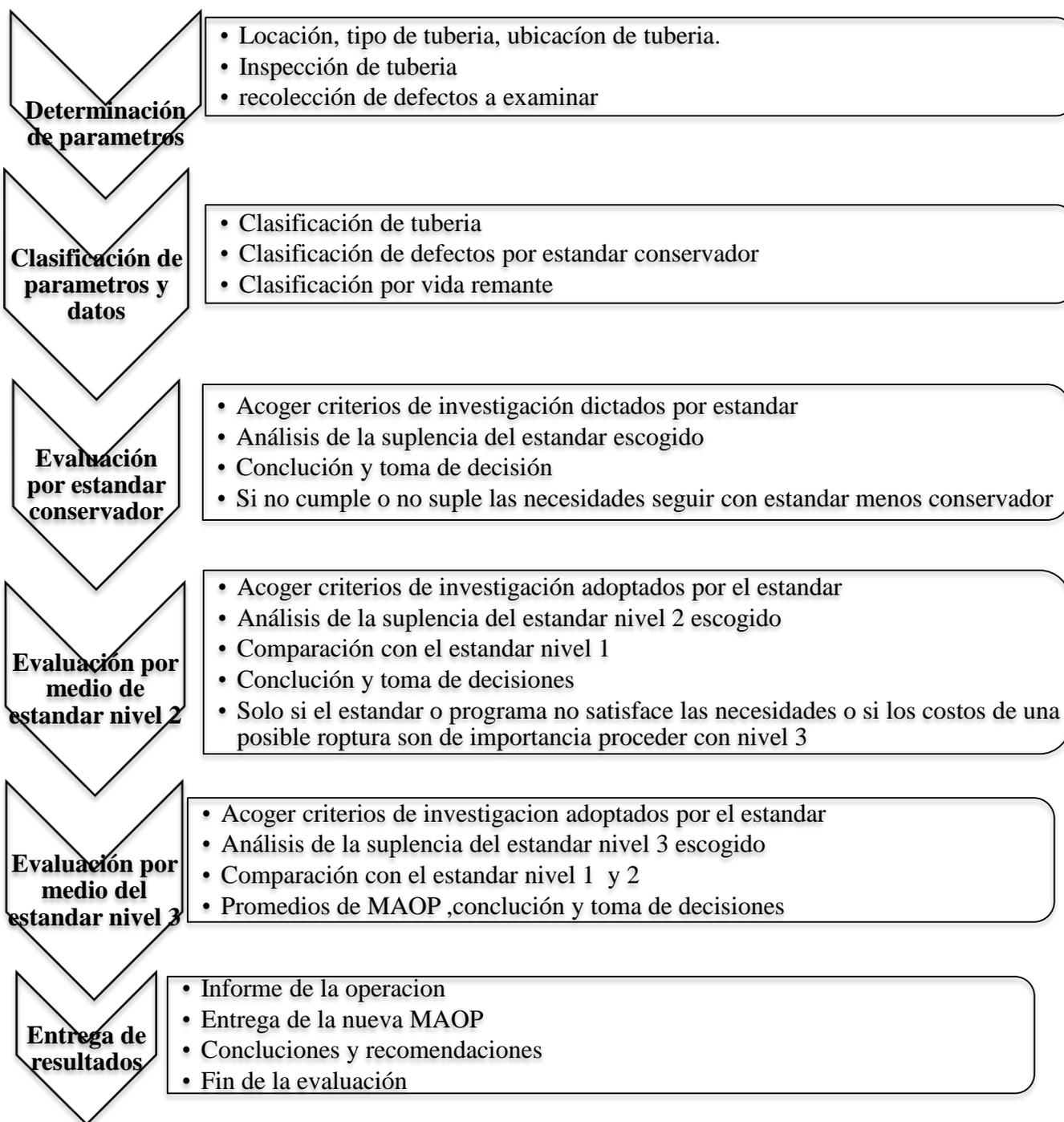


Diagrama 2 Proceso para elección de estándar

Fuente: Elaboración propia

3.3. Conclusiones

- Se puede establecer que en la inspección de tuberías es necesario tener un amplio conocimiento sobre el mantenimiento, composición, diseño, operación y costos de las líneas. Ya que son de gran importancia y ayuda a la hora de hacer un buen análisis y evitar que las tuberías sufran de algún riesgo mecánico y con ello su operatividad.
- El análisis por medio de los pigs instrumentados deben ser validados, esto con el fin de no tomar datos que sean inherentes a la prueba y por lo tanto puedan conducir a un análisis innecesario y que solo generaría costos a la empresa.
- Aunque en la mayoría de las literaturas y trabajos encontrados se toma el estándar ASME B31G como el más conservador, no en todos los casos se cumple esta condición como se observó en el proceso de la investigación, sin embargo, sigue siendo la base para comenzar un proceso de análisis de los esfuerzos remanentes.
- Es necesario calibrar la presión de operación a un máximo de 700 PSI si se acata el modelamiento de FEA o a, 548 PSI si se acata el modelamiento del estándar ASME B31.G MODIFIED el cual ha sido el más conservador, esto para evitar daños o imprevistos en la línea de circulación de gas, además de reparar los defectos 1,7 y 8 en el menos tiempo posible ya que representan un riesgo para la seguridad de la operación y del medio que lo rodea. Solo se evitará cumplir esta recomendación en caso de circunstancias especiales dirigidas por el operador. Según la norma nacional mientras no se acate esta recomendación el gaseoducto no podrá seguir operando.
- Hacer el análisis de esfuerzos remanentes por los manuales ASME B31.G, ASME B31G M, RSTRENG, API 579 Y FEA permitió tener una visión clara de lo que sucede y sucederá en la tubería, sin embargo, la diferencia de presiones no es tan considerable y por el contrario sus costos sí. Por esto la ejecución del análisis por medio de FEA es justificada por el riesgo ambiental enorme que encontramos en la zona, de otro modo se hace innecesario.

3.4. Recomendaciones

- Se consideró que las variables para costos eran suficientes para el desarrollo de la investigación, sin embargo, estas variables se pueden extender para hacer de la comparación una simulación realista y completa.
- El trabajo es enfocado en corrosión externa y uniforme, sin embargo, se pueden abarcar corrosiones tipo grieta o por picadura, lo cual aumentaría el conocimiento y complementaría la investigación realizada.
- Se recomienda ahondar en el campo de reparaciones, en esta investigación solo se mostró la que se usó por la empresa que patrocina la investigación, sin embargo, hay otros manuales y tipos de reparación que pueden ser de importancia para el lector.

Bibliografía

- American Petroleum Institute. (2015). Specification for line pipe, API specification 5L American Petroleum Institute.
- Aquawrap. Reparación estructural de tuberías con compuestos no metálicos.
- ASM Handbook. Nondestructive Evaluation and Quality Control. Structural Welding Code Steel. Volumen 17.
- Correa, E. , Botero, C. , Restrepo, A. , Delgado, J. , Castaño, J. , Echeverria, F. (2007). Corrosión del acero al carbono, acero galvanizado y aluminio en diferentes atmosferas colombianas. Universidad Tecnológica De Pereira, ISSN 0122-1701
- Cronin, D. S. (2000). Assessment of corrosion defects in pipeline (Tesis doctoral).
- Encolombia. (2017). Título XLI: De la prescripción. Recuperado de <https://encolombia.com/derecho/codigos/civil-colombiano/codcivillibro4-t41/>
- Equipos y laboratorio de Colombia. Inspección por partículas magnéticas. Recuperado de http://www.equiposylaboratorio.com/sitio/contenidos_mo.php?it=5079
- Escalona, I. I. Monografias. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos30/particulas-magneticas/particulas-magneticas.shtml>
- Freire, J.L. (2009) Engenharia de ductos. Rio de Janeiro: ABCM Associacao Brasileira de Engenharia e Ciencias mecanicas
- Hernandez Ayala, M. M., & Garcia Garcia, O. F. (2010). Evaluación de defectos en tuberías corroídas por medio del código ASME B31G y la norma API 579 (Proyecto de grado).
- Lyncole Latam Blog. (2011). Obtenido de <https://lyncolespanol.com/2011/04/11/corrosion-subterranea-parte-3-celdas-galvanicas/>
- Mendoza González, E. Y., Quintero Ortiz, L. A., & Santos Castañeda, G. (2010). Ensayos no destructivos como herramienta para el dimensionamiento de discontinuidades en la superficie externa de tuberías. Revista de la facultad de ingenierías fisicomecánicas (UIS), 174,175.
- Métodos para evaluación de corrosión en tuberías API 579 Fitness For Service. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/211100059/API-579-Corrosion-Asesement>
- MIPSAs. Inspección por líquidos penetrantes. Recuperado de <http://www.mipsa.com.mx/dotnetnuke/Procesos/Soldadura-inspeccion-liquidos>
- Mosquera, P, & Sanchez, M. (2015). Detección de fallas superficiales e internas en tuberías de alta presión para motores estacionarios por el método de ultrasonido
- Nace International. (2010). Standard practice, in-line inspection of pipelines. Nace International, Recuperado de <https://www.nace.org/uploadedFiles/Committees/SP010210.pdf>
- Nicolella, D. P., & Smith, M. Q. (1997). Non-linear finite element prediction of wrinkling in corroded pipe. The International Society of Offshore and Polar Engineers, II
- Noriega, M. (2010). Blogger. Obtenido de <http://inspeccionmagneticayultrasonica.blogspot.com/2010/03/end-inspeccion-por-particulas.html>
- Panonni Domingo, F., Alvarez Valadez, O. & Chazaro Rosario, C. Principios de protección de estructuras metálicas en situación de corrosión y fuego. Recuperado de <https://www.gerdau.com/gerdaucorsa/es/productservices/products/Document%20Galler%20y/corrosion-fuego.pdf>

- Perez Sarmiento, Á. M., Lara Magallanes, J. A., & Garcia Ortiz, J. H. (2011). Application of the fitness for service methodology in the case of an acid gas discharge separator.
- Pigging Products & Services Association. (s.f.). Obtenido de <https://ppsa-online.com/about-pigs.php>
- Pipeline Research Council International, Inc. (2017). Advances in pipeline fitness for service. Recuperado de https://energy.seikowave.com/application/files/5814/5392/9875/Seikowave_Pipeline_FF_S_v4.pdf
- Prat, P. (2006). Ecuaciones constitutivas, elasticidad y plasticidad.
- Prescripción y caducidad. Recuperado de https://www.poder-judicial.go.cr/salaprimera/phocadownload/Temas_jurisprudenciales/Prescripcion_y_caducidad.pdf
- Proyecto Papime. (2010). Prueba de ultrasonido Facultad de estudios superiores Cuautitlán.
- Rstreng. (2017). History of rstreng. Recuperado de <http://www.rstreng.com/history.html>
- Sánchez Moreno David A. API RP 579 fitness-for-service enfoque a daño. Recuperado de <http://akbal.imp.mx/foros-ref/xviii/IMC/IMC5DASM.pdf>
- Seikowave. Advances in pipeline fitness-for-service. Pipeline Research Council International, Inc,
- Servicios de inspección y diagnostico SA de CV. Inspección con partículas magnéticas. Recuperado de <http://www.serviciosdeinspeccionydiagnostico.mx/inspeccion-con-particulas-magneticas>
- Tenaris. Importancia de los tubos en la industria energética de hoy. Recuperado de http://www.tenaris.com/~media/Files/ProductLiterature/Institutional/WPM_ESPNew.aspx?sc_lang=es-ES
- Textos Cientificos. (2017). Tipos de corrosion. Recuperado de <https://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>
- The American Society of Mechanical Engineers. (1991). Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. ASME B31G. American National Standard
- The American Society Of Mechanical Engineers. (2015). Repair of pressure equipment and piping ASME PCC-2. New York: The American Society of Mechanical Engineers.
- The Wesley Corporation. (2015). PCC-2, Repair Standard. Instituto Argentino Del Petróleo Y Gas, Recuperado de http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/JornadaIntegridadNov2006/PublicReviewDraft818.pdf
- Universidad Politecnica De Valencia. (2017). Fundamentos de corrosión y protección. Recuperado de https://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/fcm12_2.html
- Zendejas Morales, C. (2008). Evaluación del comportamiento no lineal de pérdidas de metal en tuberías de pared delgada bajo presión interna (Proyecto de grado).

Anexos

Anexo 1. Datos suministrados de las 29 anomalías

Tabla 19 Datos de las 29 anomalías de más relevancia para el estudio que se realizó

Def	TAG	Evento/comentario	Orient. horaria	Prof. Max. [%]	Lon Def. (mm)	Tipo de corrosión	Observación
1	9788,77	AGRUPACION/AP #3	0,294	60	79	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
2	9872,19	Pérdida de metal-corrosión	0,094	46	28	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
3	10004,82	AGRUPACION	0,365	43	61	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
4	9968,31	AGRUPACION	0,526	40	122	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
5	9752,3	AGRUPACION	0,506	39	154	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
6	9764,37	Pérdida de metal-corrosión	0,474	39	27	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
7	9812,99	GRUPO/anomalía de soldadura circunferencial	0,318	39	185	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
8	9859,93	GRUPO/anomalía de soldadura circunferencial	0,352	32	244	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
9	9968,24	GRUPO	0,116	32	215	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
10	9932,46	Pérdida de metal-corrosión	10:45	30	22	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
11	9847,8	Pérdida de metal-corrosión	8:58	27	20	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
12	9814,02	Pérdida de metal-corrosión	7:35	24	27	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
13	9881,57	Pérdida de metal-corrosión	11:17	23	29	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena

14	9992,74	Pérdida de metal-corrosión	8:28	22	34	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
15	9824,92	AGRUPACION/anomalía de soldadura circunferencial	0,494	20	95	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
16	9776,3	Pérdida de metal-corrosión	7:52	17	21	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
17	9895,93	Pérdida de metal-corrosión	9:31	17	30	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
18	100004,83	Pérdida de metal-corrosión	7:46	14	38	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
19	9835,25	Pérdida de metal-corrosión	9:15	13	27	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
20	9956,34	GRUPO	0.501	12	228	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
21	9788,84	Pérdida de metal-corrosión	9:45	12	23	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
22	9824,99	Pérdida de metal-corrosión	10:58	12	20	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
23	9872,17	Pérdida de metal-corrosión	7:56	12	30	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
24	9956,38	Pérdida de metal-corrosión	10:33	12	34	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
25	9752,3	Pérdida de metal-corrosión	10:27	10	73	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
26	9859,94	Pérdida de metal-corrosión	12:41	10	29	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
27	9944,79	Pérdida de metal-corrosión	11:18	10	26	Corrosión externa	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
28	9788,84	Anom.de.sold.long.-anom.de constr.	4:42		26	n/a	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena
29	9932,73	Anom.de.sold.long.-anom.de constr.	9:54		54	n/a	Defecto dentro del lecho del rio Magdalena

Fuente: Elaboración propia

Anexo 2. Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión

Tabla 20 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por XXX en el 2005

TAG	Evento/ comentario	Tipo de corrosión	Esp.no minal [mm]	Pos. horaria	Prof . def. [%]	Long . def. [mm]	Ancho defecto [mm]	Esp. remanente [mm]	Esp. perdido [mm]
9788,77	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	7:04	60	79	76	3,932	5,898
9872,19	Pérdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	2:16	46	28	148	5,3082	4,5218
10004,82	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	8:46	43	61	90	5,6031	4,2269
9968,31	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	12:38	40	122	142	5,898	3,932
9752,3	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	12:09	39	154	145	5,9963	3,8337
9764,37	Pérdida de metal-corrosión/ Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	11:23	39	27	57	5,9963	3,8337
9812,99	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	7:38	39	185	96	5,9963	3,8337
9859,93	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	8:27	37	244	22	6,1929	3,6371
9968,24	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	2:47	32	215	156	6,6844	3,1456
9824,92	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	11:52	20	95	73	7,864	1,966
9956,34	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	12:02	13	228	52	8,5521	1,2779

Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por XXX

Tabla 21 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por XXX en el 2005 presentados en pulgadas [in]

TAG	Evento/ comentario	Tipo de corrosión	Espesor nominal [in]	Pos. horaria	Prof. def. [%]	Long. def. [in]	Ancho defecto [in]	Espesor remanente [in]	Espesor perdido [in]
9788,77	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	7:04	60	3,11	3,0	0,155	0,23
9872,19	Pérdida de metal-corrosión/AP#4/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	2:16	46	1,10	5,8	0,209	0,18
10004,82	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	8:46	43	2,40	3,5	0,221	0,17
9968,31	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	12:38	40	4,80	5,6	0,232	0,15
9752,3	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	12:09	39	6,06	5,7	0,236	0,15
9764,37	Pérdida de metal-corrosión/AP#4/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	11:23	39	1,06	2,2	0,236	0,15
9812,99	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	7:38	39	7,28	3,8	0,236	0,15
9859,93	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	8:27	37	9,80	0,9	0,244	0,14
9968,24	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	2:47	32	8,66	6,1	0,263	0,12
9824,92	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	11:52	20	3,94	2,9	0,310	0,08
9956,34	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	12:02	13	9,17	2,0	0,337	0,05

Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por XXX

Los TAG 9788.77, TAG 9812.99, TAG 9859.93 son los de mayor relevancia en la inspección encontrada en 2005, sin embargo, para dicho año ninguno presenta problema alguno.

Tabla 22 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por IIP en el 2015

TAG	Evento/ comentario	Tipo de corrosión	Espesor nominal [mm]	Pos. horaria	Prof. def. [%]	Long. def. [mm]	Espesor remanente [mm]	Espesor perdido [mm]
9788,77	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	7:04	78	91	2,1626	7,6674
9872,19	Pérdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	2:16	64	32	3,5388	6,2912
10004,82	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	8:46	61	70	3,8337	5,9963
9968,31	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	12:38	52	130	4,7184	5,1116
9752,3	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	12:09	44	159	5,5048	4,3252
9764,37	Pérdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	11:23	49	30	5,0133	4,8167
9812,99	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	7:38	50	190	4,915	4,915
9859,93	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	8:27	48	249	5,1116	4,7184
9968,24	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	2:47	37	220	6,1929	3,6371
9824,92	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	11:52	35	100	6,3895	3,4405
9956,34	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	9,83	12:02	28	233	7,0776	2,7524

Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por XXX

Tabla 23 Datos elegidos de mayor importancia por su nivel de corrosión según la inspección realizada por IIP en el 2015 presentados en pulgadas [in]

TAG	Evento/ comentario	Tipo de corrosión	Espesor nominal [mm]	Pos. horaria	Prof. def. [%]	Long. def. [in]	Espesor remanente [in]	Espesor perdido [in]
9788,77	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	7:04	78	3,58	0,085	0,302
9872,19	Pérdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	2:16	64	1,26	0,139	0,24768
10004,82	AGRUPACION/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	8:46	61	2,76	0,151	0,23607
9968,31	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	12:38	52	5,12	0,186	0,20124
9752,3	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	12:09	44	6,26	0,217	0,17028
9764,37	Pérdida de metal-corrosión/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	11:23	49	1,18	0,197	0,18963
9812,99	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	7:38	50	7,48	0,194	0,1935
9859,93	Grupo/Anomalía en soldadura circunferencial/Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	8:27	48	9,80	0,201	0,18576
9968,24	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	2:47	37	8,66	0,244	0,14319
9824,92	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	11:52	35	3,94	0,252	0,13545
9956,34	Grupo/Defecto dentro del lecho de rio Magdalena	Corrosión externa	0,387	12:02	28	9,17	0,279	0,10836

Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por XXX

Los TAG 9788.77, TAG 9812.99, TAG 9859.93 son los de mayor relevancia en la inspección, para el presente año 2018, tiempo en el cual se realiza el trabajo de grado es de vital importancia que los TAG 9812.99 Y TAG 9859.93 se encuentren reparados y el TAG 9788.77 si no se ha reparado, se encuentre en proceso de una nueva inspección o reparación.

Anexo 3. Tiempo de reparación según API 579

Tabla 24 Anexo 3. Tiempo de reparación según API 579

Def .	Vel. Corr [mm/año]	Vel. corr mes [mm/mes]	% critico [%]	Esp. Perd. Critico [mm]	Esp. remanente critico [mm]	Meses restantes	Años restantes	Año restante actual	Año de reparación	Mes de reparación
1	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	37,63	3,1	1,1	2019	Enero
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	41,39	3,4	1,4	2019	Abril
2	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	63,97	5,3	3,3	2021	Marzo
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	70,36	5,9	3,9	2021	Septiembre
3	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	69,61	5,8	3,8	2021	Agosto
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	76,57	6,4	4,4	2022	Abril
4	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	75,25	6,3	4,3	2022	Marzo
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	82,78	6,9	4,9	2022	Septiembre
5	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	77,13	6,4	4,4	2022	Abril
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	84,85	7,1	5,1	2023	Enero
6	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	77,13	6,4	4,4	2022	Abril
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	84,85	7,1	5,1	2023	Enero
7	0,627	0,05225	50	4,915	4,915	20,69	1,7	-0,3	2017	Abril
	0,57	0,0475	50	4,915	4,915	22,76	1,9	-0,1	2017	Enero
8	0,627	0,05225	50	4,915	4,915	24,46	2,0	0,0	2018	Enero
	0,57	0,0475	50	4,915	4,915	26,90	2,2	0,2	2018	Febrero
9	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	90,30	7,5	5,5	2023	Mayo
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	99,33	8,3	6,3	2024	Marzo
10	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	112,88	9,4	7,4	2025	Abril
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	124,17	10,3	8,3	2026	Marzo
11	0,627	0,05225	80	7,864	1,966	126,05	10,5	8,5	2026	Mayo
	0,57	0,0475	80	7,864	1,966	138,65	11,6	9,6	2027	Junio

Fuente: Elaboración propia

Donde:

■ Significa que necesita atención de urgencia media

■ Significa que necesita atención de urgencia inmediata

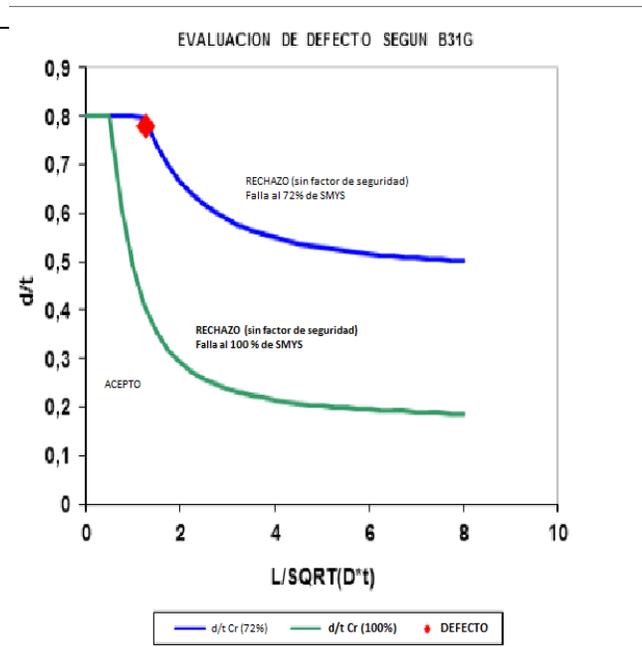
Anexo 4. Resultados de los estándares ASME B31.G y MODIFIED

Tabla 25 Evaluación TAG (1) 9788,77

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (1)	9788,77
Posición horaria	0,294

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	78
Profundidad [in]	0,302
Longitud axial [in]	3,58



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,86
Presión segura de operación (Ps) [psi]	806,5
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	645,2
Factor de folias (M)	1,1

VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,96
Presión segura de operación (Ps) [psi]	732
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	585,6
Factor de folias (M)	1,4

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26 Evaluación TAG (2) 9872,19

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (2)	9872,19
Posición horaria	0,294

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	64
Profundidad [in]	0,25
Longitud axial [in]	1,26

VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,66
Presión segura de operación (Ps) [psi]	1049,8
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	839,84
Factor de folias (M)	0,4

VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,65
Presión segura de operación (Ps) [psi]	1085
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	868
Factor de folias (M)	1,06

Fuente: Elaboración propia

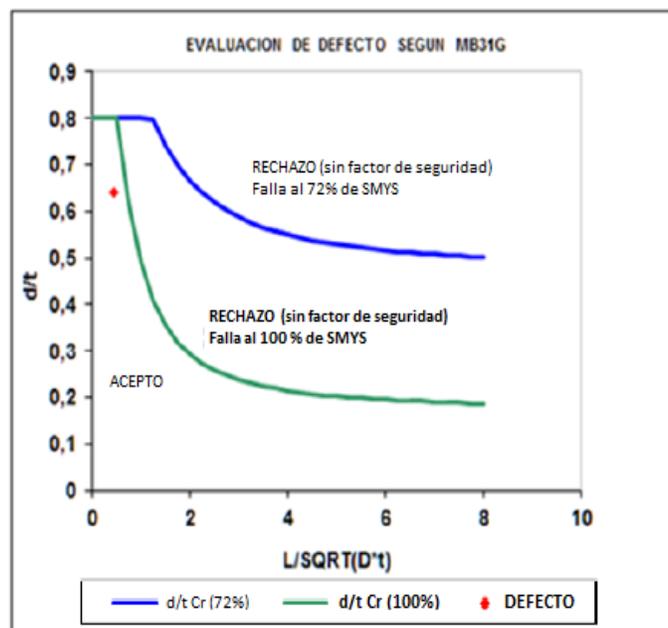
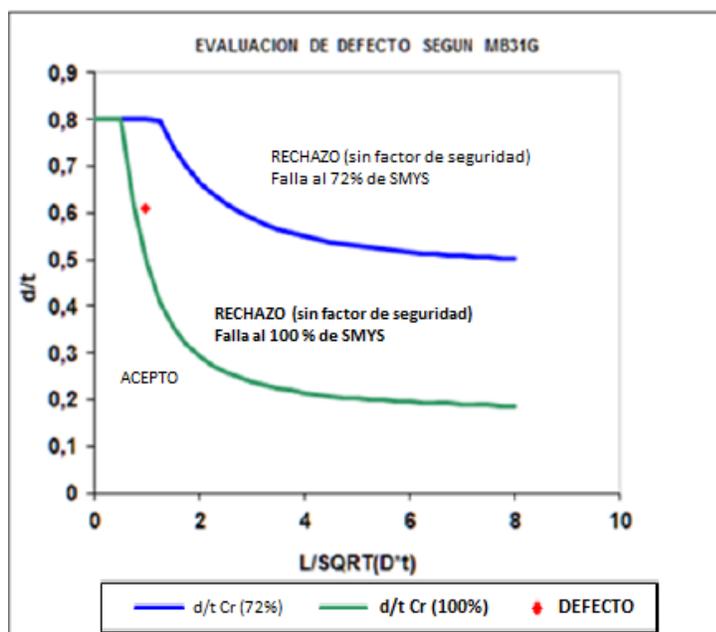


Tabla 27 Evaluación TAG (3) 10004,82

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (3)	10004,82
Posición horaria	08:46

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	61
Profundidad [in]	0,24
Longitud axial [in]	2,76



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,74
Presión segura de operación (Ps) [psi]	944,36
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	755,48
Factor de folias (M)	0,9
VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,74
Presión segura de operación (Ps) [psi]	945
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	756
Factor de folias (M)	1,27

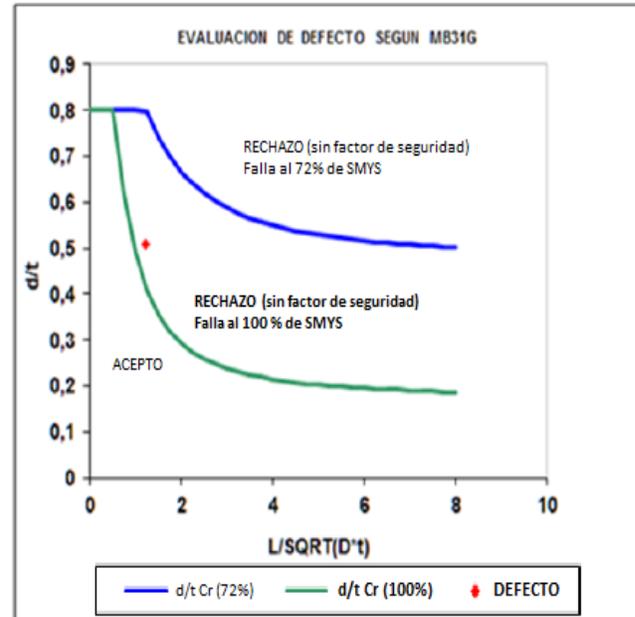
Fuente: Elaboración propia

Tabla 28 Evaluación TAG (4) 9968,31

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG(4)	9968,31
Posición horaria	12:38

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	52
Profundidad [in]	0,20
Longitud axial [in]	5,12



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,79
Presión segura de operación (Ps) [psi]	882,13
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	705,7
Factor de folias (M)	1,6

VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,8
Presión segura de operación (Ps) [psi]	866
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	692,8
Factor de folias (M)	1,75

Fuente: Elaboración propia

Tabla 29 Evaluación TAG (5) 9752,3

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (5)	9752,3
Posición horaria	12:09

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	44
Profundidad [in]	0,17
Longitud axial [in]	6,26

VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,77
Presión segura de operación (Ps) [psi]	899,75
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	719,8
Factor de folias (M)	2,0

VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,79
Presión segura de operación (Ps) [psi]	892
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	713,6
Factor de folias (M)	2,02

Fuente: Elaboración propia

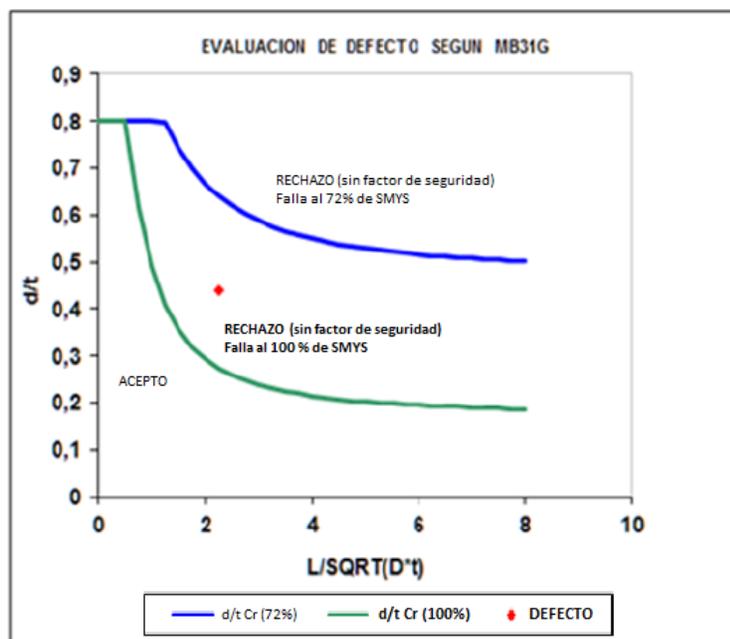
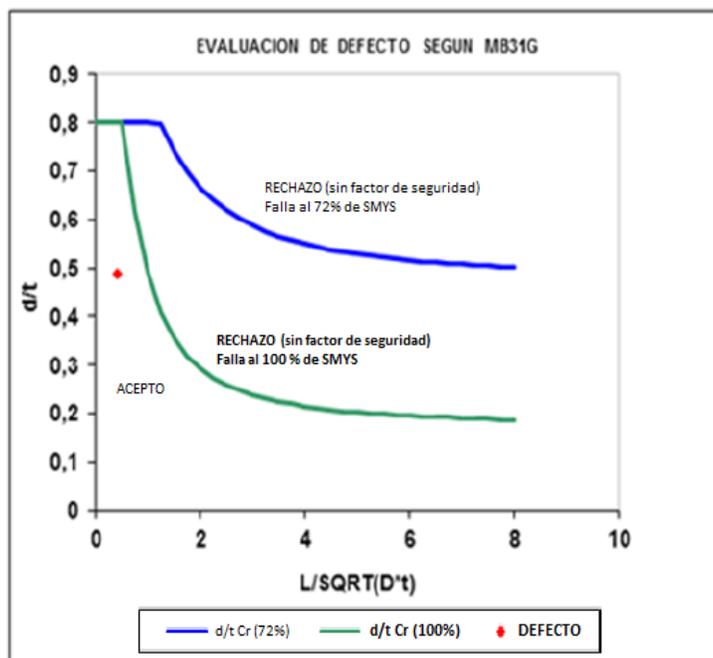


Tabla 30 Evaluacion TAG (6) 9764,37

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (6)	9764,37
Posición horaria	11:23

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	49
Profundidad [in]	0,19
Longitud axial [in]	1,18



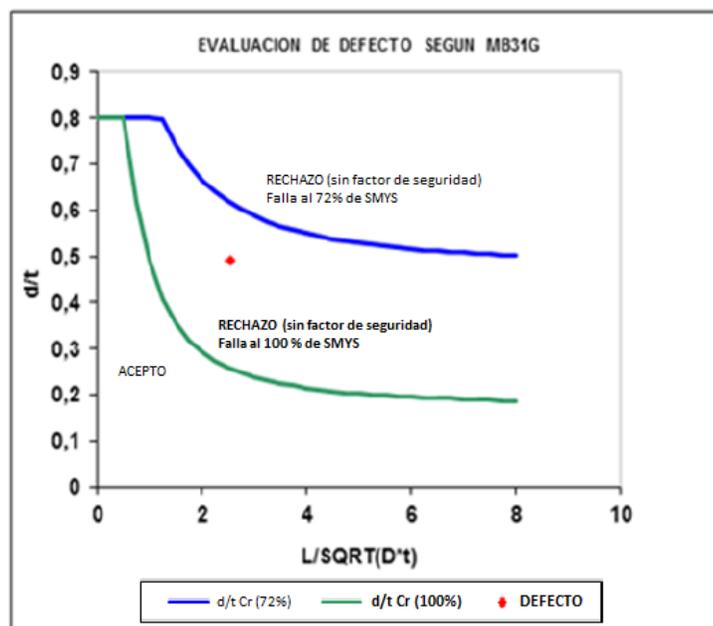
VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,65
Presión segura de operación (Ps) [psi]	1073,01
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	858,4
Factor de folias (M)	0,4
VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,63
Presión segura de operación (Ps) [psi]	1119
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	895,2
Factor de folias (M)	1,05

Fuente: Elaboración propia

Tabla 31 Evaluación TAG (7) 9812,99

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (7)	9812,99
Posición horaria	07:38

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4
Datos del defecto	
Profundidad [%]	50
Profundidad [in]	0,19
Longitud axial [in]	7,48



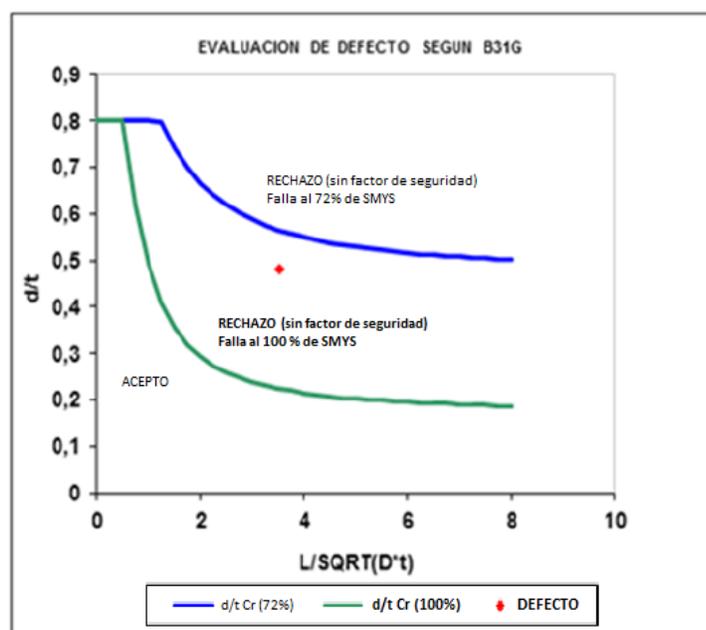
VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,82
Presión segura de operación (Ps) [psi]	846,35
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	677,08
Factor de folias (M)	2,4
VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,86
Presión segura de operación (Ps) [psi]	818
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	654,4
Factor de folias (M)	2,31

Fuente: Elaboración propia

Tabla 32 Evaluación TAG (8) 9859,93

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (8)	9859,93
Posición horaria	08:27

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4
Datos del defecto	
Profundidad [%]	48
Profundidad [in]	0,185
Longitud axial [in]	9,8



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,83
Presión segura de operación (Ps) [psi]	833,41
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	666,73
Factor de folias (M)	3,1
VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,87
Presión segura de operación (Ps) [psi]	801
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	640,8
Factor de folias (M)	0,87

Fuente: Elaboración propia

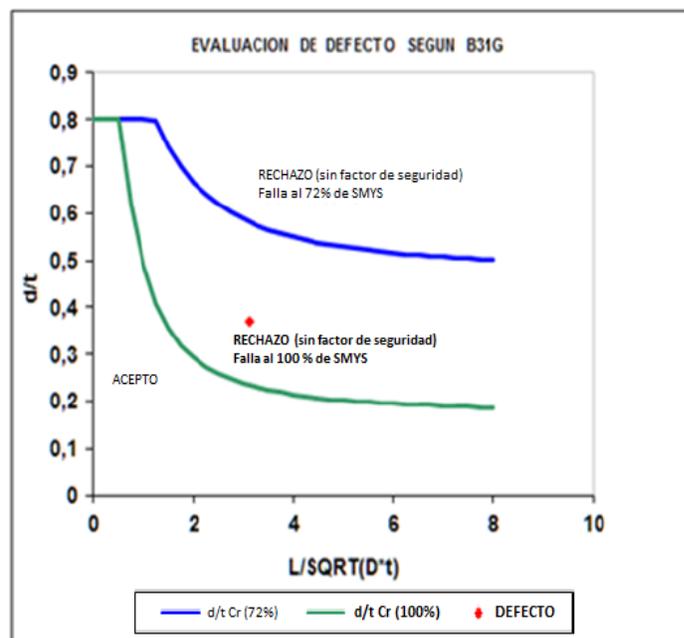
Tabla 33 Evaluación TAG (9) 9968,24

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (9)	9968,24
Posición horaria	02:47

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000

Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	37
Profundidad [in]	0,14
Longitud axial [in]	8,66



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,76
Presión segura de operación (Ps) [psi]	909,76
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	727,808
Factor de folias (M)	2,8

VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,77
Presión segura de operación (Ps) [psi]	905
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	724
Factor de folias (M)	2,6

Fuente: Elaboración propia

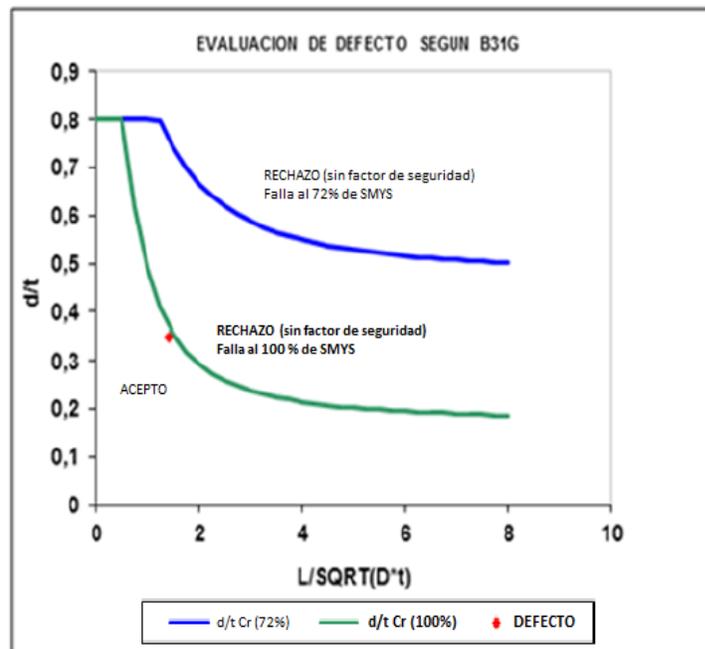
Tabla 34 Evaluación TAG (10) 9824,92

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (10)	9824,92
Posición horaria	11:52

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000

Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	35
Profundidad [in]	0,135
Longitud axial [in]	3,9



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,7
Presión segura de operación (Ps) [psi]	992,23
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	793,8
Factor de folias (M)	1,3

VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,68
Presión segura de operación (Ps) [psi]	1018
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	814,4
Factor de folias (M)	1,49

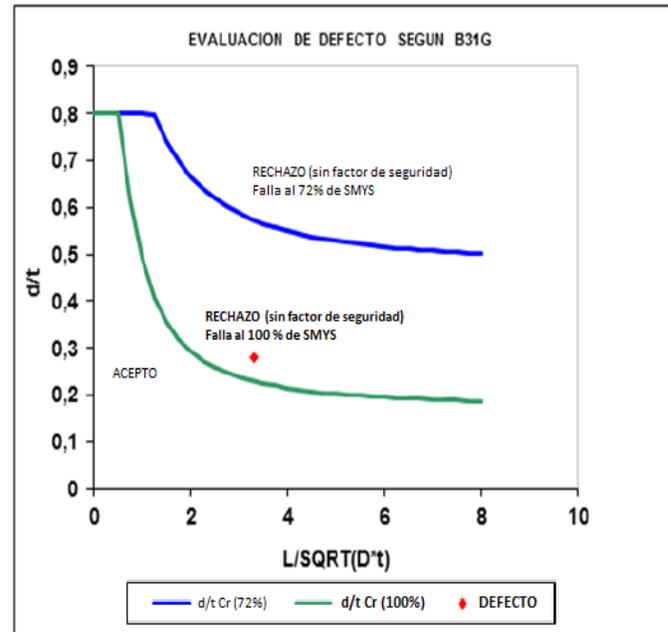
Fuente: Elaboración propia

Tabla 35 Evaluación TAG (11) 9956,34

Identificación de tubería	
Nombre	XXX - 20 in
Nombre del segmento	Cruce del rio Magdalena
TAG (11)	9956,34
Posición horaria	12:02

Datos de la tubería	
Diámetro exterior (Dia) [in]	20
Espesor de pared (t) [in]	0,387
Grado (SMYS) [psi]	65.000
Datos operacionales	
Presión de operación (Po) [psi]	700
Factor de diseño (DF)	0,4
Factor de temperatura (TF)	1
Factor de junta (JF)	1
Clase de localización	4

Datos del defecto	
Profundidad [%]	28
Profundidad [in]	0,108
Longitud axial [in]	9,17



VALORACION POR B31G	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1006,2
Factor de reparación (ERF)	0,73
Presión segura de operación (Ps) [psi]	957,7
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	766,16
Factor de folias (M)	1,3
VALORACION POR B31M (0.85 d/t)	
Presión máxima de operación (MAOP)[psi]	1161
Factor de reparación (ERF)	0,72
Presión segura de operación (Ps) [psi]	969
Presión segura de operación al 80% (Psafe) [psi]	775,2
Factor de folias (M)	2,7

Fuente: Elaboración propia

Los TAG 9788.77, TAG 9812.99, TAG 9859.93 son estudiados tanto por ASME B31.G Y MODIFIED, teniendo en cuenta que son los datos más relevantes y los únicos que vale la pena examinar por medio de los siguientes programas a continuación. (Anexo 5)

Anexo 5. Resultados de los análisis por medio de RSTRENG

EVALUACION DE INDICACIONES EMPLEANDO DNV RP-F101

Datos de entrada :

$$D := 25.4 \cdot 20 \text{ mm} = 508 \text{ mm}$$

$$L := 91 \text{ mm}$$

$$h := 87 \text{ mm}$$

$$t := (0.387 \cdot 25.4 \text{ mm}) = 9.83 \text{ mm}$$

$$DF := 0.4$$

$$d_p := 78\%$$

$$d := t \cdot d_p = 7.667 \text{ mm}$$

$$t_r := t \cdot (1 - d_p) = 2.163 \text{ mm}$$

$$\sigma_u := 77000 \text{ psi} = 530.896 \text{ MPa}$$

D = Diametro exterior

L = Longitud axial efectiva del defecto

h = Ancho circunferencial

t = Espesor nominal

DF = Factor de diseño

d_p = Porcentaje de perdida de espesor

d = Profundidad perdida de espesor

t_r = Espesor residual

σ_u = UTS = Esfuerzo ultimo a la tension

Cálculo presion de trabajo seguro :

Q = Factor de corrección de longitud -
Factor de folias

$$Q := \text{if} \left(L > h, \sqrt{1 + 0.31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}, \sqrt{1 + 0.31 \cdot \left(\frac{h}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \right) = 1.23$$

$$P_f := \frac{0.9 \cdot 2 \cdot t \cdot \sigma_u}{D - t} \cdot \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t \cdot Q}} \right) = 1643.43 \text{ psi} \quad P_f = \text{Presion de flujo}$$

$$F_1 := 0.9$$

F_1 = Factor de modelado

$$F_2 := DF = 0.4$$

F_2 = Factor de uso operacional normalmente es igual al factor de diseño (DF).

$$F := F_1 \cdot F_2$$

F = Factor de uso total

Resultados :

$$P_{SW} := F \cdot P_f = 591.63 \text{ psi}$$

P_{SW} = Presion de trabajo seguro

Ilustración 33 Evaluación TAG 9788,77 por RSTRENG

Fuente: Resultados del programa RSTRENG (DNV L), estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gasoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

EVALUACION DE INDICACIONES EMPLEANDO DNV RP-F101

Datos de entrada :

$$D := 25.4 \cdot 20 \text{ mm} = 508 \text{ mm}$$

$$L := 190 \text{ mm}$$

$$h := 110 \text{ mm}$$

$$t := (0.387 \cdot 25.4 \text{ mm}) = 9.83 \text{ mm}$$

$$DF := 0.4$$

$$d_p := 50\%$$

$$d := t \cdot d_p = 4.915 \text{ mm}$$

$$t_r := t \cdot (1 - d_p) = 4.915 \text{ mm}$$

$$\sigma_u := 77000 \text{ psi} = 530.896 \text{ MPa}$$

D = Diametro exterior

L = Longitud axial efectiva del defecto

h = Ancho circunferencial

t = Espesor nominal

DF = Factor de diseño

d_p = Porcentaje de perdida de espesor

d = Profundidad perdida de espesor

t_r = Espesor residual

σ_u = UTS = Esfuerzo ultimo a la tension

Cálculo presion de trabajo seguro :

Q = Factor de corrección de longitud -
Factor de folias

$$Q := \text{if} \left(L > h, \sqrt{1 + 0.31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}, \sqrt{1 + 0.31 \cdot \left(\frac{h}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \right) = 1.8$$

$$P_f := \frac{0.9 \cdot 2 \cdot t \cdot \sigma_u}{D - t} \cdot \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t \cdot Q}} \right) = 1893.22 \text{ psi} \quad P_f = \text{Presion de flujo}$$

$$F_1 := 0.9$$

F_1 = Factor de modelado

$$F_2 := DF = 0.4$$

F_2 = Factor de uso operacional normalmente es igual al factor de diseño (DF).

$$F := F_1 \cdot F_2$$

F = Factor de uso total

Resultados :

$$P_{SW} := F \cdot P_f = 681.56 \text{ psi}$$

P_{SW} = Presion de trabajo seguro

Ilustración 34 Evaluación TAG 9812,99 por RSTRENG

Fuente: resultados del programa RSTRENG (DNV L), Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

EVALUACION DE INDICACIONES EMPLEANDO DNV RP-F101

Datos de entrada :

$$D := 25.4 \cdot 20 \text{ mm} = 508 \text{ mm}$$

$$L := 249 \text{ mm}$$

$$h := 140 \text{ mm}$$

$$t := (0.387 \cdot 25.4 \text{ mm}) = 9.83 \text{ mm}$$

$$DF := 0.4$$

$$d_p := 48\%$$

$$d := t \cdot d_p = 4.718 \text{ mm}$$

$$t_r := t \cdot (1 - d_p) = 5.111 \text{ mm}$$

$$\sigma_u := 77000 \text{ psi} = 530.896 \text{ MPa}$$

D = Diametro exterior

L = Longitud axial efectiva del defecto

h = Ancho circunferencial

t = Espesor nominal

DF = Factor de diseño

d_p = Porcentaje de perdida de espesor

d = Profundidad perdida de espesor

t_r = Espesor residual

σ_u = UTS = Esfuerzo ultimo a la tension

Cálculo presion de trabajo seguro :

Q = Factor de corrección de longitud -
Factor de folias

$$Q := \text{if} \left(L > h, \sqrt{1 + 0.31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}, \sqrt{1 + 0.31 \cdot \left(\frac{h}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \right) = 2.202$$

$$P_f := \frac{0.9 \cdot 2 \cdot t \cdot \sigma_u}{D - t} \cdot \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t \cdot Q}} \right) = 1818.51 \text{ psi} \quad P_f = \text{Presion de flujo}$$

$$F_1 := 0.9$$

F_1 = Factor de modelado

$$F_2 := DF = 0.4$$

F_2 = Factor de uso operacional normalmente es igual al factor de diseño (DF).

$$F := F_1 \cdot F_2$$

F = Factor de uso total

+

Resultados :

$$P_{SW} := F \cdot P_f = 654.66 \text{ psi}$$

P_{SW} = Presion de trabajo seguro

Ilustración 35 Evaluación TAG 9859,93 por RSTRENG

Fuente: resultados del programa RSTRENG (DNV L), Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

Anexo 6. Resultados de los análisis por medio de FEA (CDA/CAE) elementos finitos

CALCULO PRESION SEGURA A PARTIR DE ANALISIS FEA

Estimación limite esfuerzo resultante superficie de indicación plana:

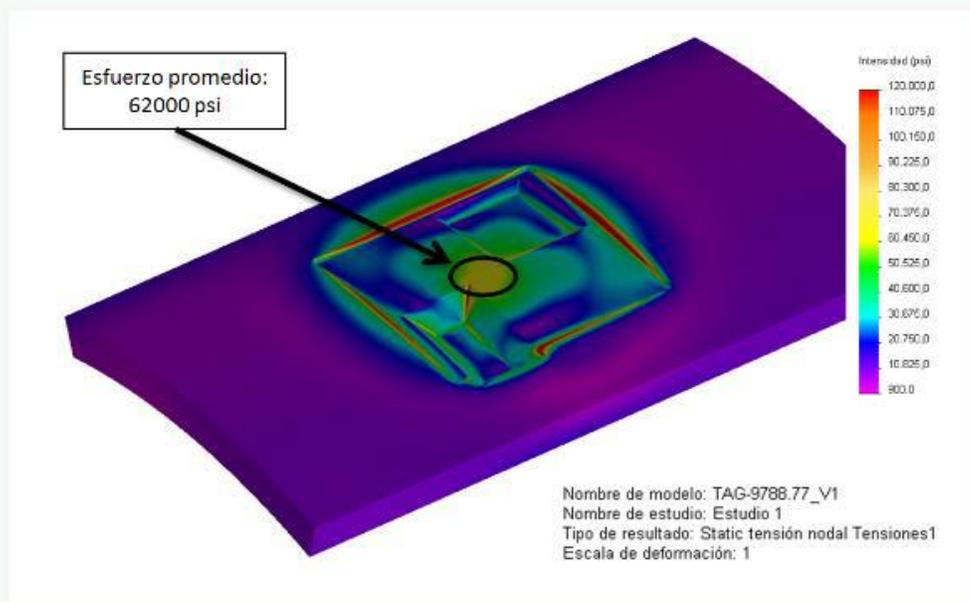
$$TAG = 9788.77$$

$$\sigma_u := 77000 \text{ psi} = 530.896 \text{ MPa}$$

σ_u = Esfuerzo ultimo a la tension API 5L X65

$$S_{FEAd} := .8 \cdot \sigma_u = 61600 \text{ psi}$$

S_{FEAd} = Esfuerzo resultante superficial deseado, estimado a partir del criterio de colapso plastico.



$$S_{FEAr} := 62000 \text{ psi}$$

S_{FEAr} = Esfuerzo resultante superficial simulado.

$$P_{intFEA} := 880 \text{ psi}$$

P_{intFEA} = Presión aplicada en el simulador con objeto de lograr el S_{FEAd} .

$$P_{Safe} := 0.8 \cdot P_{intFEA} = 704 \text{ psi}$$

P_{Safe} = Presión segura a partir del 80% de la P_{intFEA} , criterio ASME B31.8

Ilustración 36 Evaluación TAG 9788,77 por FEA (CDA/CAE)

Fuente: resultados del programa (FEA) Elementos Finitos (CDA/CAE), Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gasoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

CALCULO PRESION SEGURA A PARTIR DE ANALISIS FEA

Estimación limite esfuerzo resultante superficie de indicación plana:

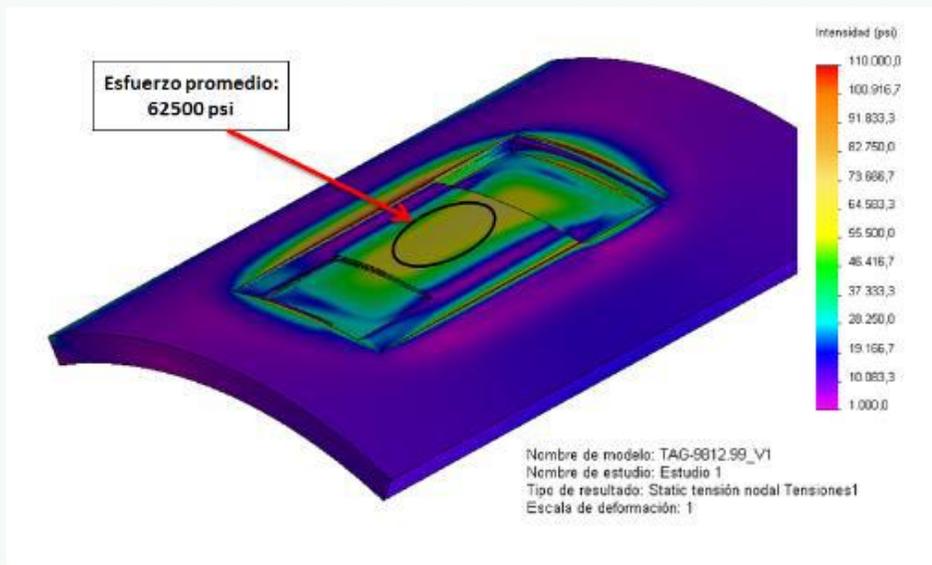
TAG = 9812.99

$$\sigma_u := 77000 \text{ psi} = 530.896 \text{ MPa}$$

σ_u = Esfuerzo ultimo a la tension API 5L X65

$$S_{FEAd} := .8 \cdot \sigma_u = 61600 \text{ psi}$$

S_{FEAd} = Esfuerzo resultante superficial deseado, estimado a partir del criterio de colapso plastico.



$$S_{FEAr} := 62500 \text{ psi}$$

S_{FEAr} = Esfuerzo resultante superficial simulado.

$$P_{intFEA} := 920 \text{ psi}$$

P_{intFEA} = Presión aplicada en el simulador con objeto de lograr el S_{FEAd} .

$$P_{Safe} := 0.8 \cdot P_{intFEA} = 736 \text{ psi}$$

P_{Safe} = Presión segura a partir del 80% de la P_{intFEA} , criterio ASME B31.8

Ilustración 37 Evaluación TAG 9812,99 por FEA (CDA/CAE)

Fuente: resultados del programa FEA Elementos Finitos (CDA/CAE), Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

CALCULO PRESION SEGURA A PARTIR DE ANALISIS FEA

Estimación limite esfuerzo resultante superficie de indicación plana:

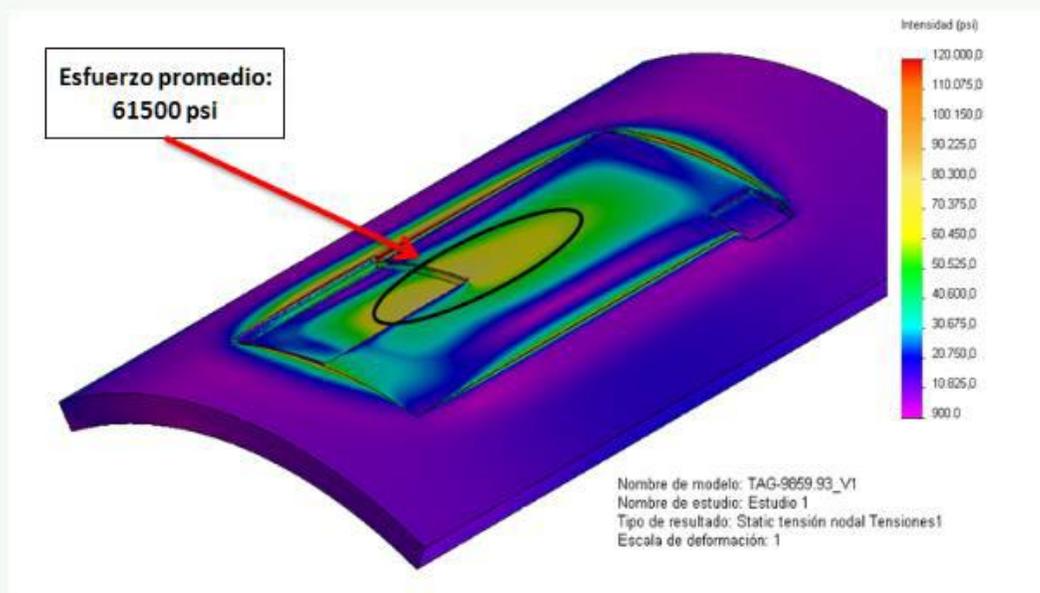
TAG = 9859.93

$$\sigma_u := 77000 \text{ psi} = 530.896 \text{ MPa}$$

σ_u = Esfuerzo ultimo a la tension API 5L X65

$$S_{FEAd} := .8 \cdot \sigma_u = 61600 \text{ psi}$$

S_{FEAd} = Esfuerzo resultante superficial deseado, estimado a partir del criterio de colapso plastico.



$$S_{FEAr} := 61500 \text{ psi}$$

S_{FEAr} = Esfuerzo resultante superficial simulado.

$$P_{intFEA} := 810 \text{ psi}$$

P_{intFEA} = Presión aplicada en el simulador con objeto de lograr el S_{FEAd} .

$$P_{Safe} := 0.8 \cdot P_{intFEA} = 648 \text{ psi}$$

P_{Safe} = Presión segura a partir del 80% de la P_{intFEA} , criterio ASME B31.8

Ilustración 38 Evaluación TAG 9859,93 por FEA (CDA/CAE)

Fuente: Resultados del programa FEA Elementos Finitos (CDA/CAE), Estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Crisnacho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

Anexo 6.1 Perfiles de profundidad por medio de FEA elementos finitos

Tabla 36 Perfil de profundidad TAG 9788,77 por medio de FEA

REG.	Evento/comentario	Tipo de corrosión	Posición Horaria	Prof Def [%]	Long def [mm]	Ancho def [mm]	Espesor perdido [mm]	Angulo central	Angulo barrido
9788,77	AGRUPACION/AP#3/Defecto dentro del lecho del rio magdalena	Corrosión externa	07:20	10	79	76	1,427	220,17	17,14
D1	Subdefecto	Corrosión externa	07:30	60	25	41	8,562	225,25	9,25
D2	Subdefecto	Corrosión externa	07:12	26	32	35	3,710	216,10	7,90

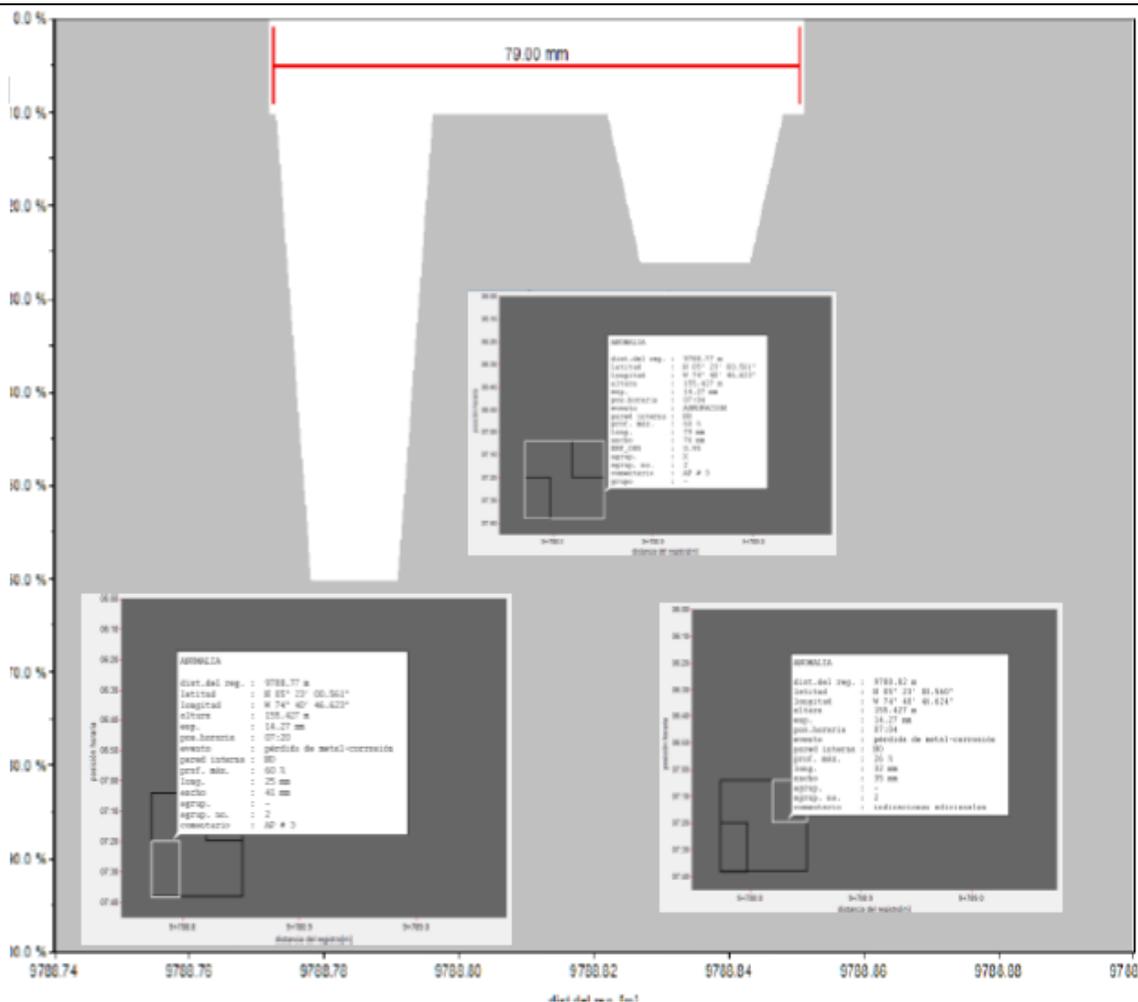


Ilustración 39 Perfil de profundidad TAG 9788,77 por medio de FEA (CDA/CAE)

Fuente: Elaboración propia, estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

Tabla 37 Perfil de profundidad TAG 9859,33 por medio de FEA

REG.	Evento/comentario	Tipo de corrosión	Prof Def [%]	Long def [mm]	Ancho def [mm]	Espesor perdid [mm]	Angulo central	Angulo barrido
9859,53	GRUPO/Anomalia en soldadura circunferencial / Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	10	244	122	1,427	267,97	27,52
D1	Subdefecto	Corrosión externa	30	50	62	4,261	260,34	13,99
D2	Subdefecto	Corrosión externa	32	39	50	4,566	261,36	11,28
D3	Subdefecto	Corrosión externa	32	33	62	4,566	260,34	13,99
D4	Subdefecto	Corrosión externa	18	30	29	2,569	260,17	6,54

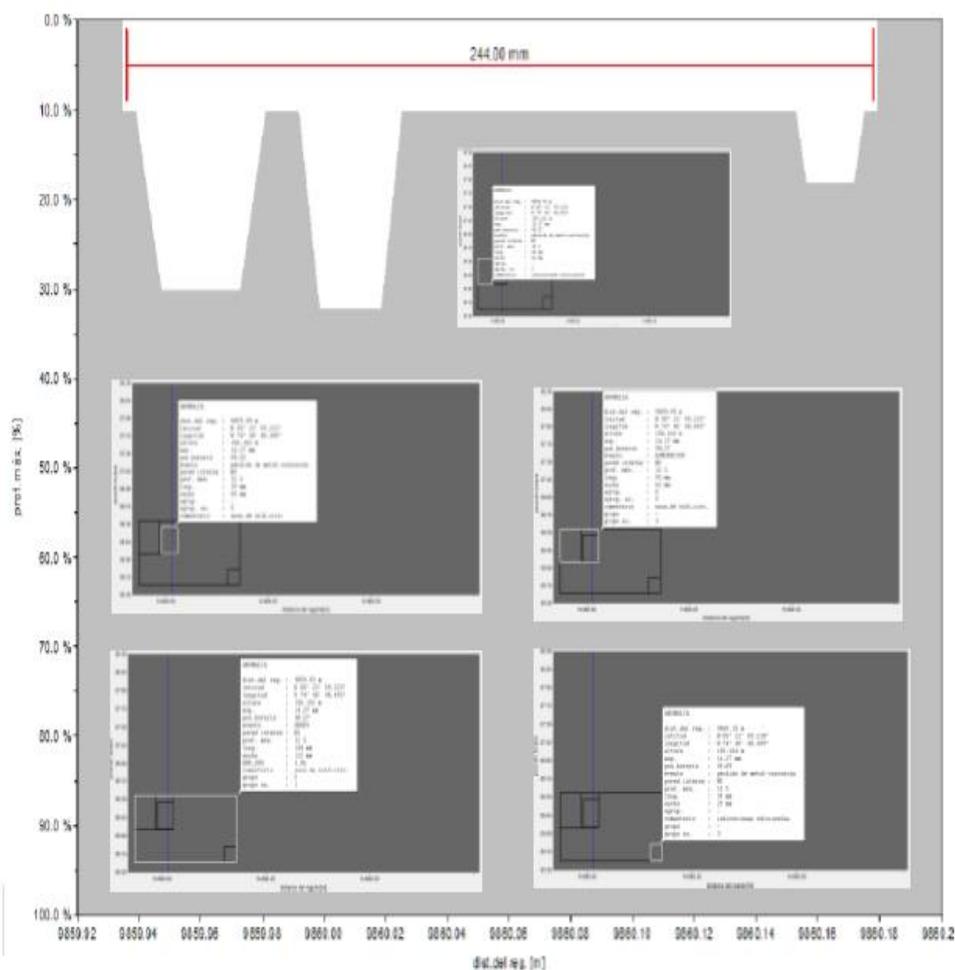


Ilustración 40 Perfil de profundidad TAG 9859,33 por medio de FEA (CDA/CAE)

Fuente: Elaboración propia, estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Crisancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

Tabla 38 Perfil de profundidad TAG 9812,99 por medio de FEA

REG.	Evento/comentario	Tipo de corrosión	Pos horaria	Prof Def [%]	Long def [mm]	Ancho def [mm]	Espesor perdid [mm]	Angulo central	Angulo barrido
9812,99	GRUPO/Anomalia en soldadura circunferencial / Defecto dentro del lecho del rio Magdalena	Corrosión externa	08:00	10	185	96	1,427	240	21,6
D1	Subdefecto	Corrosión externa	08:10	24	19	18	3,425	245,08	4,06
D2	Subdefecto	Corrosión externa	07:52	17	38	31	2,426	236,44	6,99
D3	Subdefecto	Corrosión externa	08:00	24	47	62	3,425	240	13,99
D4	Subdefecto	Corrosión externa	08:00	33	49	96	5,565	21,66	

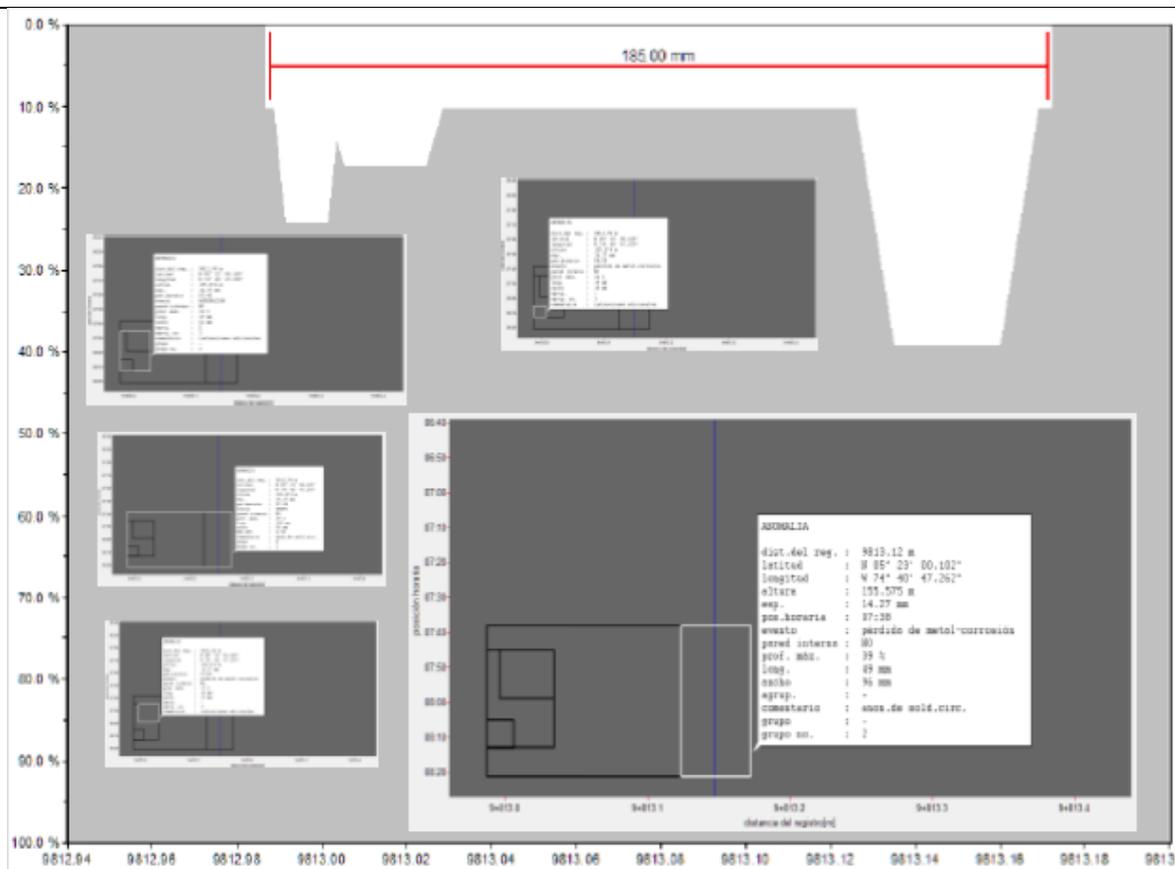


Ilustración 41 Perfil de profundidad TAG 9812,99 por medio de FEA (CDA/CAE)

Fuente: Elaboración propia, estudio realizado por IIP, avalado por Ing. Eduardo Cristancho, Gaseoducto Puerto Salgar – Mariquita 2015

Anexo 6.2 Comparación entre los diferentes estándares y programas utilizados durante el trabajo de grado (ASME B31.G Y MODIFIELD, RSTRENG, FEA)

Tabla 39 Comparación de los diferentes estándares utilizados

B31G	B31GM	RSTRENG	FEA	Presión segura prom.	Dif. prom
642	584	591	704	630.25	11.7
677	653	681	736	686.75	7.17
666	640	648	648	652	0.61

Fuente: Datos proporcionados por la empresa IIP

Se hace la comparación entre las presiones seguras que arrojo cada criterio y se nota que la máxima desviación entre los criterios sencillos (ASME B31.G Y MODIFIELD, RSTRENG) y el más complejo (RSTRENG) es del 12%. Lo cual es aceptable para este trabajo.

Anexo 7. Costos por nivel

Tabla 40 Costos por nivel

NIVEL	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	VALOR
	1	Servicio de seguimiento y control	Mes	\$ 1.427.611	12	\$17.131.332
	2	Evaluación de actitud para el servicio (Fitness for Service API-579) de líneas	Unidad	\$ 2.123.696	11	\$23.360.656
NIVEL 1, 2 Y 3	3	MFL para líneas de flujo cualquier diámetro	m ²	\$ 88.164	1371	\$120.872.844
	4	Inspección del sistema de protección catódica mediante la técnica CIS	km	\$ 339.481	0,904	\$306.891
	5	Inspección del estado del recubrimiento mediante la técnica DCVG	km	\$ 373.036	0,904	\$337.225
NIVEL 1	6	Evaluación por defecto en el nivel 1 MODIFIED ASME B31.G	Unidad	\$100.000	29	\$2.900.000
			Unidad	\$ 40.000	29	\$ 1.160.000
NIVEL 2	7	Evaluación por defecto en el nivel 2	Unidad	\$ 1.400.000	3	\$4.200.000
NIVEL 3	8	Inspección de pérdida de metal y mapeo inercial CDG	Unidad	\$10.680.498	1	\$10.680.498
	9	Evaluación por defecto en el nivel 3	Unidad	\$ 7.000.000	3	\$21.000.000
					TOTAL	\$201.949.445

Fuente: Datos suministrados por la empresa PROCORR Profesionales en Corrosión S.A.S., Ing. Ariel Yamir Vargas