

EVALUACIÓN DE ESTADO DE INTEGRIDAD DE LÍNEA DE FLUJO DE
INYECCIÓN DE AGUA CPF-X DEL CPF DE CUSIANA

PABLO CESAR CAMARGO CHITIVA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
YOPAL
2022

EVALUACIÓN DE ESTADO DE INTEGRIDAD DE LÍNEA DE FLUJO DE
INYECCIÓN DE AGUA CPF-X DEL CPF DE CUSIANA

PABLO CESAR CAMARGO CHITIVA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Director:

GUSTAVO ADOLFO RONDÓN ZABALA
INGENIERO MECATRÓMECANICO
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE PROYECTOS

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

YOPAL

2022

DEDICATORIA

Con todo el corazón dedico este trabajo a Dios, mi esposa, mis hijos y familiares que son mi motor para continuar creciendo cada día profesionalmente y como ser humano.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|--|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 16 |
| 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 17 |
| 2. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO | 23 |
| 3. OBJETIVOS | 24 |
| 3.1 OBJETIVO GENERAL | 24 |
| 3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 24 |
| 4. MARCO TEÓRICO: | 25 |
| 4.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CUSIANA | 25 |
| 4.2 DISEÑO DE LÍNEAS DE FLUJO | 25 |
| 4.2.1 Consideraciones básicas para el diseño de tuberías | 26 |
| 4.2.2 Selección del factor de diseño | 26 |
| 4.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD LINEAS DE FLUJO | 27 |
| 4.3.1 Inventario e identificación de límites físicos | 27 |
| 4.3.2 Tipos de fallas en líneas de flujo | 29 |
| 4.3.3 Inspección y Control de Barreras en la parte Interna | 38 |
| 4.3.4 Evaluación de integridad | 40 |
| 4.3.5 Evaluación dinámica del riesgo | 40 |
| 4.3.6 Toma de decisiones | 48 |
| 5. EVALUACIÓN DE ESTADO DE INTEGRIDAD DE LA LÍNEA CPF-X | 49 |
| 5.1 ANTECEDENTES | 49 |
| 5.2 EVALUACION DE INDICACIONES DE CORROSION INTERNA. | 51 |
| 5.2.1 Dimensiones de las anomalías | 51 |
| 5.2.2 Estimación inicial de velocidad de crecimiento inicial | 52 |
| 5.2.3 Evaluación teórica de crecimiento de indicaciones | 52 |
| 5.2.4 Resultados de evaluación teórica de indicaciones | 53 |

| | |
|--|----|
| 5.2.5 Cálculo de fecha de intervención de anomalías | 54 |
| 5.2.6 Validación de indicaciones de corrosión interna | 57 |
| 5.2.7 Cálculo de velocidad de corrosión real | 58 |
| 5.3 REPARACIONES | 59 |
| 5.3.1 Método de reparación | 59 |
| 5.3.2 Reparaciones 2017 | 63 |
| 5.3.3 Reparaciones 2018 | 63 |
| 5.3.4 Reparaciones 2019 | 64 |
| 5.3.5 Reparaciones 2020 | 66 |
| 5.4 EVALUACIÓN DE CORROSIÓN EXTERNA | 70 |
| 5.4.1 Estado de sistema de protección catódica | 70 |
| 5.4.2 Estado de recubrimiento | 71 |
| 5.4.3 Indicaciones de corrosión externa | 71 |
| 5.5 VALORACIÓN DEL RIESGO DE LA LÍNEA CPF-X | 71 |
| 5.5.1 Valoración del riesgo dinámico línea CPF-X método del corbatín | 72 |
| 6. CONCLUSIONES | 83 |
| BIBLIOGRAFIA | 84 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Características de la línea. | 19 |
| Tabla 2. Resumen de anomalías reportadas por ILI 2011. | 20 |
| Tabla 3. Resultados de validación del 2017. | 21 |
| Tabla 4. Mecanismos Corrosión para los sistemas de los Campos Cusiana | 39 |
| Tabla 5. conceptos para un análisis Bow-Tie | 43 |
| Tabla 6. Descripción del tipo de barrera | 44 |
| Tabla 7. efectividad de las barreras | 44 |
| Tabla 8. Tipo de decisiones de acuerdo con la valoración del riesgo. | 46 |
| Tabla 9. Indicaciones reparadas de ILI del 2006. | 49 |
| Tabla 10. Resumen de anomalías reportadas por ILI 2011. | 50 |
| Tabla 11. Indicaciones reparadas de ILI del 2011. | 50 |
| Tabla 12. Detalle de indicaciones que requieren validación al 2025. | 55 |
| Tabla 13. Resumen de indicaciones que requieren validación | 56 |
| Tabla 14. Indicaciones validas del ILI del 2011 | 57 |
| Tabla 15. Velocidad de corrosión de Indicaciones validas del ILI del 2011 | 58 |
| Tabla 16. Indicaciones validas en el 2017 del ILI del 2011 | 63 |
| Tabla 17. Indicaciones validas en el 2018 del ILI del 2011 | 64 |
| Tabla 18. Indicaciones validas en el 2019 del PK 2+145.19 al 2+152.89del ILI del 2011 de la línea CPF-X | 65 |
| Tabla 19. Indicaciones validas en el 2019 del PK 1+621.35 a PK 1+627.60 del ILI del 2011 de la línea CPF-X | 66 |
| Tabla 20. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+508.25 al 1+521.79 del ILI del 2011 de la línea CPF-X | 67 |
| Tabla 21. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+639.92 al PK 1+648.98 del ILI del 2011 de la línea CPF-X | 68 |

| | |
|---|----|
| Tabla 22. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+992,35 al PK 1+997,73 del ILI del 2011 de la línea CPF-X | 69 |
| Tabla 23. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+992,35 al PK 1+997,73 del ILI del 2011 de la línea CPF-X | 69 |
| Tabla 24. Resultados medición poste a poste año 2020. | 70 |
| Tabla 25. Resultados inspección del recubrimiento mediante la técnica DCVG. | 71 |
| Tabla 26. Acciones resultantes del análisis de riesgo dinámico | 82 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Camisa metálica tipo B | 14 |
| Figura 2. Distribución de líneas de flujo y plataformas en campo Cusiana | 17 |
| Figura 3. Recorrido de líneas de flujo y plataformas en campo Cusiana activas | 18 |
| Figura 4. Recorrido de línea CPF-X y perfil de elevación. | 20 |
| Figura 5. Puntos validados en el 2017 | 21 |
| Figura 6. Proyección de crecimiento de anomalías contra mínimo espesor requerido. | 22 |
| Figura 7. Factores de seguridad en la presión de diseño. | 27 |
| Figura 8. Límites físicos y operacionales para el Sistema de Gestión de Integridad | 28 |
| Figura 9. Comparación de incidentes en tuberías destinadas al transporte de diferentes productos. | 30 |
| Figura 10. tipos de defectos en líneas de flujo. | 31 |
| Figura 11. Proceso de evaluación de defectos en tuberías. | 32 |
| Figura 12. Esquema de un defecto volumétrico causado por corrosión | 33 |
| Figura 13. Factor de protuberancia adoptado por los distintos modelos | 36 |
| Figura 14. Perfil parabólico del modelo original (67 %) y del modelo modificado (85 %). | 38 |
| Figura 15. Método de corbatín | 42 |
| Figura 16. Pasos para la valoración del riesgo | 45 |
| Figura 17. RAM Ecopetrol (HSE-G-050) | 47 |
| Figura 18. Distribución de las indicaciones respecto al recorrido de la línea | 51 |

| | |
|--|----|
| Figura 19. Factor de crecimiento | 52 |
| Figura 20. proyección de crecimiento de la indicación y calculo según ASME B.31G de estado actual de las anomalías. | 53 |
| Figura 21. Tiempo para las respuestas programadas según API RP 1160 | 54 |
| Figura 22. Velocidad de corrosión de indicaciones validadas y ubicación en el trazado de la línea. | 59 |
| Figura 23. Diseño junta longitudinal | 61 |
| Figura 24. Diseño junta circunferencial | 61 |
| Figura 25. Orden de soldadura en camisa metálica tipo B | 62 |
| Figura 26. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2017 en la línea CPF-X. | 63 |
| Figura 27. Camisas meticas tipo B instaladas en el 2018 en la línea CPF-X. | 64 |
| Figura 28. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2019 en la línea CPF-X del PK 2+145.19 al 2+152.89. | 65 |
| Figura 29. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2019 en la línea CPF-X del PK 1+621.35 a PK 1+627.60. | 66 |
| Figura 30. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 1+508.25 al 1+521.79 | 67 |
| Figura 31. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 1+639.92 al PK 1+648.98 | 68 |
| Figura 32. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 1+992,35 al PK 1+997,73 | 69 |
| Figura 33. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 2+070.04 al PK 2+074.08 | 70 |
| Figura 34. Valoración del riesgo método corbatín línea CPF-X | 73 |
| Figura 35. Identificación y caracterización de las barreras de prevención, Identificación de los factores de degradación, Identificación y caracterización de los controles de degradación | 74 |

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN DE ESTADO DE INTEGRIDAD DE LÍNEA DE FLUJO DE INYECCIÓN DE AGUA CPF-X DEL CPF DE CUSIANA.*

AUTOR:

PABLO CESAR CAMARGO CHITIVA**

PALABRAS CLAVE: Integridad mecánica, inspección con herramienta inteligente ILI, riesgo dinámico, barreras de mitigación, barreras de prevención.

CONTENIDO:

La presente monografía muestra la evaluación de estado de integridad de la línea CPF-X mediante la proyección de crecimiento de anomalías de corrosión interna detectadas por herramienta inteligente ILI y calculo de vida útil de la línea de inyección de agua del campo Cusiana mediante la metodología de evolución de anomalías con la norma ASME B31G y definición de fecha de intervención de anomalías según la norma API- 1160 sección 9 y anexo realizando un plan de acción para mantener operativa en un periodo de cinco años. Igualmente se realiza una evaluación del estado del sistema de protección de corrosión externa según inspección del sistema de protección catódica y estado de recubrimiento externo mediante las metodologías CIPS y DCVG. Para las indicaciones de corrosión interna y externa que tengan vida remanente inferior a cinco años se define el método de reparación mediante la instalación de camisas tipo B cumpliendo con normas API 1104 y ASME PCC2.

Dentro del alcance de este trabajo se busca controlar el riesgo de la línea mediante el análisis de riesgo dinámico con la metodología del corbatín definiendo el peligro, evento limite, amenazas con sus barreras de prevención y mitigación con los controles de los factores de degradación definiendo su efectividad con el propósito de evitar las consecuencias definidas, dentro de este ejercicio se busca definir acciones para mantener controlado el riesgo inherente a la operación de la línea de inyección de agua.

* Monografía de grado

**Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: GUSTAVO ADOLFO RONDÓN ZABALA

ABSTRACT

TITLE: ASSESSMENT OF THE STATE OF INTEGRITY OF THE CPF-X WATER INJECTION FLOW LINE OF THE CUSIANA CPF. *

AUTHOR: PABLO CESAR CAMARGO CHITIVA **

KEYWORDS: Mechanical integrity, ILI In-line Inspection, surface volumetric defects, dynamic risk, mitigation barriers, prevention barriers.

CONTENT:

This monograph shows the evaluation of the state of integrity of the CPF-X line through the projection of growth of internal corrosion anomalies detected by the intelligent ILI tool and calculation of the remaining life of the Cusiana field water injection line through the methodology of evolution of anomalies with the ASME B31G standard and definition of the date of intervention of anomalies according to the API-1160 standard section 9 and annex, carrying out an action plan to maintain operations in a period of five years. Likewise, an evaluation of the state of the external corrosion protection system is carried out according to the inspection of the cathodic protection system and the state of the external coating using the CIPS and DCVG methodologies. For indications of internal and external corrosion that have a remaining life of less than five years, the repair method is defined by installing type B sleeves in compliance with API 1104 and ASME PCC2 standards.

Within the scope of this work, the aim is to control the risk of the line through dynamic risk analysis with the bow tie methodology, defining the danger, limit event, threats with their prevention and mitigation barriers with the controls of the degradation factors defining their effectiveness with the purpose of avoiding the defined consequences, within this exercise the aim is to define actions to keep the risk inherent in the operation of the water injection line under control.

* Monograph

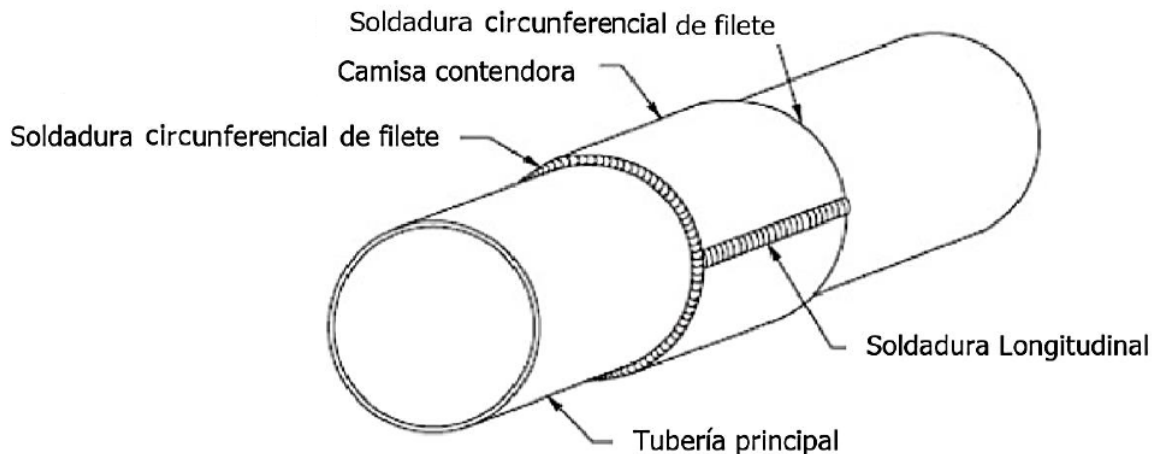
**Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director GUSTAVO ADOLFO RONDÓN ZABALA

GLOSARIO

Anomalía: Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.

Camisas mecánicas tipo B: componente metálico utilizado para la reparación de tuberías en servicio construida de dos mitades semicirculares que son soldadas con soldaduras longitudinales y soldadura circunferencial de filete al tubo a reparar. Se conceptualiza como un recipiente a presión, diseñado para contener la presión de operación del ducto en caso de pérdida de contención del ducto. (Ver figura 1)

Figura 1. Camisa metálica tipo B



Fuente: Procedimiento instalación segura de camisas tipo B. Compañía especialista MASA. Mecánicos Asociados S.A.S P.3.

Corrosión: Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

Defecto: Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.

Herramienta inteligente: Herramienta inteligente utilizada para registrar daños y defectos en la pared del ducto.

ILI: Inspección de ductos metálicos desde su interior con una herramienta de inspección, normalmente denominada Herramienta inteligente.

Espesor nominal de pared: Es el espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación.

Espesor mínimo requerido: Es el espesor de pared de la tubería requerido para cada parte del cuerpo calculado con base a presión, temperatura y otras cosas usando las fórmulas apropiadas de diseño y el esfuerzo permisible de código

Grieta: Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.

Presión de diseño: Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual a 1,1 veces la presión de operación máxima.

Presión de operación máxima (POM): Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación.

Protección catódica: Es el procedimiento electroquímico para proteger los ductos enterrados y/o sumergidos contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial convirtiendo la superficie metálica en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente del sistema seleccionado.

INTRODUCCIÓN

Es importante destacar que las líneas de flujo en la industria de los hidrocarburos son indispensables para asegurar el proceso tanto de producción como de transporte, por lo cual es indispensable que estos activos estén disponibles para poder continuar con la producción siendo de vital importancia asegurar la integridad de las líneas de flujo con el fin de no incurrir en daños a personas, medio ambiente, o pérdidas de producción.

El campo de producción de Ecopetrol Cusiana en la actualidad cuenta con 19 well pads activos en los cuales se encuentran 32 pozos entre productores e inyectores de gas y agua, para conectar estos pozos al CPF de Cuasina se cuenta con 9 líneas troncales y 9 líneas ramales de producción, 6 líneas troncales y 5 líneas ramales de inyección de gas y cuenta con una sola línea troncal de inyección de agua con una línea ramal.

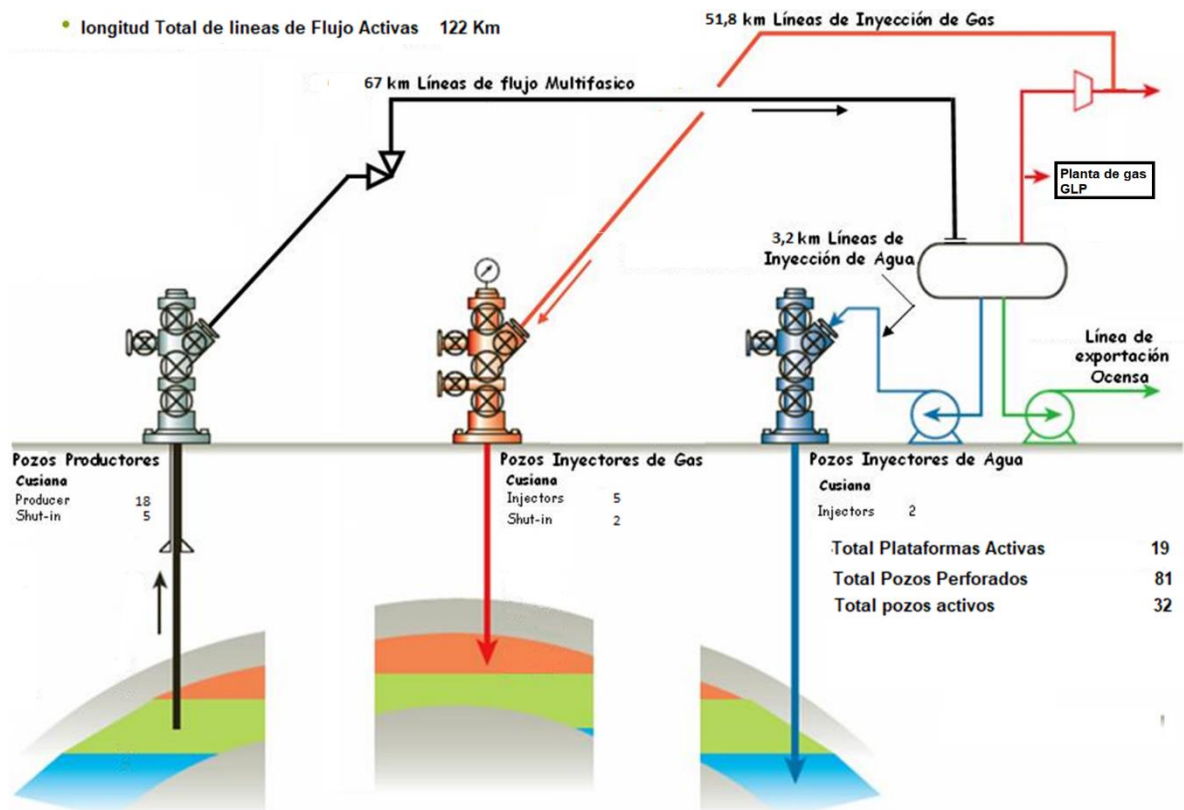
Teniendo en cuenta que el campo Cusiana solo cuenta con una troncal de inyección de agua es importante conocer el estado de integridad de esta troncal y mantener operativa esta línea con el fin de que el campo Cusiana pueda continuar su producción.

Dentro de este proyecto analizaremos el nivel de riesgo y estado de integridad de esta línea, se definirá plan de acción para mantener operativa la línea de inyección mientras se construye nueva línea de inyección.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

EL campo Cusiana de Ecopetrol tiene una producción de 1800 BPD de crudo, 180MSCFD de gas y 6,7 KBPED de productos como Gas Licuado de Petróleo y GLP, para lograr esta producción tiene que inyectar 20000 BPD de agua producida resultado de separación del flujo multifásico (crudo, gas y agua) de los 16 pozos productores.

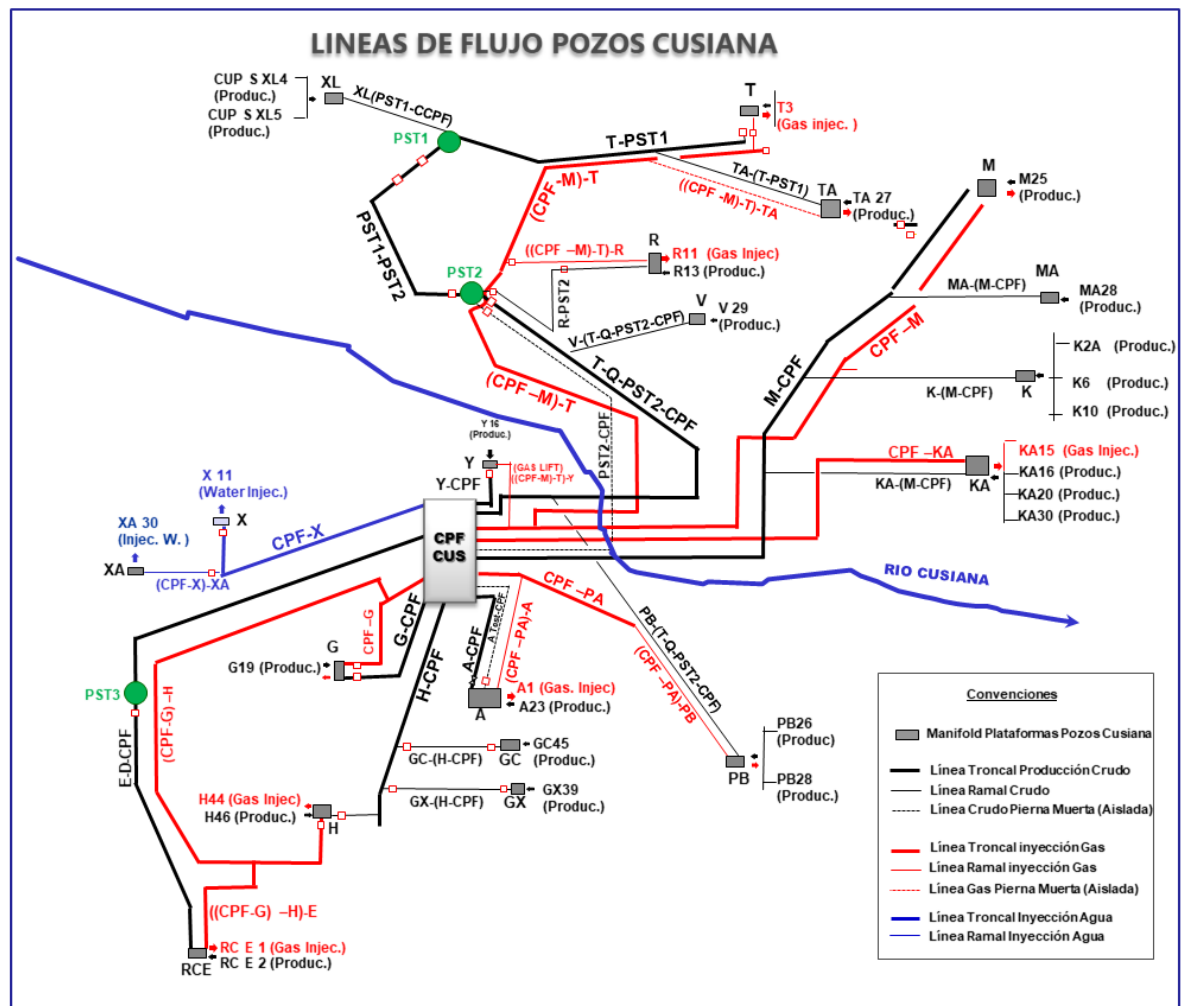
Figura 2. Distribución de líneas de flujo y plataformas en campo Cusiana



Fuente: Fuente: Estrategia para el manejo de la integridad de plataformas de pozos y líneas de flujo, BP Colombia, Versión 0. 2006. P8.

El campo de producción de Ecopetrol Cusiana en la actualidad cuenta con 19 well pads activos en los cuales se encuentran 32 pozos entre productores e inyectores de gas y agua, para conectar estos pozos al CPF de Cusiana se cuenta con 9 líneas troncales y 9 líneas ramales de producción, 6 líneas troncales y 5 líneas ramales de inyección de gas, adicionalmente se tiene una línea troncal de inyección de agua llamada CPF-X con una línea ramal llamada (CPF-X)-XA por medio de las cuales se inyecta el agua producida en los pozos X-11 y XA-30 .

Figura 3. Recorrido de líneas de flujo y plataformas en campo Cusiana activas



Fuente: Autor

El sistema de almacenamiento de agua producida dentro del CPF cuenta con una capacidad de almacenamiento de 60000 barriles con autonomía máxima de 72 horas sin inyección de agua en los pozos X-11 y XA-30, una vez alcanzado el nivel de almacenamiento máximo si no se cuenta con disponibilidad del sistema de inyección de agua producida se debe parar la producción total del CPF Cusiana. Teniendo en cuenta que solo se cuenta con una línea troncal de inyección da agua (CPF-X) se hace indispensable la disponibilidad de esta línea para la continuidad de la operación del CPF Cusiana.

En la tabla 1 se muestran las principales características de la línea CPF-X.

Tabla 1. Características de la línea.

| | |
|------------------------------|--------------------|
| Descripción: | LINEA FLUJO |
| tag | CPF-X |
| Diámetro: | 10" |
| Longitud: | 2419 mts |
| Material: | API 5L X65 PSL2 |
| Espesor de pared: | 0,875" |
| Corrosión Allowance: | 0,125" |
| Piping Class: | I2A2 |
| Presión de diseño: | 6200 |
| Fluido de Servicio: | WATER INJECTION |
| Fecha de instalación: | 15/12/1997 |
| Tipo de tubería: | SMLS |

Figura 4. Recorrido de línea CPF-X y perfil de elevación.



Fuente: tomado de Google Earth.

En el año 2011 se realizó un ILI a la línea CPF-X donde se reportaron 378 anomalías como se puede ver en la tabla 2.

Tabla 2. Resumen de anomalías reportadas por ILI 2011.

| RESUMEN ANOMALIAS REPORTADAS 2011 | | | | | |
|--|------------------------|----------|-----------------|----------|------------|
| % de profundidad perdida metal | Anomalías corrosión | | Otras anomalías | | TOTAL |
| | Interna | Externa | Interna | Externa | |
| 60% al 79% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40% al 60% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20% al 39% | 75 | 0 | 0 | 0 | 75 |
| 10% al 19% | 303 | 0 | 0 | 0 | 303 |
| TOTAL | 378 | 0 | 0 | 0 | 378 |

En el 2017 se realizó una inspección mediante la técnica scan C en la indicación del PK 1+460.07 con el fin de verificar el crecimiento de la anomalía reportada en el ILI del 2011, en esta validación se detectó un crecimiento de 36.19% de la anomalía la cual es equivalente a una tasa de crecimiento de 41 MPYs con la cual se realiza proyección de las 378 anomalías dando como resultado que las 378 anomalías tendrían pérdidas de espesor que superarían el espesor mínimo requerido por presión (figura 6). Por lo anterior se hace necesario realizar un análisis de estado de integridad de la línea con un plan de acción para mantener esta línea operativa durante los siguientes cinco años que fue el tiempo establecido para instalar una nueva línea.

Tabla 3. Resultados de validación del 2017.

| PK | REPORTADO ILI 2011 | | | PROYECTADO 2017 | | | RESULTADO VALIDACION 2017 | | |
|-------------|--------------------|----------|-------|-----------------|------------|----------|---------------------------|----------|----------|
| | PERDIDA | LONGITUD | ANCHO | PERDIDA | LONGITUD | ANCHO | PERDIDA | LONGITUD | ANCHO |
| PK 1+451.83 | 22% | 1331 mm | 41 mm | 32,51% | 1966,12 mm | 60,56 mm | 55,81% | 784 mm | 320,6 mm |
| PK 1+460.07 | 22% | 186 mm | 36 mm | 32,51% | 274,76 mm | 53,18 mm | 58,19% | 300,4 mm | 140,3 mm |
| PK 1+461.51 | 25% | 298 mm | 36 mm | 35,52% | 423,07 mm | 51,11 mm | 54,91% | 672 mm | 367,6 mm |

Figura 5. Puntos validados en el 2017

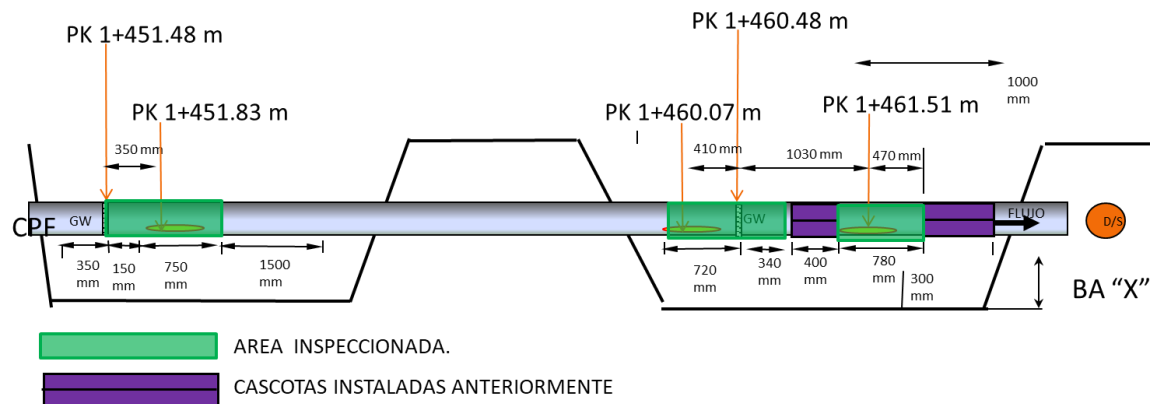
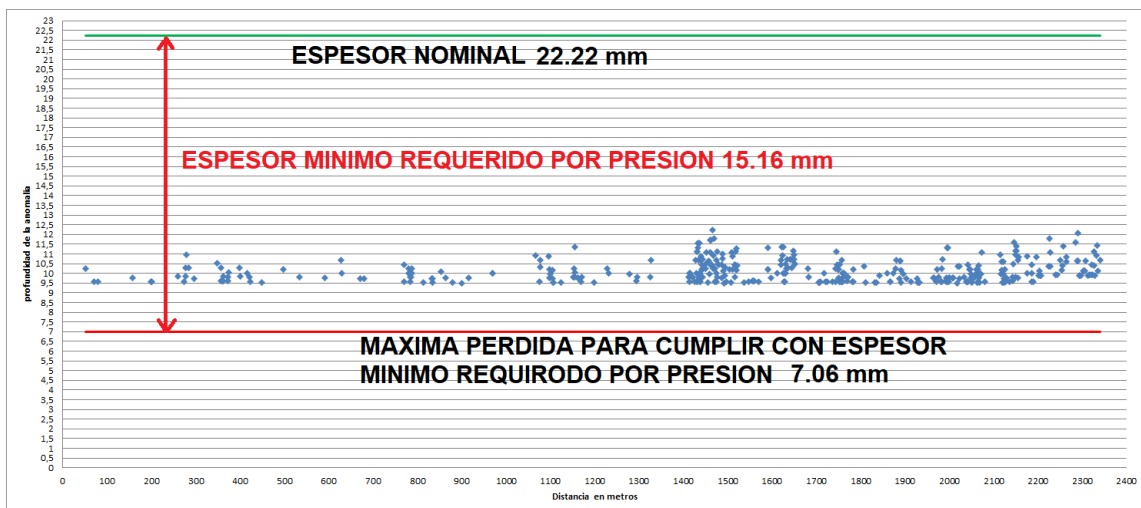


Figura 6. Proyección de crecimiento de anomalías contra mínimo espesor requerido.



2. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO

Es importante realizar este proyecto pues se busca la proyección de vida útil de la línea de inyección de agua del campo Cusiana y realizar un plan de acción para mantener operativa la línea asegurando la producción del campo Cusiana estimada en 1 millón de dólares por día más la producción de los campos Cupiagua y Floreña que sumarian un total de 3 millones de dólares por día.

Igualmente, en este proyecto se busca realizar un análisis de riesgo dinámico para establecer estado de barreras de mitigación y prevención revisando su efectividad estableciendo acciones para mitigar el riesgo.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación del estado de integridad mecánica de la línea CPF-X teniendo como base las anomalías identificadas en inspección con herramienta inteligente ILI, validaciones de campo, análisis de barreras de mitigación y prevención definiendo planes de acción para mantener operativa la línea hasta diciembre del 2025 fecha que se tiene como objetivo para iniciar a operar la nueva línea de inyección de agua producida.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Ejecutar una revisión mediante los métodos de proyección de crecimiento de anomalías para definir plan de intervención de anomalías con el fin de mantener operativa la línea de inyección de agua CPF-X en un periodo de cinco años.

Realizar un análisis de riesgo dinámico de la línea CPF-X para analizar barreras de mitigación y prevención contra el riesgo con su respectiva efectividad y plan de acción para mitigar el riesgo.

4. MARCO TEÓRICO:

4.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CUSIANA

La figura No 2 describe el sistema de líneas de flujo y las plataformas pertenecientes a campo de Cusiana de Ecopetrol.

Se tienen 122 km de líneas de flujo y aproximadamente 6 km más de tuberías en plataformas de pozos. En cada plataforma pueden existir uno o más pozos, los cuales fluyen hacia un manifold común y desde el que se desprende una tubería que puede ir directamente hacia la instalación de procesamiento central (CPF) o hacia una línea de flujo troncal.

4.2 DISEÑO DE LÍNEAS DE FLUJO

Para diseñar líneas de flujo se consideran dos aspectos fundamentales:

- a) la capacidad de conducción de fluido;
- b) la seguridad de las instalaciones.

El diseño de los ductos considerando su capacidad de conducción se basa en la mecánica de fluidos, aspecto que no es abordado en este artículo. Con respecto a la seguridad de las instalaciones, los diseños se basan en códigos, normas y leyes

que regulan la actividad^{1 2 3}, con el fin de garantizar la integridad de los ciudadanos y sus bienes.

4.2.1 Consideraciones básicas para el diseño de tuberías. La capacidad por presión interna de una tubería que transporta líquido o gas está dada por la siguiente expresión en base a la fórmula de Barlow ^{4 5}:

$$P = \frac{2t (SMYS)}{D}$$

Donde:

| | | |
|------|---|---|
| P | = | Presión interna, (psi). |
| D | = | Diámetro exterior del tubo, (pulg). |
| t | = | Espesor nominal del tubo, (pulg). |
| SMYS | = | Resistencia a la cedencia mínima especificada, (psi). |

4.2.2 Selección del factor de diseño. El factor de seguridad recomendado estará en función del tipo de defecto que se encuentre en la tubería, el tipo de fluido transportado (presión de operación), la distancia mínima especificada para la construcción de la tubería, la confiabilidad de los datos utilizados en la evaluación, el método de evaluación, y las consecuencias debido a la eventual falla de la tubería.

¹ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping System, 2014

² AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME B31.8S, Managing System Integrity of Gas Pipelines, 2014

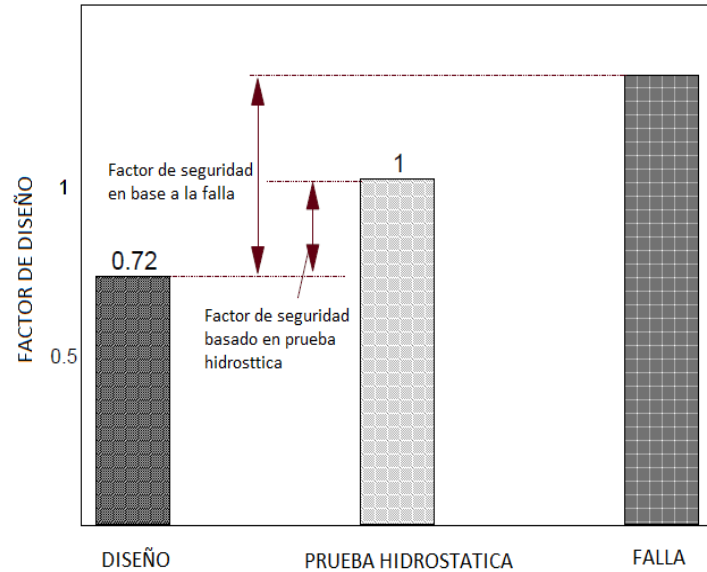
³ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ANSI/ASME B31.4 Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols, American National Standard, 1992

⁴ HOPKINS, P. Penspen Group, Introduction to Basic Pipeline Engineering Principles. 2003. p.12-13

⁵ MASSA, J.C., GIUDICI, A.J., MURACT, J., Tipificación de los defectos volumétricos en cañerías de conducción de gas con problemas de corrosión, Segundo Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica - II CAIM 2010, San Juan, Argentina, 2010

la figura 7 muestra el factor de diseño de una tubería teniendo en cuenta el valor de prueba hidrostática y el valor falla de la tubería.

Figura 7. Factores de seguridad en la presión de diseño.



Fuente: HOPKINS, Phil. Penspen Group, Introduction to Basic Pipeline Engineering Principles, 2003. P9.

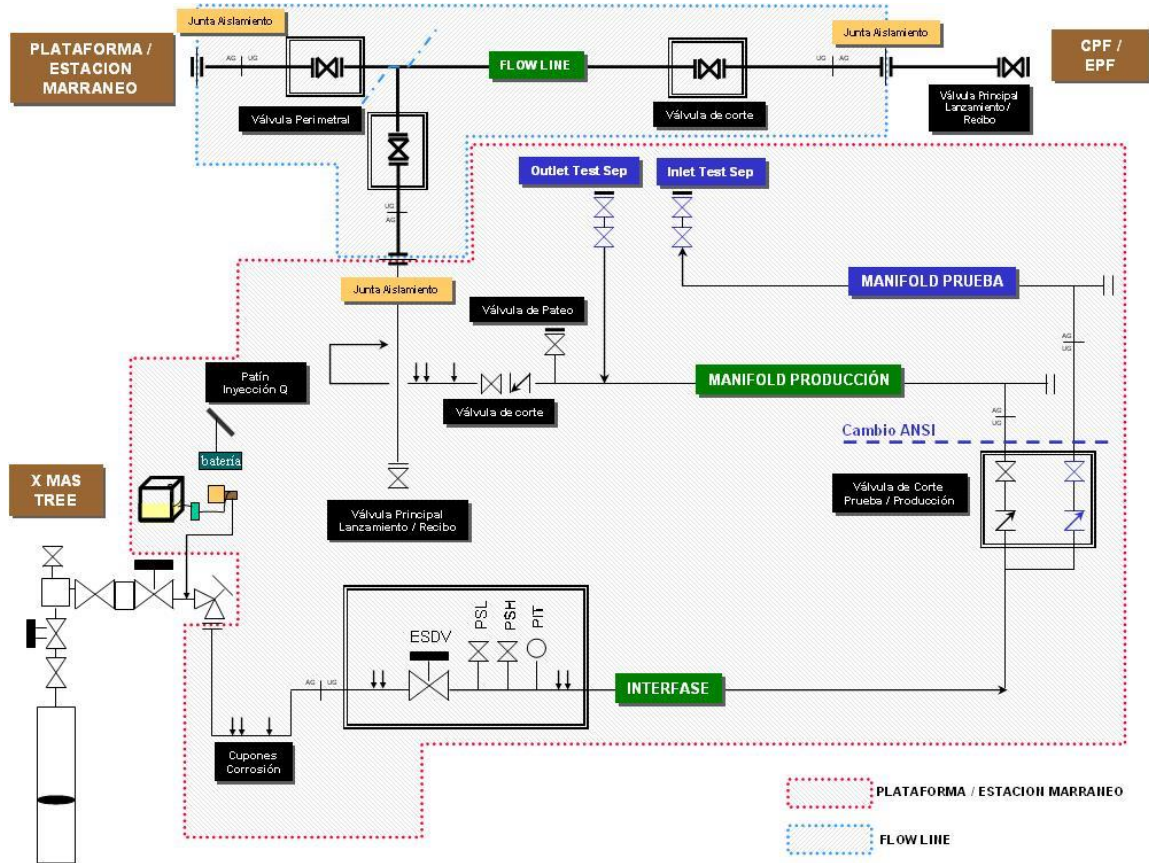
El factor de diseño para la capacidad permisible por presión interna (f_{DIS}) en tuberías que transportan líquidos es de 0.72⁶

4.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD LINEAS DE FLUJO

4.3.1 Inventario e identificación de límites físicos. Para el Sistema de Gestión de Integridad los límites físicos y operacionales están definidos de la siguiente manera (véase Figura No 8):

⁶ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ANSI/ASME B31.4 Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols, American National Standard, 1992

Figura 8. Límites físicos y operacionales para el Sistema de Gestión de Integridad



Fuente: Estrategia para el manejo de la integridad de plataformas de pozos y líneas de flujo, BP Colombia, Versión 0. 2006. P11

Plataformas de Pozos

- Desde la primera brida que se encuentra aguas abajo del choque de los pozos (última brida del Árbol de Navidad) hasta la brida de aislamiento en el manifold de producción. Incluye las líneas interfase de prueba y de producción, las tuberías que conforman el manifold de producción y el de prueba, las válvulas y accesorios que se encuentran a lo largo de la interfase. Incluye además las facilidades permanentes para el envío de marranos, es decir, línea de pateo, válvulas de pateo y válvula principal.
- Las Estaciones de Marraneo están consideradas como Plataformas y los límites físicos están definidos a partir de las bridas de aislamiento.

- En el caso de no existir facilidades de marraneo, los límites físicos se extienden a todas las facilidades que se encuentren entre la última brida del Árbol de Navidad aguas abajo del choque, hasta la brida de aislamiento en el manifold de producción.

Líneas de Flujo

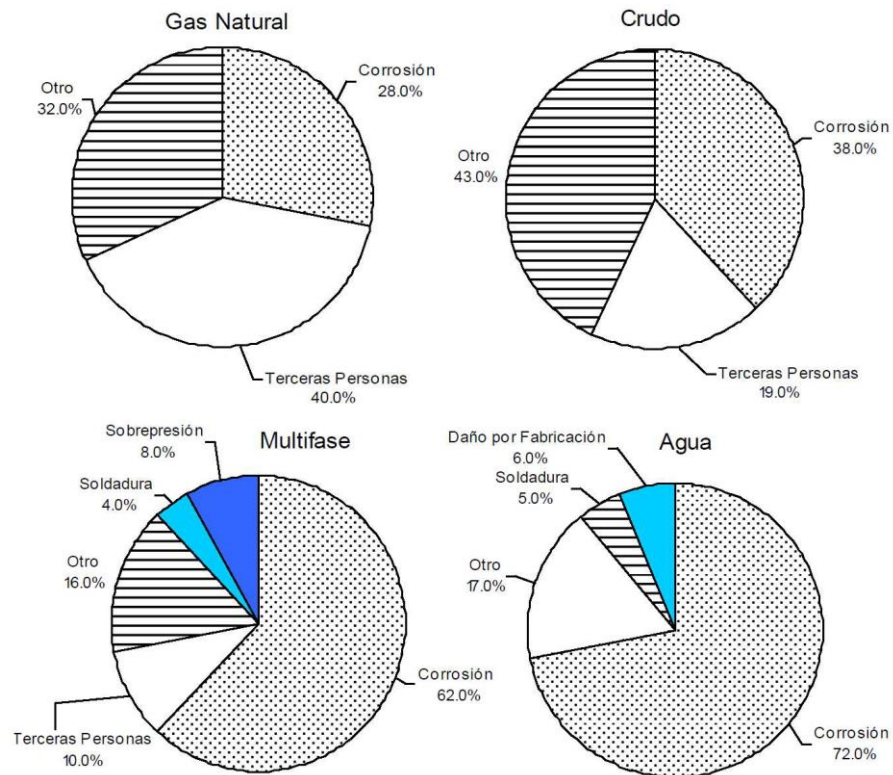
- Desde la brida de aislamiento en el manifold de producción o Estación de Marraneo hasta la brida de aislamiento a la entrada de los CPPS, EPFs o Plataformas. Incluye válvulas perimetrales, válvulas de corte, Tie Ins, Jumpers y todos los accesorios que se encuentran a lo largo del derecho de vía.

El Sistema de Gestión de Integridad en Plataformas de Pozos y Líneas de Flujo se rige bajo la premisa de Mantener contenidos los hidrocarburos en la tubería durante todo el tiempo de vida útil (keep hydrocarbons in the pipe / keep our value inside), es decir, el Sistema de Gestión de Integridad debe permitir asegurar, que a lo largo del tiempo de vida útil de las Plataformas de Pozos y las Líneas de Flujo, no se presenten derrames o fugas no controladas o no intencionadas, ni eventos que atenten contra las personas, el medio ambiente, el negocio y la reputación de la compañía.

4.3.2 Tipos de fallas en líneas de flujo. La figura 9 describe los diferentes tipos de falla según el tipo de producto que transportan.⁷

⁷ HOPKINS, P. Penspen Group, Introduction to Basic Pipeline Engineering Principles. 2003. p.12-13

Figura 9. Comparación de incidentes en tuberías destinadas al transporte de diferentes productos.



Alberta, Canadá, 1991 – 208,000 km

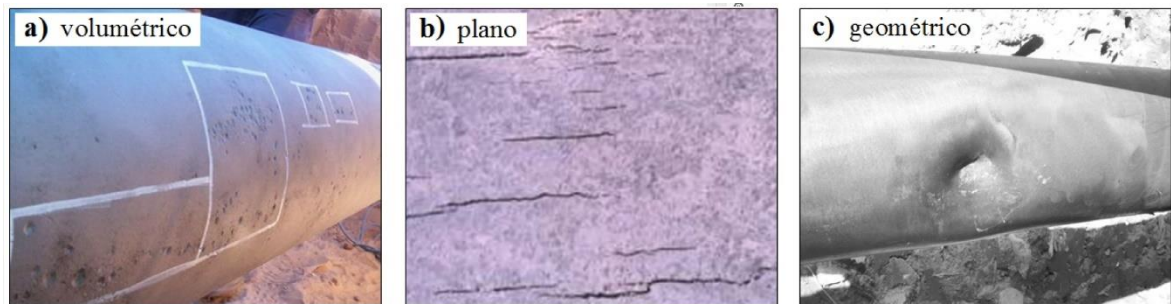
Fuente: HOPKINS, Phil. Penspen Group, Introduction to Basic Pipeline Engineering Principles, 2003. P13.

4.3.2.1 Tipos de defectos en líneas de flujo. Principalmente hay tres tipos de defectos en línea de flujo los cuales se describen a continuación.

Defecto volumétrico: pérdida de espesor de la pared del ducto por corrosión, que puede ser externa o interna, donde en general la relación largo/ancho es inferior a 10^8 . La Fig. 10-a muestra un defecto volumétrico producido por corrosión externa.

⁸ MASSA, J.C., GIUDICI, A.J., MURACT, J., Tipificación de los defectos volumétricos en cañerías de conducción de gas con problemas de corrosión, Segundo Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica - II CAIM 2010, San Juan, Argentina, 2010

Figura 10. tipos de defectos en líneas de flujo.



Fuente: A.J. Giudici et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. P2.

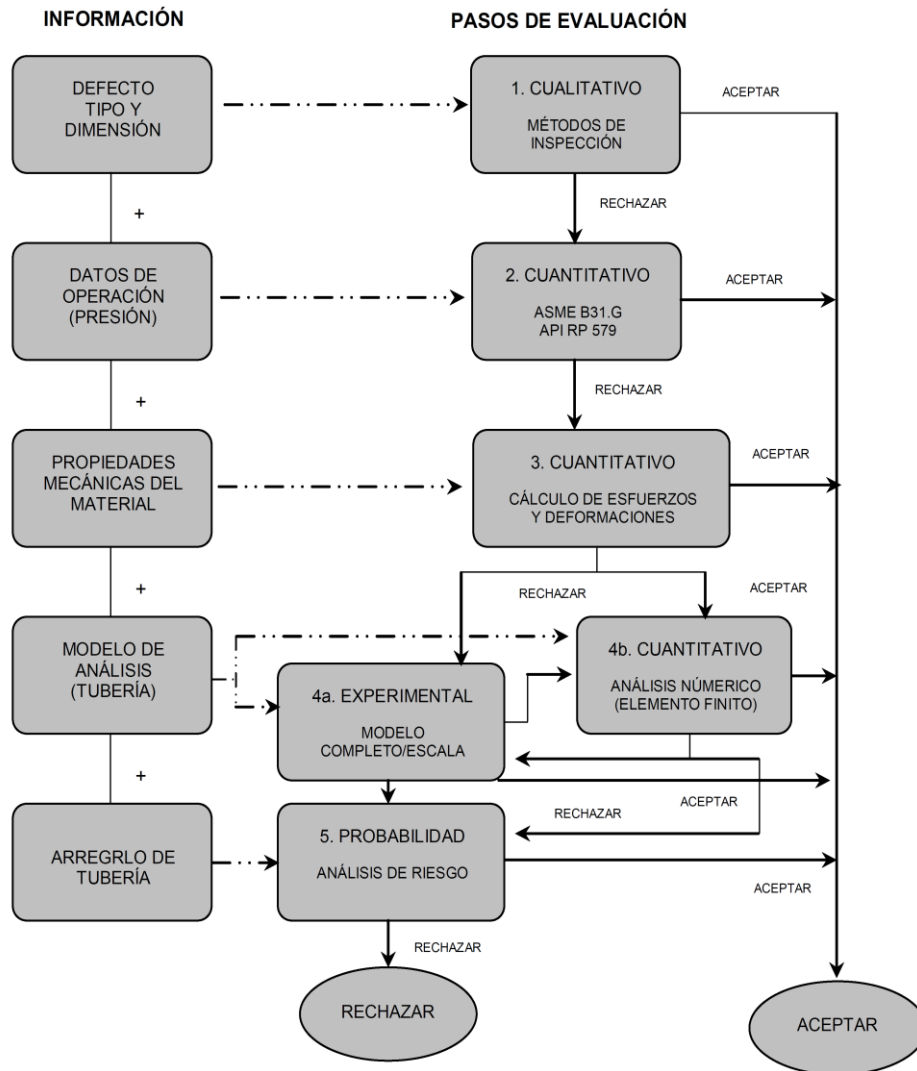
Defecto plano: Es una fisura o discontinuidad plana externa o interna en la pared de la tubería, donde en general la relación largo/ancho es mayor a 10. La Fig. 10-b muestra una colonia de fisuras que es un típico defecto plano ⁹.

Defecto geométrico: Es un cambio localizado del contorno superficial de la tubería; existen de varios tipos: ovalizados, abolladuras, arrugas y rayas (la Fig. 10-c muestra una abolladura).

4.3.2.2 Métodos de evaluación de defectos en líneas de flujo. En la figura 11 se muestra de manera resumida los diferentes niveles de evaluación para defectos, y los datos requeridos. Generalmente, las evaluaciones de defectos son a partir del Paso 3. Si los defectos no son aceptados en este Paso, será necesario evaluar en el siguiente nivel, o reparar.

⁹ GIUDICI, Alejandro J., MASSA, Julio C., STUARDI, J.E., “Tipificación de defectos planos en gasoductos según su potencial modo de falla”, Congreso Sobre Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo. Organizado por la IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas), Buenos Aires, 2010

Figura 11. Proceso de evaluación de defectos en tuberías.



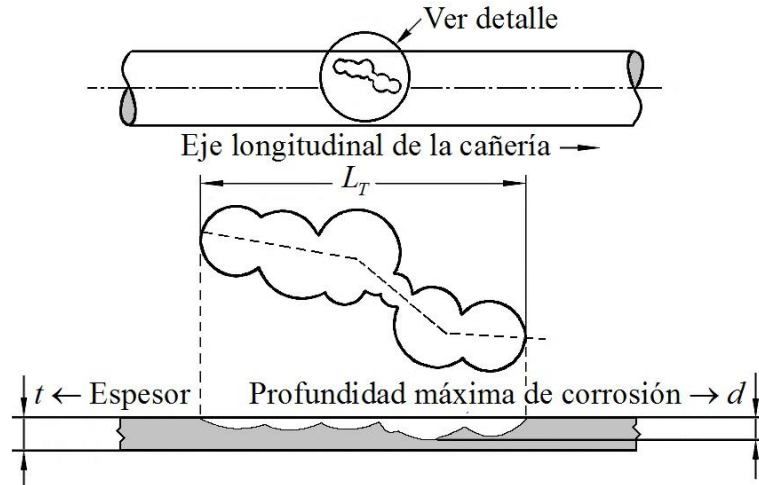
Fuente:: ZENDEJAS MORALES, Cecilia. Evaluación del comportamiento no lineal de pérdidas de metal en tuberías de pared delgada bajo presión interna. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 2008. P9.

4.3.2.2.1 Modelado mecánico de los defectos en las cañerías. Las fallas en las tuberías se clasifican en dos grandes grupos:

- a) Fallas relacionadas con la tensión de flujo o la tensión de rotura del material de la tubería;

b) Fallas relacionadas con la tenacidad del material de la tubería ¹⁰.

Figura 12. Esquema de un defecto volumétrico causado por corrosión



Fuente: A.J. Giudici et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. P5.

Las fallas, relacionadas con la tensión de flujo o la tensión de rotura del material de la tubería, se originan en defectos volumétricos generalmente debidos al fenómeno de corrosión del acero¹¹.

Defectos volumétricos superficiales, no pasantes

En el caso de un defecto no pasante del tipo volumétrico, la denominada "ecuación para defectos superficiales NG-18 de Battelle", permite relacionar la tensión nominal de falla de ese defecto σ_{falla} , con la tensión de flujo σ del material, de la siguiente forma ¹²:

¹⁰ GIUDICI, A, et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Departamento de Estructuras, Universidad Nacional de Córdoba. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. Argentina. 2015. p.4-8.

¹¹ Ibid

¹² ECOPEPETROL. ECP-DHS-P-011 Procedimiento para elaboración de casos HSE (Metodología del corbatín). Colombia. 2020

$$(1) \quad \sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - (A/A_0)}{1 - [(A/A_0)/M_F]}$$

donde: A/A_0 es la pérdida relativa de espesor, A_0 es el área original sin el defecto,

$$A_0 = t L_T \quad (2)$$

A es el área del defecto, en el caso de un defecto rectangular está asociada a la profundidad máxima del mismo d ,

$$\text{Defecto rectangular} \rightarrow A = d L_T \quad (3)$$

M es el factor de protuberancia, llamado factor de Folias¹³ que se define más adelante, L_T es la longitud total del defecto en el sentido del eje de la cañería y t es el espesor de la cañería (ver Fig. 12).

Teniendo en cuenta que en las proximidades del defecto se produce una redistribución de tensiones, hay concentración de tensiones tanto en el fondo del defecto como en los extremos de este; se admite una plastificación localizada de la zona. Dicha situación es contemplada con el uso de tensión de flujo $\bar{\sigma}$ que es un valor intermedio entre la tensión de fluencia σ_f y la tensión de rotura σ_u del material¹⁴.

Tensión de flujo de un material

La tensión de flujo σ de un material es un valor mayor que su tensión de fluencia σ_f que se utiliza para tener en cuenta la plastificación tolerada en la zona vecina al

¹³ Ibid

¹⁴ GIUDICI, A, et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Departamento de Estructuras, Universidad Nacional de Córdoba. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. Argentina. 2015. p.4-8.

defecto. De acuerdo con los avances en la mecánica de los materiales, la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ fue evolucionando¹⁵:

a) En aceros al carbono operando a temperaturas menores a 120°C, la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ se define como:

$$\bar{\sigma} = 1,1 \sigma_f \quad \text{siendo además} \quad \bar{\sigma} < \sigma_u \quad (4)$$

donde: σ_f es la tensión de fluencia del material a temperatura ambiente y σ_u es la tensión de rotura del material a temperatura ambiente.

b) En aceros al carbono y de baja aleación, donde $\sigma_f < 483$ MPa y que trabajan a temperaturas menores a 120°C, la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ se define:

$$\bar{\sigma} = \sigma_f + 69 \text{ MPa} \quad \text{donde además} \quad \bar{\sigma} < \sigma_u \quad (5)$$

c) En aceros al carbono y de baja aleación, cuya la tensión de fluencia $\sigma_f < 551$ MPa, la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ se define como:

$$\bar{\sigma} = (\sigma_f + \sigma_u) / 2 \quad (6)$$

donde: σ_f y σ_u están referidas a la temperatura de trabajo.

La bibliografía existente no prescribe que definición usar para la tensión de flujo cuando más una es aplicable. En esos casos, las mismas proveen resultados aceptables, pero no iguales.

Factor de Folias de un defecto

¹⁵ Ibid

El factor de Folias M_F ¹⁶ se aplica para tener en cuenta que la carga que tomaría el área del defecto (si el mismo no existiera) se redistribuye entre el fondo y los extremos del defecto; y lo hace en función del parámetro adimensional z que es el largo relativo del defecto:

$$z = L^2 / (Dt) \quad (7)$$

donde: L es largo del defecto considerado en el sentido del eje de la cañería, mientras que D y t son respectivamente el diámetro exterior y el espesor de la cañería.

Tensión de falla por la presencia de un defecto volumétrico superficial

Tensión de falla determinada en evaluaciones de nivel 1

En el primer nivel de evaluación, se aplican versiones simplificadas de la ecuación (1) que se describen a continuación.

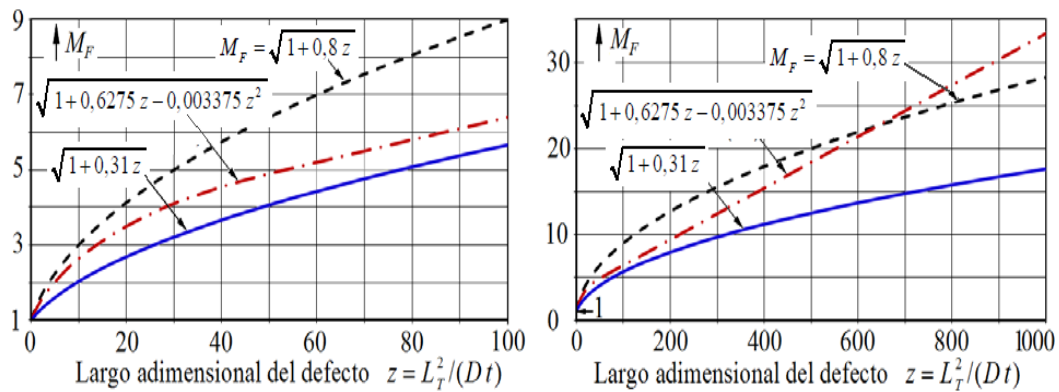
Modelo original

En el modelo original, la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ está dada en la ecuación (4) y factor de Folias M_F en (8) en función del largo relativo del defecto Z , donde $L = L_T$ (ver gráfico en la Fig. 13):

$$M_F = \sqrt{1 + 0,8 z} \quad (8)$$

Figura 13. Factor de protuberancia adoptado por los distintos modelos

¹⁶ Ibid



Fuente: A.J. Giudici et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. P7.

Para defectos cortos, donde $Z < 20$, se considera que la geometría de los defectos de corrosión puede ser caracterizada por un perfil de forma parabólica como se indica en la Fig. 4 en línea de trazos, donde el área $A = 2/3 L_T d$; por ello según la ecuación (1) la tensión falla σ_{falla} , está dada en la ecuación (9)-a. Por otro lado, para defectos largos, donde $Z \geq 20$, se descarta el perfil parabólico y se asume un perfil rectangular, donde el área $A = L_T d$, y el factor de Folias M_F crece, por lo cual el denominador de la ecuación (1) tiende a la unidad; por ello, la tensión de falla σ_{falla} según la ecuación (1), se puede reducir a la el ecuación (9)-b.

$$z = L_T^2 / (Dt) \rightarrow \sigma_{falla} = \begin{cases} \bar{\sigma} \frac{1 - 2/3 (d/t)}{1 - (2/3 (d/t) / M_F)} \dots\dots(a) \dots \text{cuando } z < 20 \\ \bar{\sigma} \left(1 - \frac{d}{t} \right) \dots\dots\dots(b) \dots \text{cuando } z \geq 20 \end{cases} \quad (9)$$

Modelo modificado

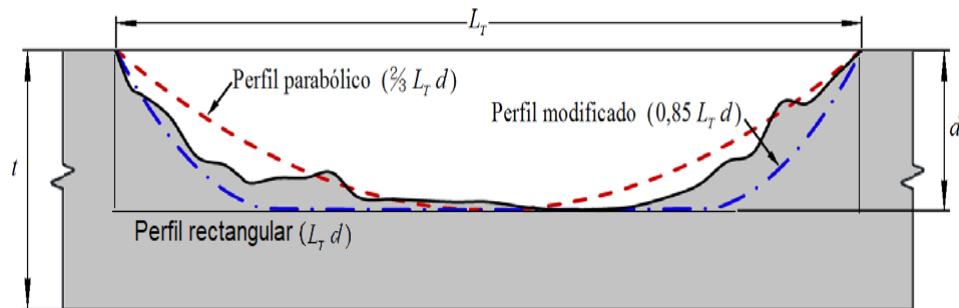
En el modelo modificado la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ está dada por la ecuación (5) y el factor de Folias M_F se define en (10), donde para el largo relativo del defecto z se toma $L = L_T$:

$$z = L_T^2 / (D t) \rightarrow M_F = \begin{cases} \sqrt{1 + 0,6275 z - 0,003375 z^2} \dots\dots(a) \dots \text{cuando } z < 50 \\ 3,392 + 0,03 z \dots\dots\dots(b) \dots \text{cuando } z \geq 50 \end{cases} \quad (10)$$

La ecuación (10), graficada con fines comparativos en la Fig. 3, fue desarrollada para obtener valores menores que los provistos por la Ec. (8), pero esto no ocurre para defectos muy “largos” ($z > 644$). En el modelo modificado se considera que el área del defecto, A, asociada a la profundidad máxima del mismo, d, es $A = 0,85 L_T d$ cuyo perfil está graficado en línea de trazos y puntos en la Fig. 14. Por ello, la tensión falla σ_{falla} según la ecuación (1), adopta la siguiente forma:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - 0,85 (d/t)}{1 - [0,85 (d/t) / M_F]} \quad (11)$$

Figura 14. Perfil parabólico del modelo original (67 %) y del modelo modificado (85 %).



Fuente: A.J. Giudici et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. P5.

4.3.3 Inspección y Control de Barreras en la parte Interna. Ecopetrol realiza el control de la corrosión interna por medio de la combinación de un apropiado corrosion allowance definido en el diseño y la adición de inhibidores fílmicos, además del control en las velocidades de flujo y el monitoreo de las velocidades de corrosión interna por medio de cupones gravimétricos. Como fenómenos identificados se encuentran corrosión por CO₂, Corrosión bajo deposito, Corrosión

preferencial en la raíz de soldadura en las primeras juntas de las líneas y manifold de pozos de producción.

En la tabla 4 se muestran los Mecanismos Corrosión identificados para los sistemas de los Campos Cusiana

Tabla 4. Mecanismos Corrosión para los sistemas de los Campos Cusiana

| CAMPO CUSIANA | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|---------------|---------------------------------|------|---------|--------------------|--------------------------|--------------|-----------------|------------------------------------|-------------------------------------|-----|
| Sistema | Corrosión CO2 | Corrosión Asistida por el flujo | PWRC | Erosión | Corrosión Asistida | Corrosión Bajo Depósitos | Corrosión O2 | Corrosión Ácida | Corrosión por degradación de Amina | Corrosión por degradación de Glicol | SCC |
| Pozos y Líneas de flujo | ● | ◇ | ● | ◇ | | ◇ | | ◇ | | | |
| Gas Húmedo | | | ● | | | | ● | ◇ | | | |
| Amina | ● | | | ● | | ● | ◇ | | ● | | ◇ |
| URGs | ◇ | | | ◇ | | | ◇ | ◇ | | ● | |
| Agua Caliente | | ◇ | | | | | ◇ | | | | |
| Aceite Caliente | | ◇ | | | | | ◇ | ◇ | | | |
| Agua Producida | | | | | ● | ● | ◇ | | | | |
| Agua de Inyección | | | | ● | ● | ● | ◇ | | | | |
| Agua de Refrigeración | | | | | ◇ | ◇ | ● | | | | |
| Agua Sistema Contra incendio | | | | | ◇ | ● | ● | | | | |
| COTU | | | | | ◇ | ● | | ● | | | |
| PTFR | | | | | ● | ● | ◇ | ● | | | |
| GLP | | | | | | | | ◇ | | | |
| Crudo | | | | | ● | ◇ | | | | | |

● Mecanismo de mayor ocurrencia

◇ Mecanismo probable que ocurre

- Programa de Inspección y Monitoreo de Corrosión Interna.

Para cada uno de estos fenómenos de corrosión mencionados anteriormente, debe existir un programa de inspección y monitoreo encaminado a detectar la presencia de defectos y de seguimiento a los ya detectados, adicionalmente a esto debe contar con personal competente, especializado y con suficiente experiencia en campo para definición y/o evaluación de estrategias de control y mitigación,

presentación de alternativas de solución y mitigación de estos fenómenos. El programa debe incluir las actividades recurrentes de inspección y monitoreo con sus frecuencias y las actividades de mitigación que se considere que adicionalmente deban ser implementadas para garantizar la integridad de las tuberías de las líneas de flujo y plataformas de pozos.

- **Inspección y Control de Procesos Corrosivos Internos**

Incluye todo el manejo e implementación del sistema de inspección, monitoreo, control y mitigación de procesos corrosivos como SCC, SSCC, HIC, bacterianos y cualquier otro proceso corrosivo atípico en el cual el sistema presente susceptibilidad y/o sea vulnerable. Para cada mecanismo de daño se deberán seleccionar las metodologías, técnicas y/o equipos de inspección de mayor efectividad y presentar los soportes técnicos dentro del programa.

4.3.4 Evaluación de integridad. Cuando las técnicas y/o metodologías de inspección se utilizan para evaluar la aptitud para el servicio de una tubería o segmento, se considera que se realiza una evaluación de integridad, es necesario definir para cada amenaza y para cada segmento de tubería un plan de evaluación de integridad de línea base y uno de seguimiento, es decir definir los intervalos de reinspección y las acciones o medidas a ejecutar entre una inspección y otra.

4.3.5 Evaluación dinámica del riesgo. La evaluación dinámica del riesgo está constituida por tres (3) etapas:

- Construcción de corbatines (método del corbatín).
- Caracterización de barreras.
- Valoración y evaluación del riesgo.

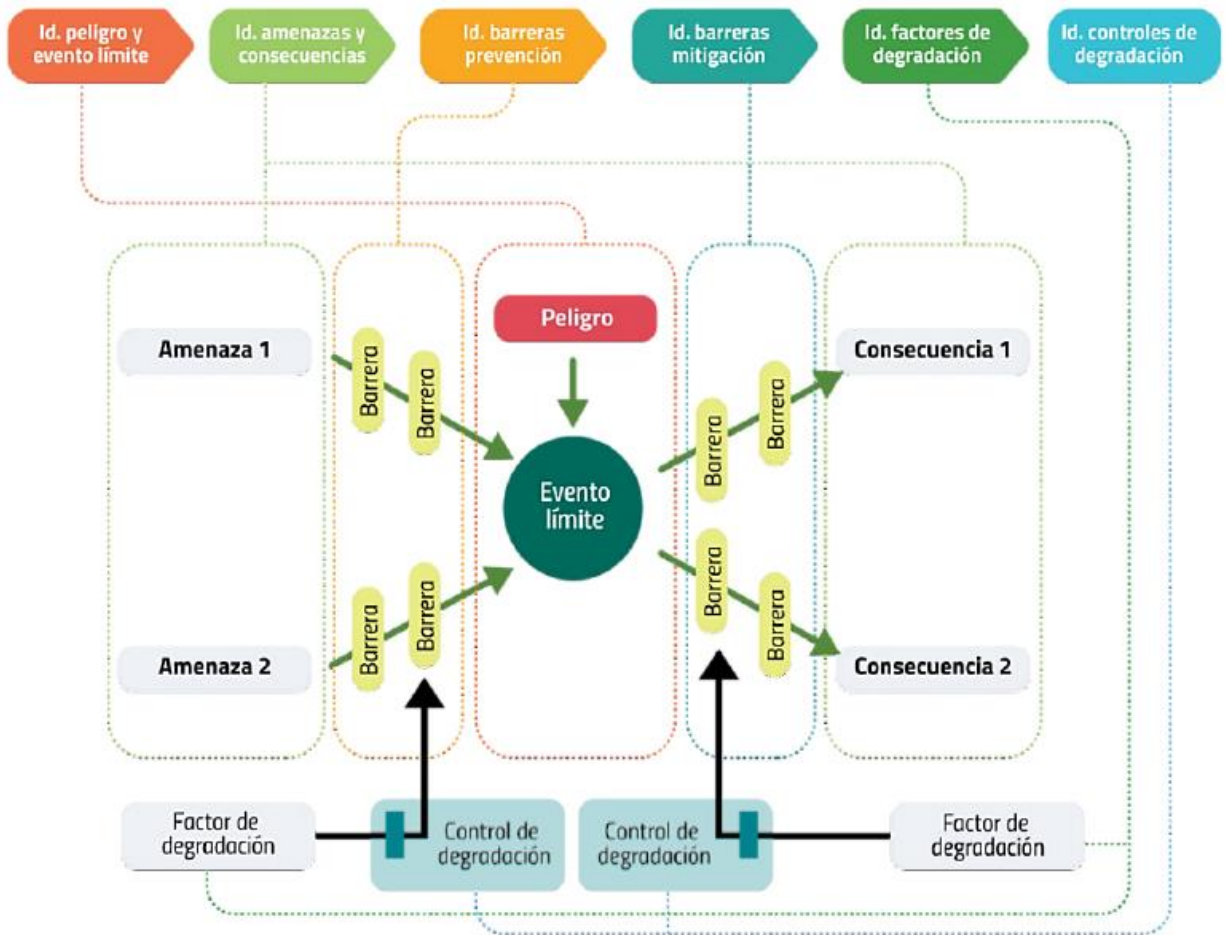
El documento ECP-DHS-P-011, o aquel que lo modifique, complemente o derogue¹⁷, establece el procedimiento para la gestión de los riesgos de seguridad industrial y de procesos, haciendo uso del método del corbatín (Ver figura 16).

Un típico taller para la elaboración de corbatines está constituido por siete (7) etapas secuenciales, las cuales son:

- a. Identificación del peligro y el evento límite.
- b. Identificación amenazas y consecuencias.
- c. Identificación y caracterización de las barreras de prevención.
- d. Identificación y caracterización de las barreras de mitigación
- e. Identificación de los factores de degradación.
- f. Identificación y caracterización de los controles de degradación.
- g. Diseño del plan de mejora.

¹⁷ ECOPETROL. ECP-DHS-P-011 Procedimiento para elaboración de casos HSE (Metodología del corbatín). Colombia. 2020

Figura 15. Método de corbatín



Fuente: HSE-G-034 Guía para la Gestión del Riesgo de Procesos y Modelo para la Gestión Dinámica del Riesgo (GDR), Ecopetrol. P12.

4.3.5.1 Elementos del análisis Bow-Tie. En la tabla 5 se describen los elementos para un análisis Bow-Tie

Inicialmente se debe definir el peligro y el evento crítico luego se definen las amenazas y consecuencias

Tabla 5. conceptos para un análisis Bow-Tie

| Concepto | Definición |
|---|---|
| Peligro | Es una fuente , elemento , condición o situación que por su contenido de energía tiene el potencial de causar daño a las personas (lesión o enfermedad) , las finanzas de la organización , el ambiente , los clientes o la reputación de la empresa. |
| Evento límite | Es la liberación del peligro debido a unas causas o amenazas. Este evento es el punto central del diagrama de corbatín y se conoce también como evento tope o peligroso. |
| Amenazas | Son los mecanismos que pueden ocasionar la liberación del peligro. |
| Barreras de prevención | Son las que tienen la posibilidad de prevenir la ocurrencia de las amenazas o de detener la amenaza antes de escalar a un evento límite |
| Barreras de mitigación | Pueden controlar que un evento límite desencadene en unas consecuencias o mitigar su potencial afectación. |
| Factores de degradación | Son aquellas causas directas o desencadenantes de falla o debilitamiento de las barreras |
| Controles de degradación | Son las medidas que controlan a los factores de degradación . |
| Función de la barrera | Se puede definir una función de barrera como la tarea o el papel que cumple (eliminación , prevención, control, limitación, mitigación y protección) |
| Elementos de la barrera (técnicos) | Los estándares y buenas prácticas en la industria guían la identificación de los elementos técnicos de las barreras. |
| Elementos de la barrera (humanos operativos) | Se refieren a las acciones y actividades que el personal tiene que realizar para garantizar la función de las barreras. |
| Elementos de la barrera (humanos organizacionales) | Se refiere a al personal con funciones definidas y competencia específica que garantiza el cumplimiento de las funciones de las barreras. |

4.3.5.2 Caracterización de las barreras. Una vez que los escenarios de interés han sido descritos, se deben identificar y caracterizar las barreras de prevención y mitigación. Los activos industriales en operación deben realizar la caracterización de las barreras, tomando como marco de referencia las Tablas 6 y 7.

Tabla 6. Descripción del tipo de barrera

| Tipo de Barrera | Descripción del tipo | Ejemplos |
|---------------------------------------|---|---|
| Barrera física pasiva | Sistema que está continuamente presente y su función se consigue sin realizar acciones. | Diques, pintura anticorrosión, muros. |
| Barrera física activa | Requiere alguna acción para desempeñar su función. Se requieren los elementos de detección, decisión y acción. | Sistema de control de procesos, sistemas instrumentados de seguridad (SIS). |
| Barrera física activa + humana | Los elementos de detección, decisión y acción se consiguen mediante una mezcla de elementos físicos y humanos. | Válvulas manuales, alarma de gases con decisión de acciones por parte del operador. |
| Barrera humana (activa) | Todas las barreras humanas son activas. Las funciones de detección, decisión y acción se logran por medio de acciones humanas. Puede tenerse alguna intervención de elementos técnicos. | Protocolos de decisión y respuesta por parte del operador entrenado. |
| Barrera física continua | La función de barrera se consigue por medio de una acción que se lleva a cabo constantemente. | Sistemas de ventilación, sistema de protección catódica. |

Tabla 7. efectividad de las barreras

| Condición simple | Condición detallada | Porcentaje |
|----------------------------------|---|-------------------|
| Efectiva | Dispuesta, disponible, efectiva | 100% |
| Parcialmente Efectiva | Dispuesta, disponible, efectividad reducida | 51-99% |
| No efectiva | No dispuesta, no disponible | 11-50% |
| No hay información | No se cuenta con información operacional | 0-10% |
| Desactivada o inexistente | No dispuesta, apagada, desactivada | 0% |

4.3.5.3 Valoración y evaluación del riesgo. La valoración del riesgo tomará en cuenta las barreras implementadas y el estado de los controles, de acuerdo con la Guía GHS-G-035 o aquella que lo modifique, complemente o derogue¹⁸.

Una vez se ha definido el corbatín, se deben tener identificadas las barreras y sus controles de degradación y se procede a valorar el riesgo residual, dando crédito a las barreras y controles efectivos y confiables (figura 16). Con base en la valoración

¹⁸ ECOPETROL. Guía matriz valoración de riesgos GHS-G-035. Colombia. 2016. p.7-13

del riesgo, el grupo multidisciplinario debe definir cuáles acciones se realizarán y quién debe realizarlas.

Figura 16. Pasos para la valoración del riesgo



Fuente: HSE-G-034 Guía para la Gestión del Riesgo de Procesos y Modelo para la Gestión Dinámica del Riesgo (GDR), Ecopetrol. P25.

El equipo multidisciplinario debe:

- Estimar las consecuencias, teniendo en cuenta cinco (5) categorías: Personas (P), Económica (E), Ambiental (MA), Cliente (CL) y Reputación (R) (Eje vertical de la RAM).
- Estimar la probabilidad, para las consecuencias identificadas en el paso anterior (eje horizontal de la RAM).
- Valorar el nivel de riesgos: teniendo en cuenta la categoría de la consecuencia, su gravedad y la probabilidad del suceso con esas consecuencias. La intersección de la fila elegida con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo (N: Nulo, L: Bajo, M: Medio, H: Alto y VH: Muy Alto).

El equipo multidisciplinario debe dar crédito a las barreras durante la valoración de riesgo realizado con la RAM. Este proceso de valoración de riesgos se debe realizar para cada una de las consecuencias identificadas en el corbatín y reportar, como mínimo, el mayor de riesgo valorado.

El tratamiento del riesgo incluye las etapas de:

- Toma de decisiones.
- Seguimiento de acciones.

Su objetivo final es crear, proteger e incrementar el valor de los activos.

El equipo multidisciplinario soportará sus procesos de toma de decisiones de acuerdo con la Tabla 8.

Tabla 8. Tipo de decisiones de acuerdo con la valoración del riesgo.

| Riesgo | Criterio | Acciones | Responsable |
|----------------|---------------------------------|---|---|
| VH Muy alto | Riesgo intolerable | Se debe iniciar prevención y/o mitigación temporal inmediata (en el turno) para reducir el riesgo, a nivel tolerable M. Si esto no fuera posible, se deberá detener la operación. | Vicepresidente o Gerente General define el equipo que lidera el análisis de riesgos y lo aprueba. |
| H Alto | Riesgo tolerable con limitación | Deben buscarse alternativas que presenten menor riesgo. Implementar controles que impidan la materialización del riesgo. A las soluciones a implementar deben asignársele recursos de manera continua, las 24 horas, hasta que el riesgo disminuya a nivel tolerable o aceptable, según lo determine el gerente general. Se requiere demostrar cómo se controla el riesgo; si se decide realizar la actividad o continuar operando con este riesgo. | Gerente General, Gerente Técnico, Gerente de Producción, Gerente de Mantenimiento, Gerente de proyectos, directores, Superintendentes, o Jefes de Departamento definen quien (es) realiza(n) el análisis de riesgo y aprueban la decisión. |
| M Medio | Riesgo tolerable | Se deberá evaluar si existe una posibilidad costo-beneficio para reducir más el riesgo, es decir alcanzar el nivel riesgo ALARP. Evaluar cuántos y cuáles controles se pueden implementar para llegar al mínimo valor de riesgo posible. Se deben implementar acciones de solución de manera priorizada hasta llevarlos a nivel L, siempre que sea posible. Dichas soluciones deben abordarse en los procesos normales de la organización. | El coordinador, líderes de proyecto, líder de parada de planta, o supervisor nombra el equipo para elaborar el análisis de riesgos y lo aprueba para ejecutar la actividad o continuar operando con este riesgo. |
| B Bajo | Riesgo aceptable | Se opera manteniendo controles operativos, de ingeniería y administración, para evitar que el riesgo aumente. Se podrían gestionar mejoras a los sistemas de control establecidos (procedimientos, listas de chequeo, responsabilidades, protocolos, etc.) si es razonablemente práctico. | Para control de trabajo el operador o emisor aprueba el análisis de riesgos que fue elaborado por el Ejecutor y Emisor para ejecutar una actividad. |
| N Nulo | Riesgo plenamente aceptable | No se requieren medidas de reducción. | N.A. |

Figura 17. RAM Ecopetrol (HSE-G-050)

| CONSECUENCIAS | | | | | | PROBABILIDAD | | | | |
|---|--|------------|---|---|----------|--------------|---|---|---|----|
| | | | | | | A | B | C | D | E |
| CATEGORÍAS | | | | | GRAVEDAD | PROBABILIDAD | | | | |
| PERSONAS | ECONÓMICA (USD\$) | AMBIENTAL | CLIENTES | REPUTACIÓN | | A | B | C | D | E |
| Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad | Mayor a 10 Millones | Mayor | Pérdida de participación en el mercado | Internacional | 5 | M | M | H | H | VH |
| Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó Incapacidad temporal de personal de la comunidad | Mayor a 1 Millon y Menor o Igual a 10 Millones | Importante | Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario | Nacional y con rechazo de un grupo de interés | 4 | L | M | M | H | H |
| Incapacidad Temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad | Mayor a 100,000 y Menor o Igual a 1 Millon | Localizada | Desabastecimiento y/o Pérdida de Clientes | Nacional y sin rechazo de un grupo de interés | 3 | N | L | M | M | H |
| Lesión Menor (Sin Incapacidad) en trabajadores ó Primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la | Mayor a 10,000 y Menor o Igual a 1 00.000 | Menor | Quejas y/o Reclamos | Nacional y baja importancia | 2 | N | N | L | M | M |
| Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios) | Menor a 10.000 | Leve | Incumplimiento de Especificaciones solucionado | Local y baja importancia | 1 | N | N | N | L | L |
| Sin Lesión | Ninguna | Ninguna | Ninguna | Ninguna | 0 | N | N | N | N | N |

Fuente: HSE-G-034 Guía para la Gestión del Riesgo de Procesos y Modelo para la Gestión Dinámica del Riesgo (GDR), Ecopetrol. P42.

4.3.6 Toma de decisiones.

4.3.6.1 Implementación de Programas de Control y Mitigación. Para cada línea de flujo, segmento o plataforma, se desarrolla un plan de inspección y/o monitoreo, así mismo, una vez se evalúa la integridad de un activo, estos planes son retroalimentados y modificados en cuanto a frecuencias de inspección, inclusión de nuevas técnicas y por supuesto se incorporan cuando se requieren, los planes de mitigación, los cuales pueden ir desde la reposición y/o reparación de barreras primarias como el recubrimiento, la protección catódica o los sistemas de tratamiento químico, hasta la reparación de la parte metálica con refuerzos o cambios de tramos.

El plan de mitigación y control parte básicamente del resultado de los planes de inspección y de evaluación de integridad, a partir de los cuales se pueden identificar defectos en las barreras de integridad, una vez se identifican estos defectos se evalúan para definir, de acuerdo con los criterios de aceptación (establecidos en códigos, normas), la necesidad de reparación, así como su criticidad en términos de inmediatez o tiempo permitido para reparar y por supuesto el tipo de reparación, teniendo en cuenta para esto, el carácter requerido (temporal o permanente), el impacto en producción y consideraciones técnicas.

5. EVALUACIÓN DE ESTADO DE INTEGRIDAD DE LA LÍNEA CPF-X

5.1 ANTECEDENTES

La línea CPF-X se le han realizada dos inspecciones con herramienta inteligente ILI inicialmente el en mayo del 2006 con la herramienta Ultrascan WM de PE GII donde se reportaron 3990 indicaciones con pérdida de metal en la parte interna de las cuales fueron validadas y reparadas las siguientes 15 indicaciones.

Tabla 9. Indicaciones reparadas de ILI del 2006.

| Orden Prioridad | Tubo | Distancia Absoluta (m) | Profundidad Máxima (%wt) | Longitud (m) | Ancho (m) | Orientación (hh:mm) | Espesor de Pared (mm) | LONGITUD CASCOTA | Longitud Camisa por Scan C |
|-----------------|------|------------------------|--------------------------|--------------|-----------|---------------------|-----------------------|------------------|----------------------------|
| 1 | 850 | 591.77 | 12 | 887 | 27 | 00:56 | 22.51 | 1200 | 1200 |
| 2 | 1850 | 1462.12 | 27 | 472 | 54 | 05:37 | 22.11 | 780 | 760 |
| 3 | 1850 | 1460.31 | 25 | 455 | 27 | 05:51 | 22.11 | 760 | 1073 |
| 4 | 2060 | 1647.04 | 21 | 397 | 54 | 05:37 | 22.11 | 710 | 710 |
| 5 | 2100 | 1681.73 | 13 | 837 | 174 | 04:07 | 22.11 | 1150 | 1300 |
| 6 | 2100 | 1683.4 | 16 | 558 | 80 | 06:42 | 22.11 | 870 | 870 |
| 7 | 2120 | 1694.68 | 16 | 1925 | 67 | 05:51 | 22.11 | 2230 | 2310 |
| 8 | 2270 | 1825.26 | 15 | 698 | 94 | 05:17 | 21.71 | 1010 | 1010 |
| 9 | 2270 | 1826.68 | 25 | 287 | 134 | 05:15 | 21.71 | 600 | 600 |
| 10 | 2300 | 1850.65 | 14 | 2058 | 80 | 05:17 | 22.92 | 2370 | 2400 |
| 11 | 2350 | 1897.8 | 11 | 865 | 54 | 04:01 | 21.71 | 1170 | 1250 |
| 12 | 2350 | 1902.7 | 15 | 652 | 94 | 05:23 | 21.71 | 1000 | 1000 |
| 13 | 2390 | 1935.8 | 13 | 735 | 174 | 02:17 | 21.71 | 1040 | 1160 |
| 14 | 2540 | 2058.82 | 18 | 412 | 80 | 05:34 | 22.11 | 720 | 720 |
| 15 | 2550 | 2071.48 | 18 | 683 | 107 | 05:26 | 22.11 | 990 | 1250 |

En el año 2011 se realizó el segundo ILI a la línea CPF-X donde se reportaron 378 anomalías como se puede ver en la tabla 10 de estas indicaciones se repararon las dos indicaciones que se muestran en la tabla 11.

Tabla 10. Resumen de anomalías reportadas por ILI 2011.

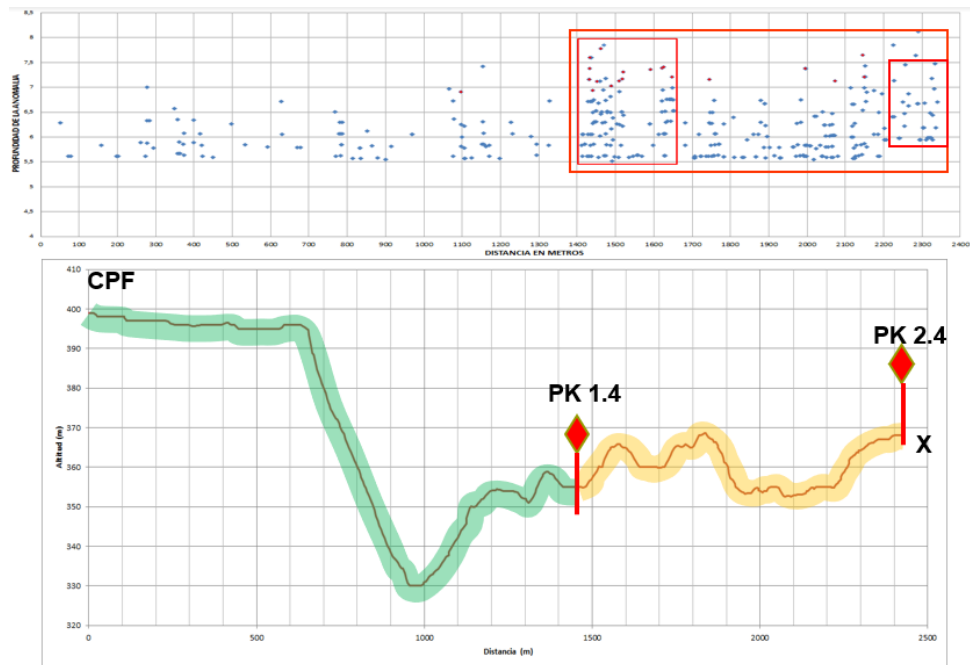
| RESUMEN ANOMALIAS REPORTADAS 2011 | | | | | |
|--|---------------------|---------|-----------------|---------|-------|
| % de profundidad perdida metal | Anomalías corrosión | | Otras anomalías | | |
| | Interna | Externa | Interna | Externa | TOTAL |
| 60% al 79% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40% al 60% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20% al 39% | 75 | 0 | 0 | 0 | 75 |
| 10% al 19 | 303 | 0 | 0 | 0 | 303 |
| TOTAL | 378 | 0 | 0 | 0 | 378 |

Tabla 11. Indicaciones reparadas de ILI del 2011.

| PK | FECHA INSTALACION | TIPO REPARACION | DE | PROF ILI | PROF CAMPO | Longitud cascota | de |
|-------------|----------------------|------------------------------|-------|-------------|---------------|---------------------|----|
| 1460 | 15/06/2013 | Instalación Sleeve tipo B | Split | 25% | 30% | 400 | |
| 1466, 23 | 16/06/2013 | Instalación Sleeve tipo B | Split | 27% | 31% | 1000 | |

De las 378 indicaciones de las cuales 290 (77%) se encuentran en un tramo aproximadamente 1000 m. El (30%) de las anomalías registradas se encuentran distribuidas en dos tramos de 250m y 226m respectivamente (figura 19).

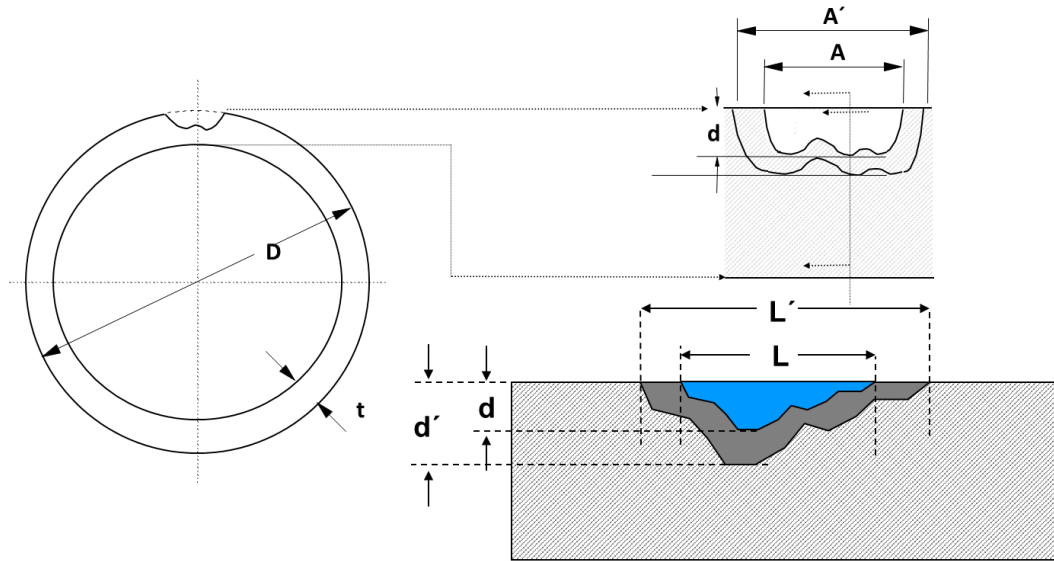
Figura 18. Distribución de las indicaciones respecto al recorrido de la línea



5.2 EVALUACION DE INDICACIONES DE CORROSION INTERNA.

5.2.1 Dimensiones de las anomalías. Para el cálculo de crecimiento de anomalía tanta en longitud como en ancho se tomó como base el concepto de factor de forma que se muestra a continuación:

Figura 19. Factor de crecimiento



Crecimiento del largo (L) se da con la relación L/d $L' = d' \times (L/d)$
Aumento del ancho (A) se da con la relación A/d $A' = d' \times (A/d)$

5.2.2 Estimación inicial de velocidad de crecimiento inicial. Según pipe tally de ILI realizado en noviembre del 2011 la máxima pérdida reportada es del 24% teniendo en cuenta que la fecha de comisionamiento de la línea 15/12/1997 se tiene un tiempo 13.9 años lo cual nos da una tasa de corrosión de 15.1 como se muestra a continuación:

% máxima pérdida = 24%

Perdida de espesor= 0.875in x 24%

Perdida de espesor=0.21in

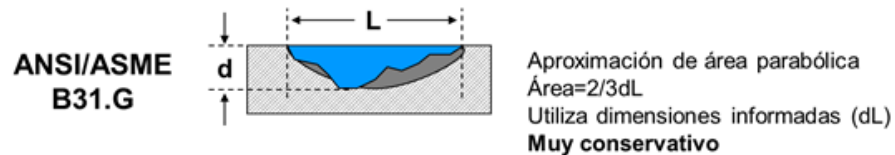
Tasa de corrosión= 0.21in/13.9años

Tasa de corrosión= 15.1 mpy.

5.2.3 Evaluación teórica de crecimiento de indicaciones. Para las indicaciones de corrosión interna realizó proyección de crecimiento de la indicación y calculo según ASME B.31G como se describe a continuación.

5.2.4 Resultados de evaluación teórica de indicaciones. Como se muestra en la figura 21 las indicaciones están por debajo de la línea del 100% del SMYS representada con línea azul y a partir de la cual las indicaciones serian consideradas como inaceptables, 315 anomalías (83.45) están entre la curva verde y la curva azul considerada la zona de margen de seguridad y las cuales deben ser validadas, las demás indicaciones está por debajo de la línea verde la cual es el área de aceptable pero se debe tener en cuenta el crecimiento de estas indicaciones debido a su proximidad con el área de margen de seguridad.

Figura 20. proyección de crecimiento de la indicación y calculo según ASME B.31G de estado actual de las anomalías.



Factor de folias M

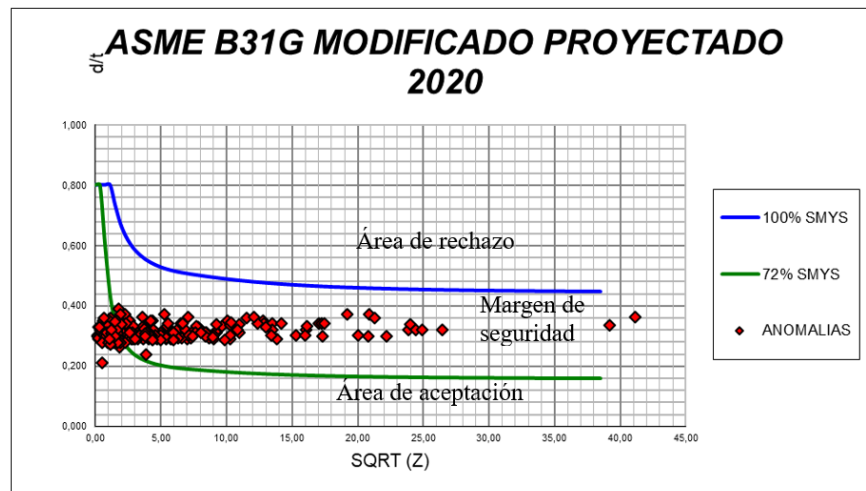
Este factor cuantifica el efecto de concentración de tensiones en los extremos de la falla; depende de: L= Longitud axial de la falla D= Diámetro exterior de la tubería t= Espesor nominal de la tubería.

$M = (1 + 0.8 \cdot (L^2 / D \cdot t))^{1/2}$ Aplicable para relaciones $L^2 / D \cdot t \leq 20$ cálculo de la presión de falla:

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{2}{3}(d/t)}{1 - \frac{2}{3}(d/t)/M} \right] \quad P_F = S_F \cdot 2t / D$$

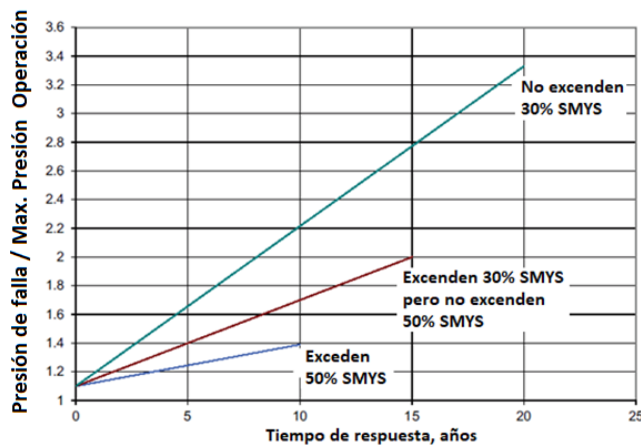
$$S_{flow} = 1.1 \times SMYS.$$

Para relaciones $L^2 / D \cdot t > 20$ el cálculo de la presión de falla se reduce a: $S_F = S_{flow}(1 - d/t)$



5.2.5 Cálculo de fecha de intervención de anomalías. Para fecha de intervención de anomalías se da como fecha máxima de interacción lo definido en API RP 1160 sección 9 y anexo D donde de manera genérica, establecer un intervalo de reevaluación para hacer frente a una amenaza dependiente del tiempo para la integridad de la tubería requiere calcular la presión de falla de la anomalía del peor de los casos que permanece en el segmento después de una evaluación inicial y determinar el tiempo que tardará la anomalía en alcanzar un tamaño, que causará fallas en el MOP. El cálculo de las presiones de falla requiere el uso de un modelo de presión de falla versus tamaño de anomalía como se describe en el Anexo D de API RP 1160. El tiempo para que la presión de falla de una anomalía creciente decaiga del valor de referencia establecido por la última evaluación al MOP depende de la tasa de crecimiento. Dado que no es prudente permitir que expire todo este período de tiempo calculado antes de realizar una reevaluación, se incorpora un factor de seguridad en el cálculo.

Figura 21. Tiempo para las respuestas programadas según API RP 1160



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Ed 2013. P46.

El operador de la tubería debe establecer las longitudes y profundidades de las anomalías que permanecen después de una evaluación de integridad y la cantidad de crecimiento que causaría que sus presiones de falla disminuyan a $1.1 \times 72\%$ de

SMYS como se describe anteriormente. El operador también debe establecer la tasa de crecimiento apropiada para el mecanismo de crecimiento dependiente del tiempo. Para las anomalías que se cree que crecen a tasas lineales con el tiempo (corrosión externa e interna, corrosión selectiva de la costura y SCC), el operador puede usar la Figura 22 para establecer un intervalo de reevaluación, para calcular un MOP reducido para programar la mitigación o reevaluación. o programar la remediación de anomalías individuales a medida que su presión de falla se acerca a 1.1 veces el MOP.

Del anterior ejercicio salió fecha de máxima intervención de anomalías, en la tabla 12 se muestra tabla de máxima fecha de repuestas de anomalías hasta el 2025.

Tabla 12. Detalle de indicaciones que requieren validación al 2025.

| PK | EVENT | Pos. | WL | Long | ancho | RAIZ(Z) | M | d/t | SF | ERF | Max respuesta | Fecha |
|---------|-------|------|----|------|-------|---------|------|------|---------|-------|---------------|-------|
| 1744,81 | GRUPO | 5:32 | 22 | 1944 | 72 | 41,168 | 57,5 | 0,36 | 52210,2 | 0,896 | 15/01/2021 | |
| 1647,42 | GRUPO | 5:30 | 22 | 1013 | 50 | 21,257 | 17,8 | 0,36 | 52939,1 | 0,883 | 13/05/2021 | |
| 1493,45 | GRUPO | 5:34 | 19 | 1698 | 50 | 39,1732 | 52,4 | 0,34 | 53895 | 0,868 | 14/02/2022 | |
| 2072,87 | GRUPO | 5:16 | 22 | 569 | 69 | 12,107 | 7,99 | 0,36 | 53973,2 | 0,866 | 2/05/2022 | |
| 1641,88 | GRUPO | 5:28 | 20 | 1101 | 60 | 24,011 | 21,7 | 0,34 | 54030,2 | 0,865 | 8/05/2022 | |
| 1517,65 | GRUPO | 5:56 | 22 | 547 | 26 | 11,5544 | 7,57 | 0,36 | 54161,6 | 0,863 | 14/07/2022 | |
| 1428,3 | GRUPO | 5:04 | 20 | 785 | 98 | 17,2721 | 12,8 | 0,34 | 54433 | 0,859 | 21/09/2022 | |
| 627,73 | GRUPO | 5:34 | 20 | 775 | 62 | 17,0523 | 12,6 | 0,34 | 54457,1 | 0,859 | 29/09/2022 | |
| 1096,48 | GRUPO | 5:40 | 21 | 590 | 62 | 12,7895 | 8,53 | 0,35 | 54441,9 | 0,859 | 4/10/2022 | |
| 1650,23 | GRUPO | 5:52 | 20 | 799 | 38 | 17,4607 | 13,1 | 0,34 | 54490,6 | 0,858 | 17/10/2022 | |
| 1889,8 | GRUPO | 5:34 | 20 | 638 | 50 | 14,178 | 9,73 | 0,34 | 54749,9 | 0,854 | 3/01/2023 | |
| 1456,26 | GRUPO | 5:52 | 20 | 607 | 36 | 13,4605 | 9,1 | 0,34 | 54897,5 | 0,852 | 28/02/2023 | |
| 1504,78 | GRUPO | 5:52 | 18 | 1145 | 48 | 26,4368 | 25,7 | 0,32 | 55060,9 | 0,849 | 26/03/2023 | |
| 2124,77 | GRUPO | 5:18 | 18 | 1080 | 71 | 24,8797 | 23,1 | 0,32 | 55153 | 0,848 | 1/05/2023 | |
| 1973,26 | GRUPO | 5:38 | 18 | 1059 | 48 | 24,3958 | 22,3 | 0,32 | 55175,6 | 0,848 | 9/05/2023 | |
| 1327,78 | GRUPO | 5:32 | 20 | 587 | 60 | 12,8814 | 8,61 | 0,34 | 55088,8 | 0,849 | 20/05/2023 | |
| 1440,4 | GRUPO | 5:46 | 21 | 468 | 41 | 10,0948 | 6,56 | 0,35 | 55077,2 | 0,849 | 31/05/2023 | |
| 780,13 | GRUPO | 5:42 | 18 | 1041 | 52 | 23,8333 | 21,5 | 0,32 | 55227,3 | 0,847 | 2/06/2023 | |
| 2041,67 | GRUPO | 5:44 | 19 | 719 | 60 | 16,1192 | 11,6 | 0,33 | 55204,6 | 0,847 | 12/06/2023 | |
| 1757,31 | GRUPO | 5:42 | 20 | 564 | 72 | 12,3509 | 8,18 | 0,34 | 55218 | 0,847 | 9/07/2023 | |
| 2122,34 | GRUPO | 5:30 | 20 | 465 | 71 | 10,3616 | 6,74 | 0,34 | 55484,7 | 0,843 | 28/09/2023 | |
| 1509,22 | GRUPO | 5:54 | 22 | 333 | 38 | 7,08536 | 4,91 | 0,36 | 55369 | 0,845 | 30/09/2023 | |
| 1644,46 | GRUPO | 5:48 | 20 | 503 | 26 | 10,9696 | 7,15 | 0,34 | 55558,7 | 0,842 | 20/11/2023 | |
| 1630,75 | GRUPO | 5:20 | 19 | 582 | 38 | 13,0197 | 8,72 | 0,33 | 55690 | 0,84 | 13/12/2023 | |
| 1748,09 | GRUPO | 5:42 | 18 | 697 | 60 | 16,0567 | 11,6 | 0,32 | 55821,7 | 0,838 | 2/01/2024 | |
| 1995,03 | GRUPO | 5:36 | 23 | 252 | 60 | 5,24599 | 3,96 | 0,37 | 55740,1 | 0,839 | 17/03/2024 | |
| 1808 | GRUPO | 4:50 | 19 | 448 | 60 | 10,2894 | 6,69 | 0,33 | 56045,7 | 0,834 | 25/03/2024 | |
| 1462,98 | GRUPO | 5:50 | 19 | 467 | 38 | 10,5841 | 6,88 | 0,33 | 56084 | 0,834 | 25/04/2024 | |

| | | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|------|----|-----|----|---------|------|------|---------|-------|------------|
| 1640,45 | GRUPO | 5:16 | 20 | 424 | 72 | 9,24675 | 6,04 | 0,34 | 55994,4 | 0,835 | 7/05/2024 |
| 1471,53 | GRUPO | 5:50 | 18 | 589 | 24 | 13,4849 | 9,12 | 0,32 | 56208 | 0,832 | 4/06/2024 |
| 784,64 | GRUPO | 5:42 | 16 | 917 | 48 | 22,1626 | 19 | 0,3 | 56578,5 | 0,827 | 26/08/2024 |
| 1516,87 | GRUPO | 5:56 | 19 | 429 | 36 | 9,61786 | 6,26 | 0,33 | 56404,2 | 0,829 | 11/09/2024 |
| 1325,87 | GRUPO | 5:48 | 16 | 828 | 41 | 20,0611 | 16,2 | 0,3 | 56691,7 | 0,825 | 5/10/2024 |
| 1294,97 | GRUPO | 5:12 | 16 | 863 | 48 | 20,8064 | 17,2 | 0,3 | 56676,5 | 0,825 | 6/10/2024 |
| 1888,93 | GRUPO | 5:24 | 20 | 298 | 53 | 6,62214 | 4,69 | 0,34 | 56629,9 | 0,826 | 16/12/2024 |
| 1983,09 | GRUPO | 5:46 | 18 | 472 | 60 | 10,8064 | 7,04 | 0,32 | 56726 | 0,824 | 23/12/2024 |
| 1760,73 | GRUPO | 5:38 | 16 | 715 | 62 | 17,2807 | 12,9 | 0,3 | 56950,6 | 0,821 | 17/01/2025 |
| 1749,93 | GRUPO | 5:40 | 16 | 659 | 60 | 16,0154 | 11,5 | 0,3 | 57041,9 | 0,82 | 14/02/2025 |
| 1439,39 | GRUPO | 5:48 | 20 | 296 | 36 | 6,51283 | 4,64 | 0,34 | 56755,3 | 0,824 | 21/02/2025 |
| 863,97 | GRUPO | 5:58 | 16 | 629 | 50 | 15,3244 | 10,8 | 0,3 | 57103 | 0,819 | 7/03/2025 |
| 1747,11 | GRUPO | 5:42 | 19 | 344 | 60 | 7,73321 | 5,21 | 0,33 | 56917,1 | 0,822 | 31/03/2025 |
| 1449,32 | GRUPO | 5:54 | 19 | 352 | 24 | 7,85769 | 5,28 | 0,33 | 56947,3 | 0,821 | 24/04/2025 |
| 1964,05 | GRUPO | 5:46 | 16 | 546 | 50 | 13,3767 | 9,03 | 0,3 | 57334,9 | 0,816 | 29/05/2025 |
| 1628,79 | GRUPO | 5:32 | 17 | 468 | 36 | 11,0015 | 7,17 | 0,31 | 57296,1 | 0,816 | 7/07/2025 |
| 1492,72 | GRUPO | 5:36 | 17 | 377 | 36 | 9,14213 | 5,97 | 0,32 | 57458 | 0,814 | 23/07/2025 |
| 2153,97 | GRUPO | 5:46 | 20 | 252 | 24 | 5,54471 | 4,14 | 0,34 | 57223,2 | 0,817 | 1/09/2025 |
| 1681,52 | GRUPO | 5:48 | 18 | 352 | 36 | 8,07721 | 5,39 | 0,32 | 57411,5 | 0,815 | 23/09/2025 |
| 1459,25 | GRUPO | 5:42 | 17 | 389 | 36 | 9,26417 | 6,05 | 0,31 | 57592,3 | 0,812 | 15/10/2025 |
| 1426,5 | GRUPO | 5:34 | 15 | 553 | 62 | 13,859 | 9,45 | 0,29 | 57926,5 | 0,807 | 28/12/2025 |

En la tabla 13 se puede observar consolidado de indicaciones a intervenir, para el 2021 se debe intervenir 2, para el 2022 se debe intervenir 8 indicaciones, para el 2023 se debe intervenir 14 indicaciones, para el 2024 se debe intervenir 12 indicaciones, para el 2025 se debe intervenir 13 indicaciones, para los siguientes años siguen creciendo la cantidad de indicaciones a intervenir de tal manera que para el 2030 se deben haber intervenido 138 indicaciones.

Tabla 13. Resumen de indicaciones que requieren validación

| Max respuesta | Fecha | Cantidad indicaciones año | Acumulado |
|----------------------|--------------|----------------------------------|------------------|
| 2021 | | 2 | 2 |
| 2022 | | 8 | 10 |
| 2023 | | 14 | 24 |
| 2024 | | 12 | 36 |
| 2025 | | 13 | 49 |
| 2030 | | 89 | 138 |

5.2.6 Validación de indicaciones de corrosión interna. Hasta el momento se han validado 38 indicaciones de las cuales se repararon 24 indicaciones como se muestra en la tabla 14, las indicaciones que no se repararon tienen vida remanente como mínimo hasta el 2025. Se debe tener en cuenta que el número de indicaciones validadas es superior al número de indicaciones requeridas para validar según el plan de inspección debido a que se valida la indicación que requiere validación según plan de inspección y por oportunidad se validan las indicaciones próximas a esta indicación.

Tabla 14. Indicaciones validas del ILI del 2011

| FECHA | ACCION | DISTANCE | EVENT | POSICION | % PERDIDA | INTERNAL | LENGTH | WIDTH |
|-------|----------|----------|----------------------------|----------|--------------|----------|--------|-------|
| 2018 | casco | 1431,85 | AGRUPACION | 5:34 | 36,02 | SI | 336 | 60 |
| 2018 | casco | 1432,51 | GRUPO | 5:34 | 31,7 | SI | 385 | 48 |
| 2018 | casco | 1433,24 | AGRUPACION | 5:44 | 36,02 | SI | 319 | 48 |
| 2018 | validado | 1433,86 | pérdida de metal-corrosión | 5:32 | 20,877 | SI | 42 | 36 |
| 2018 | validado | 1434,28 | pérdida de metal-corrosión | 5:44 | 25,206 | SI | 68 | 24 |
| 2018 | validado | 1434,98 | pérdida de metal-corrosión | 5:32 | 20,877 | SI | 108 | 36 |
| 2018 | casco | 1435,4 | AGRUPACION | 5:32 | 33,877 | SI | 375 | 57 |
| 2018 | casco | 1436,44 | pérdida de metal-corrosión | 5:40 | 32,022 | SI | 114 | 24 |
| 2018 | validado | 1437,28 | pérdida de metal-corrosión | 5:40 | 20 | SI | 30 | 24 |
| 2017 | casco | 1451,83 | GRUPO | 5:42 | 55,811 | SI | 784 | 41 |
| 2017 | casco | 1460,07 | AGRUPACION | 5:50 | 58,196 | SI | 300,4 | 36 |
| 2017 | casco | 1460,69 | GRUPO / AP # 1 | 5:40 | 27,145 | SI | 66 | 41 |
| 2017 | casco | 1461,51 | GRUPO / AP # 2 | 5:40 | 54,911 | SI | 672 | 36 |
| 2012 | casco | 1464,67 | pérdida de metal-corrosión | 5:20 | 26 | SI | 170 | 60 |
| 2012 | casco | 1466,28 | AGRUPACION / AP # 3 | 5:40 | 31 | SI | 388 | 36 |
| 2012 | casco | 1467,31 | pérdida de metal-corrosión | 5:52 | 14 | SI | 76 | 24 |
| 2019 | validado | 1486,71 | pérdida de metal-corrosión | 6:06 | 20,6 | SI | 38 | 24 |
| 2019 | validado | 1487,17 | GRUPO | 5:46 | 29,9 | SI | 290 | 38 |
| 2019 | validado | 1487,98 | AGRUPACION | 5:46 | 25,8 | SI | 138 | 50 |
| 2019 | validado | 1488,75 | GRUPO | 5:42 | 23,3 | SI | 290 | 65 |
| 2019 | validado | 1490,21 | AGRUPACION | 5:44 | 29,9 | SI | 130 | 26 |
| 2019 | validado | 1590,15 | pérdida de metal-corrosión | 5:46 | 22,7 | SI | 54 | 60 |
| 2019 | validado | 1590,61 | pérdida de metal-corrosión | 5:44 | 22,7 | SI | 130 | 24 |
| 2019 | validado | 1591,33 | GRUPO | 5:44 | 24,2 | SI | 999 | 36 |
| 2019 | casco | 1621,55 | AGRUPACION | 5:52 | 29,8 | SI | 577 | 36 |
| 2019 | casco | 1622,8 | GRUPO | 5:42 | 59,5 | SI | 358 | 24 |
| 2019 | validado | 1624,86 | pérdida de metal-corrosión | 5:24 | 20,3 | SI | 58 | 24 |
| 2019 | casco | 1625,6 | GRUPO | 5:42 | 28,6 | SI | 1241 | 26 |
| 2019 | validado | 1627,22 | AGRUPACION | 5:34 | 19,1 | SI | 110 | 36 |
| 2019 | casco | 2145,14 | GRUPO | 5:34 | 23,41 | SI | 3091 | 67 |
| 2019 | casco | 2148,64 | pérdida de metal-corrosión | 5:24 | 16,67 | SI | 108 | 36 |
| 2019 | casco | 2149,06 | AGRUPACION | 5:46 | 28,68 | SI | 328 | 26 |
| 2019 | casco | 2150,03 | GRUPO | 5:46 | 33,49 | SI | 562 | 48 |
| 2019 | casco | 2151,02 | pérdida de metal-corrosión | 5:46 | 22,29 | SI | 122 | 36 |
| 2019 | casco | 2151,57 | pérdida de metal-corrosión | 5:36 | 23,1 | SI | 34 | 24 |
| 2012 | casco | 2290,2 | AGRUPACION / AP # 5 | 5:44 | 25,83 | SI | 214 | 48 |
| 2020 | validado | 1640,45 | GRUPO | 5:16 | 15,49 | SI | 424 | 72 |
| 2020 | casco | 1641,88 | GRUPO | 5:28 | 37,49 | SI | 1101 | 60 |
| 2020 | validado | 1643,83 | pérdida de metal-corrosión | 5:38 | 30,71 | SI | 78 | 12 |
| 2020 | validado | 1644,46 | GRUPO | 5:48 | 34,31 | SI | 503 | 26 |
| 2020 | validado | 1645,9 | pérdida de metal-corrosión | 5:52 | 28,32 | SI | 68 | 24 |
| 2020 | validado | 1646,33 | pérdida de metal-corrosión | 5:50 | 24,64 | SI | 60 | 24 |
| 2020 | casco | 1647,42 | GRUPO | 5:30 | 31,92 | SI | 1013 | 50 |
| 2020 | validado | 1648,85 | pérdida de metal-corrosión | 5:52 | 28,32 | SI | 90 | 24 |

| | | | | | | | | |
|------|----------|---------|----------------------------|------|-------|----|-----|----|
| 2020 | validado | 1509,22 | GRUPO | 5:54 | 30,45 | SI | 333 | 38 |
| 2020 | validado | 1510,04 | AGRUPACION | 6:16 | 29,51 | SI | 122 | 14 |
| 2020 | casco | 1511,24 | AGRUPACION | 5:56 | 31,35 | SI | 170 | 24 |
| 2020 | validado | 1515,31 | GRUPO | 5:58 | 36,03 | SI | 372 | 26 |
| 2020 | validado | 1516,47 | pérdida de metal-corrosión | 5:56 | 30,45 | SI | 52 | 36 |
| 2020 | validado | 1516,87 | GRUPO | 5:56 | 30,45 | SI | 429 | 36 |
| 2020 | validado | 1517,65 | GRUPO | 5:56 | 30,45 | SI | 547 | 26 |
| 2020 | validado | 1519,68 | pérdida de metal-corrosión | 5:34 | 28,61 | SI | 66 | 48 |
| 2020 | casco | 1520,06 | GRUPO | 5:44 | 37,87 | SI | 911 | 50 |
| 2020 | validado | 1521,55 | pérdida de metal-corrosión | 5:54 | 25,82 | SI | 112 | 48 |
| 2020 | validado | 1993,14 | pérdida de metal-corrosión | 5:44 | 23,7 | SI | 128 | 36 |
| 2020 | casco | 1994,11 | GRUPO | 5:54 | 26,98 | SI | 245 | 38 |
| 2020 | casco | 1995,03 | AGRUPACION | 5:36 | 31,61 | SI | 252 | 60 |
| 2020 | validado | 1996,32 | pérdida de metal-corrosión | 5:34 | 28,2 | SI | 92 | 36 |
| 2020 | validado | 1996,95 | pérdida de metal-corrosión | 5:40 | 18,93 | SI | 74 | 36 |
| 2020 | validado | 2071,86 | pérdida de metal-corrosión | 5:52 | 29,6 | SI | 28 | 36 |
| 2020 | casco | 2072,87 | GRUPO | 5:16 | 35,5 | SI | 569 | 69 |

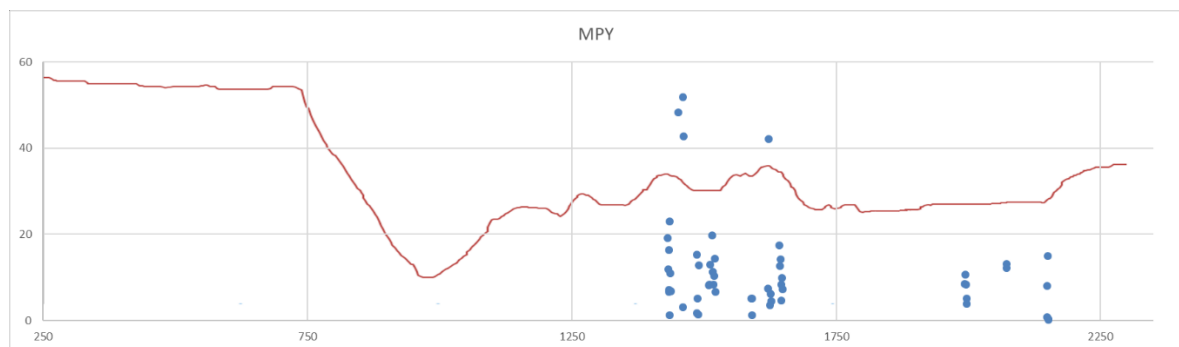
5.2.7 Cálculo de velocidad de corrosión real. Se realizó cálculo de velocidad de corrosión como se muestra en la tabla 15 encontrando que se tiene velocidades de corrosión muy variables aun para puntos muy próximos, ver figura 23.

Tabla 15. Velocidad de corrosión de Indicaciones validas del ILI del 2011

| AÑO VALIDACION | PK | EVENT | WL 2011 | WL VALIDACION | Fecha de la inspección | t thickness (inch) | MPY |
|----------------|---------|----------------------------|---------|---------------|------------------------|--------------------|------|
| 2018 | 1431,85 | AGRUPACION | 22 | 36,027 | 27/03/2018 | 0,875 | 19,2 |
| 2018 | 1432,51 | GRUPO | 23 | 31,669 | 27/03/2018 | 0,875 | 11,8 |
| 2018 | 1433,24 | AGRUPACION | 24 | 36,027 | 27/03/2018 | 0,875 | 16,4 |
| 2018 | 1433,86 | pérdida de metal-corrosión | 16 | 20,877 | 27/03/2018 | 0,875 | 6,7 |
| 2018 | 1434,28 | pérdida de metal-corrosión | 20 | 25,206 | 27/03/2018 | 0,875 | 7,1 |
| 2018 | 1434,98 | pérdida de metal-corrosión | 20 | 20,877 | 27/03/2018 | 0,875 | 1,2 |
| 2018 | 1435,4 | AGRUPACION | 17 | 33,877 | 27/03/2018 | 0,875 | 23,1 |
| 2018 | 1436,44 | pérdida de metal-corrosión | 24 | 32,022 | 27/03/2018 | 0,875 | 11,0 |
| 2018 | 1437,28 | pérdida de metal-corrosión | 15 | 20 | 27/03/2018 | 0,875 | 6,8 |
| 2017 | 1451,83 | GRUPO | 22 | 55,811 | 7/11/2017 | 0,862 | 48,4 |
| 2017 | 1460,07 | AGRUPACION | 22 | 58,196 | 7/11/2017 | 0,862 | 51,8 |
| 2017 | 1460,69 | GRUPO / AP # 1 | 25 | 27,145 | 7/11/2017 | 0,862 | 3,1 |
| 2017 | 1461,51 | GRUPO / AP # 2 | 25 | 54,911 | 7/11/2017 | 0,862 | 42,8 |
| 2019 | 1486,71 | pérdida de metal-corrosión | 19 | 20,6 | 14/09/2019 | 0,869 | 1,8 |
| 2019 | 1487,17 | GRUPO | 16 | 29,9 | 14/09/2019 | 0,869 | 15,3 |
| 2019 | 1487,98 | AGRUPACION | 21 | 25,8 | 14/09/2019 | 0,846 | 5,2 |
| 2019 | 1488,75 | GRUPO | 22 | 23,3 | 14/09/2019 | 0,846 | 1,4 |
| 2019 | 1490,21 | AGRUPACION | 18 | 29,9 | 14/09/2019 | 0,846 | 12,8 |
| 2020 | 1509,22 | GRUPO | 22 | 30,45 | 3/09/2020 | 0,865 | 8,3 |
| 2020 | 1510,04 | AGRUPACION | 21 | 29,51 | 3/09/2020 | 0,865 | 8,3 |
| 2020 | 1511,24 | AGRUPACION | 18 | 31,35 | 3/09/2020 | 0,865 | 13,1 |
| 2020 | 1515,31 | GRUPO | 16 | 36,03 | 3/09/2020 | 0,872 | 19,7 |
| 2020 | 1516,47 | pérdida de metal-corrosión | 19 | 30,45 | 3/09/2020 | 0,872 | 11,3 |
| 2020 | 1516,87 | GRUPO | 19 | 30,45 | 3/09/2020 | 0,872 | 11,3 |
| 2020 | 1517,65 | GRUPO | 22 | 30,45 | 3/09/2020 | 0,872 | 8,3 |
| 2020 | 1519,68 | pérdida de metal-corrosión | 18 | 28,61 | 3/09/2020 | 0,857 | 10,3 |
| 2020 | 1520,06 | GRUPO | 23 | 37,87 | 3/09/2020 | 0,857 | 14,4 |
| 2020 | 1521,55 | pérdida de metal-corrosión | 19 | 25,82 | 3/09/2020 | 0,857 | 6,6 |
| 2019 | 1590,15 | pérdida de metal-corrosión | 18 | 22,7 | 28/09/2019 | 0,867 | 5,2 |
| 2019 | 1590,61 | pérdida de metal-corrosión | 18 | 22,7 | 28/09/2019 | 0,867 | 5,2 |

| | | | | | | | |
|------|---------|----------------------------|----|-------|------------|-------|------|
| 2019 | 1591,33 | GRUPO | 23 | 24,2 | 28/09/2019 | 0,867 | 1,3 |
| 2019 | 1621,55 | AGRUPACION | 23 | 29,8 | 16/10/2019 | 0,872 | 7,4 |
| 2019 | 1622,8 | GRUPO | 21 | 59,5 | 16/10/2019 | 0,872 | 42,2 |
| 2019 | 1624,86 | pérdida de metal-corrosión | 17 | 20,3 | 16/10/2019 | 0,874 | 3,6 |
| 2019 | 1625,6 | GRUPO | 23 | 28,6 | 16/10/2019 | 0,874 | 6,1 |
| 2019 | 1627,22 | AGRUPACION | 15 | 19,1 | 16/10/2019 | 0,874 | 4,5 |
| 2020 | 1641,88 | GRUPO | 20 | 37,49 | 27/08/2020 | 0,878 | 17,4 |
| 2020 | 1643,83 | pérdida de metal-corrosión | 18 | 30,71 | 27/08/2020 | 0,878 | 12,6 |
| 2020 | 1644,46 | GRUPO | 20 | 34,31 | 27/08/2020 | 0,878 | 14,2 |
| 2020 | 1645,9 | pérdida de metal-corrosión | 20 | 28,32 | 27/08/2020 | 0,878 | 8,3 |
| 2020 | 1646,33 | pérdida de metal-corrosión | 20 | 24,64 | 27/08/2020 | 0,878 | 4,6 |
| 2020 | 1647,42 | GRUPO | 22 | 31,92 | 27/08/2020 | 0,878 | 9,9 |
| 2020 | 1648,85 | pérdida de metal-corrosión | 21 | 28,32 | 27/08/2020 | 0,878 | 7,3 |
| 2020 | 1993,14 | pérdida de metal-corrosión | 15 | 23,7 | 2/10/2020 | 0,869 | 8,5 |
| 2020 | 1994,11 | GRUPO | 16 | 26,98 | 2/10/2020 | 0,869 | 10,7 |
| 2020 | 1995,03 | AGRUPACION | 23 | 31,61 | 2/10/2020 | 0,869 | 8,4 |
| 2020 | 1996,32 | pérdida de metal-corrosión | 23 | 28,2 | 2/10/2020 | 0,869 | 5,1 |
| 2020 | 1996,95 | pérdida de metal-corrosión | 15 | 18,93 | 2/10/2020 | 0,869 | 3,8 |
| 2020 | 2071,86 | pérdida de metal-corrosión | 17 | 29,6 | 15/09/2020 | 0,865 | 12,3 |
| 2020 | 2072,87 | GRUPO | 22 | 35,5 | 15/09/2020 | 0,865 | 13,2 |
| 2019 | 2148,64 | pérdida de metal-corrosión | 16 | 16,67 | 7/03/2019 | 0,878 | 0,8 |
| 2019 | 2149,06 | AGRUPACION | 22 | 28,68 | 7/03/2019 | 0,878 | 8,0 |
| 2019 | 2150,03 | GRUPO | 21 | 33,49 | 7/03/2019 | 0,878 | 14,9 |
| 2019 | 2151,02 | pérdida de metal-corrosión | 22 | 22,29 | 7/03/2019 | 0,878 | 0,3 |
| 2019 | 2151,57 | pérdida de metal-corrosión | 23 | 23,1 | 7/03/2019 | 0,878 | 0,1 |

Figura 22. Velocidad de corrosión de indicaciones validadas y ubicación en el trazado de la línea.



5.3 REPARACIONES

5.3.1 Método de reparación. Para la reparación de las indicaciones de pérdida de espesor interna se utilizó camisas metálicas (sleeve) tipo B cumpliendo con normas API 1104 Anexo B y ASME PCC 2, se utilizó tubería de 12" API 5L X65 THK 1" y se instalaron backings en las juntas longitudinales

CÁLCULO DE ESPESOR DE CAMISA METALICA TIPO B:

Se utilizo tubería de 12" Ø API 5L X65 de diámetro exterior 12,75"

Símbolos:

CA: tolerancia a la corrosión

Pi: Presión de diseño interna

D: Diámetro exterior de la tubería

S: Valor del esfuerzo admisible

t: espesor de pared requerido por presión de diseño para presión interna calculado en pulgadas de acuerdo con el parágrafo 403.2.1 de ASME B 31.4 versión 2019

tn: Espesor de pared nominal que satisface requerimientos por presión y tolerancias.

B: desbaste para el backing de 3/32"

$$t = \frac{P_i \cdot D}{2 \cdot S}$$

$$t = \frac{5200 \cdot 12,75}{2 \cdot 46800}$$

$$t = 0,708''$$

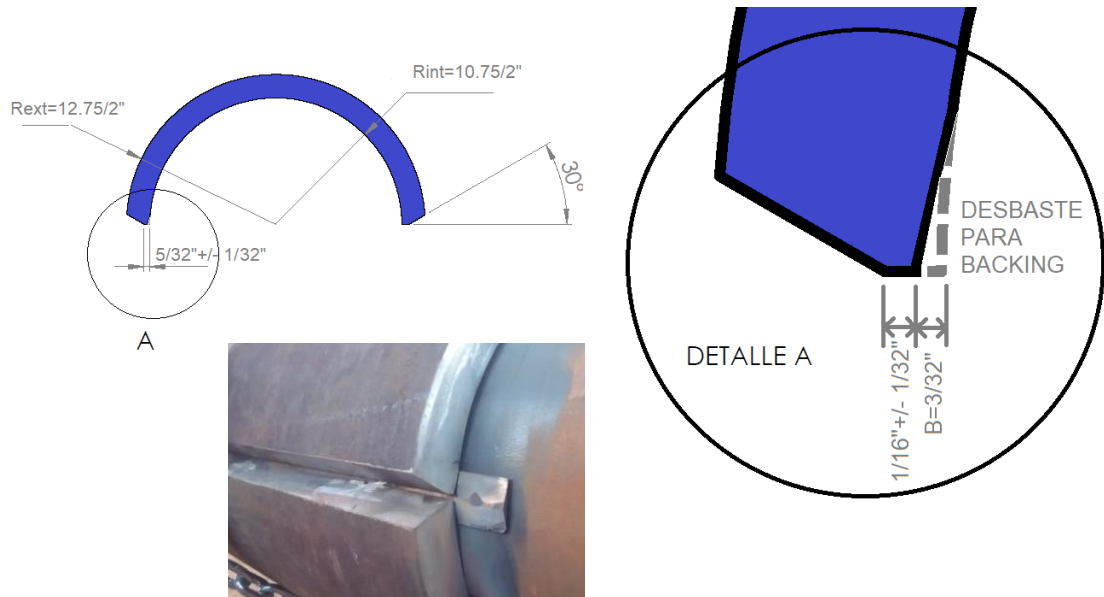
$$t_n = t + CA + B$$

$$t_n = 0,708'' + 0,125'' + 0.09375''$$

$$t_n = 0,927'' \text{ (Aprox. 1'' espesor)}$$

se realiza un desbaste B= 3/32" para el backing

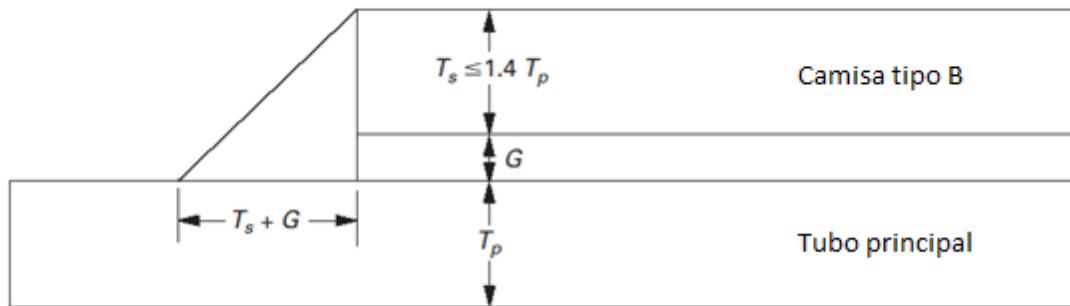
Figura 23. Diseño junta longitudinal



5.3.1.1 Diseño de soldaduras circunferenciales.

Figura 24. Diseño junta circunferencial

Tamaño de filete de soldadura de camisa tipo B con espesores de camisa menores o iguales a 1.4 veces el espesor de tubo principal



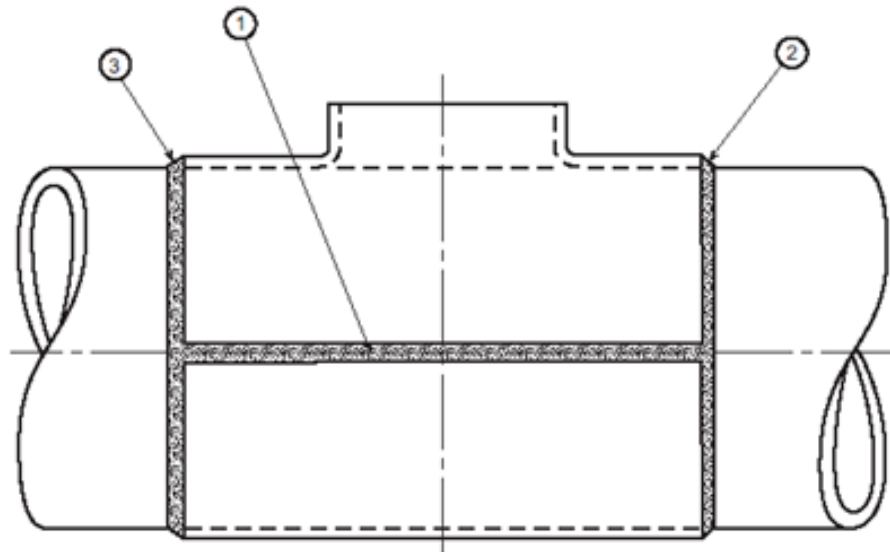
$G = \text{Espaciamiento} \leq 3/32''$
 $T_p = \text{Espesor del tubo principal} = 0.875''$
 $T_s = \text{Espesor de pared de camisa tipo B} = 1''$
 $T_s + G = 1.093''$

Fuente: THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGENIERS. ASME PCC-2 Repair of Pressure Equipment and Piping. ED 2018. P32

Las reparaciones cumplieron las siguientes actividades

- Inspección por ultrasonido scan A en área de soldadura circunferencial y cálculo de espesor mínimo requerido para aplicar soldadura.
- Aseguramiento durante fabricación y montaje de camisas metálicas tipo B asegurando la correcta instalación.
- Aplicación de soldadura con procedimiento y soldadores calificados según API 1104 cumpliendo con orden de soldadura según API 1104.

Figura 25. Orden de soldadura en camisa metálica tipo B



Notas:

1. Esta es una secuencia de soldadura sugerida, otras secuencias pueden ser utilizadas a discreción de la empresa.
2. Cuando está en operación, el accesorio está a la presión de la tubería.

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities. Anexo B. Ed 2018. P114.

- Aseguramiento con partículas magnéticas a pase raíz y liberación final con UT PA defecto logia a soldaduras circunferenciales y longitudinales.

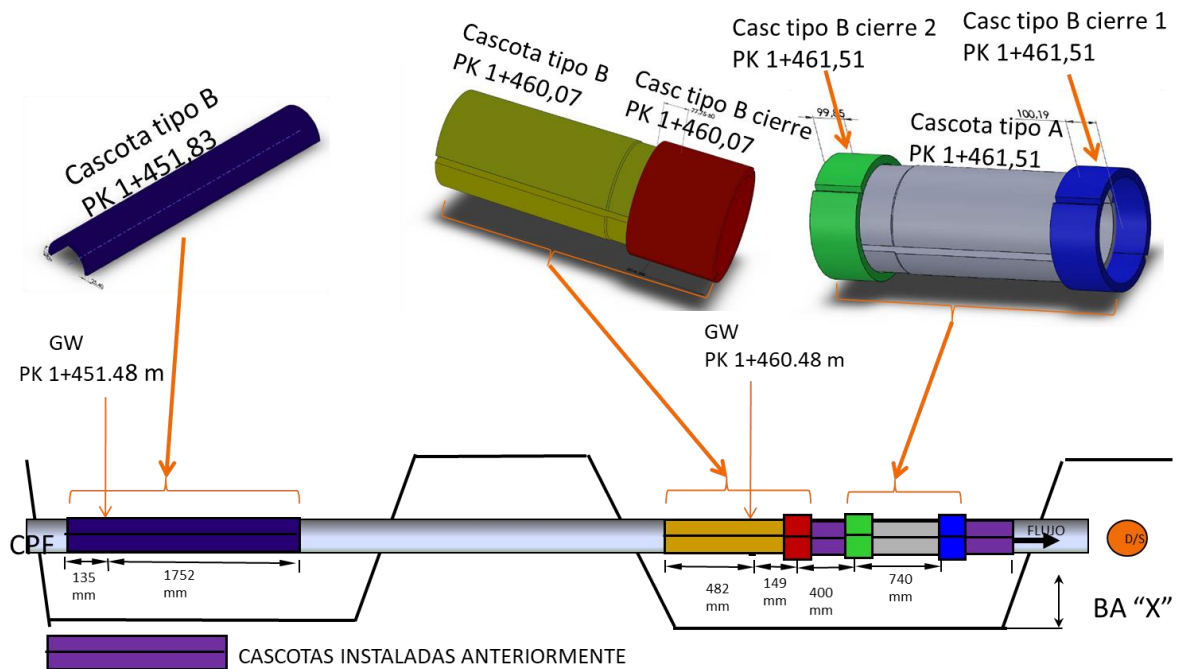
- Aseguramiento de condiciones ambientales y perfil de anclaje durante aplicación de recubrimiento sigmaline 2000, aseguramiento de espesor de película seca y continuidad

5.3.2 Reparaciones 2017. Se validaron las tres indicaciones mostradas en la tabla 16, se realizó reparación de las tres indicaciones como se muestra en la figura 27.

Tabla 16. Indicaciones validas en el 2017 del ILI del 2011

| | REPORTADO ILI 2011 | | | PROYECTADO 2017 | | | RESULTADO VALIDACION 2017 | | |
|---------------|--------------------|-----------|-------|-----------------|------------|----------|---------------------------|-----------|----------|
| | PERDIDA | LONG ITUD | ANCHO | PERDIDA | LONG ITUD | ANCHO | PERDIDA | LONG ITUD | ANCHO |
| PK 1+451.83 m | 22% | 1331mm | 41mm | 32,51% | 1966,12 mm | 60,56 mm | 55,81% | 784 mm | 320,6 mm |
| PK 1+460.07 m | 22% | 186 mm | 36 mm | 32,51% | 274,76 mm | 53,18 mm | 58,19% | 300,4 mm | 140,3 mm |
| PK 1+461.51m | 25% | 298 mm | 36 mm | 35,52% | 423,07 mm | 51,11mm | 54,91% | 672 mm | 367,6 mm |

Figura 26. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2017 en la línea CPF-X.



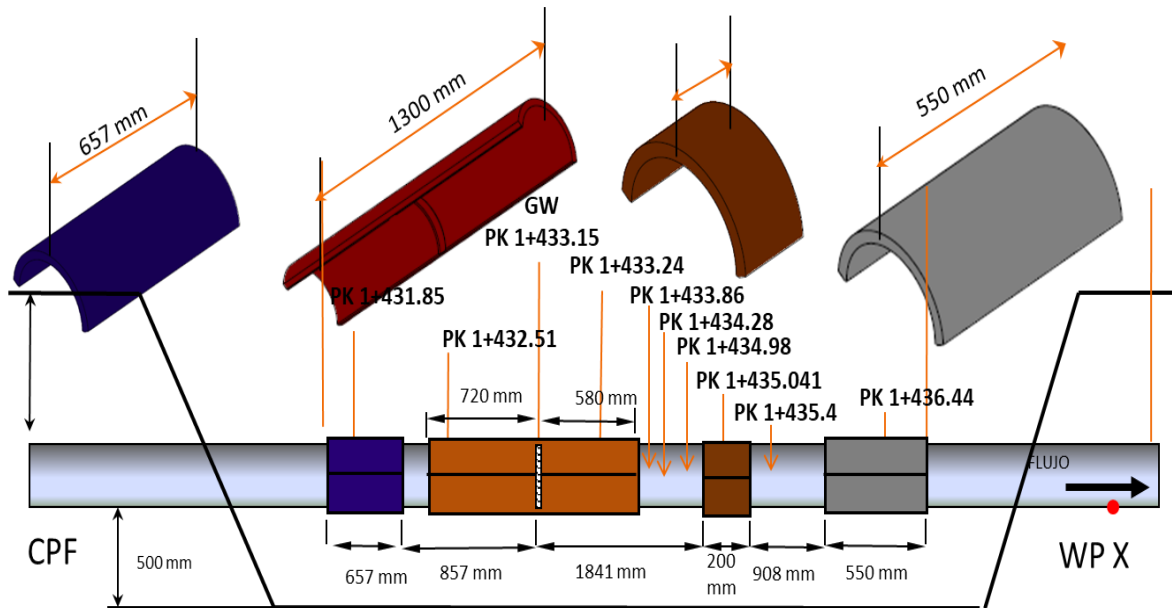
5.3.3 Reparaciones 2018.

PK 1+431,85 al PK 1+436.44: Se realizó validación del PK 1+431,85 al PK 1+436.44 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 17 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 28.

Tabla 17. Indicaciones validas en el 2018 del ILI del 2011

| DATOS ILI | | | | | DATOS CAMPO | | | | | |
|-----------|--------------|---------|----------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|--------|----------------|
| PK | Pos. Horaria | Long mm | Ancho mm | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd | Remanente (mm) |
| 1431,85 | 05:34 | 336 | 60 | 22% | 1431,68 | 04:18 | 230 | 256,00 | 31,69% | 15,180 |
| | | | | | 1431,96 | 04:21 | 275,9 | 212,60 | 36,02% | 14,218 |
| 1432,51 | 05:34 | 385 | 48 | 23% | 1432,48 | 04:05 | 440,7 | 195,50 | 31,69% | 15,180 |
| | | | | | 1433,03 | 00:00 | 81,2 | 187,40 | 25,20% | 16,623 |
| 1433,24 | 05:44 | 319 | 48 | 24% | 1433,21 | 05:22 | 86,5 | 80,60 | 31,69% | 15,180 |
| | | | | | 1433,47 | 05:28 | 206,8 | 40,30 | 36,02% | 14,218 |
| 1433,86 | 05:32 | 42 | 36 | 16% | 1433,88 | 05:28 | 50,5 | 15,10 | 20,87% | 17,585 |
| 1434,28 | 05:44 | 68 | 24 | 20% | 1434,17 | 05:17 | 203,2 | 38,20 | 25,20% | 16,623 |
| 1434,98 | 05:32 | 108 | 36 | 20% | 1434,47 | 05:20 | 127,4 | 43,30 | 20,87% | 17,585 |
| | | | | | 1435,04 | 05:15 | 90,7 | 66,10 | 33,87% | 14,696 |
| 1435,4 | 05:32 | 375 | 57 | 17% | 1435,33 | 05:18 | 698,1 | 69,10 | 28,31% | 15,932 |
| | | | | | 1436,14 | 05:33 | 97,3 | 41,10 | 30,16% | 15,520 |
| 1436,44 | 05:40 | 114 | 24 | 24% | 1436,47 | 05:36 | 121,9 | 51,10 | 32,02% | 15,108 |

Figura 27. Camisas meticas tipo B instaladas en el 2018 en la línea CPF-X.



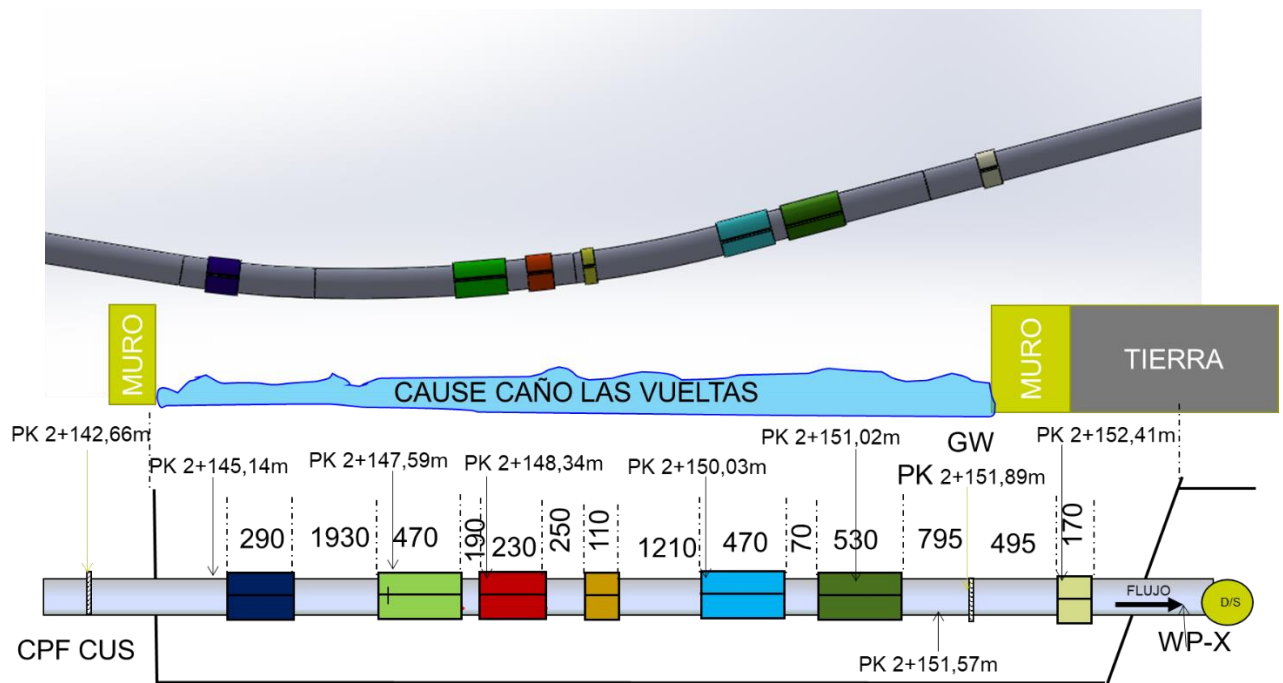
5.3.4 Reparaciones 2019.

PK 2+145.19 al 2+152.89: Se realizo validación del PK 2+145.19 al 2+152.89 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 19 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 30

Tabla 18. Indicaciones validas en el 2019 del PK 2+145.19 al 2+152.89del ILI del 2011 de la línea CPF-X

| DATOS ILI 2012 | | | | | DATOS CAMPO | | | | | |
|----------------|--------------|-----------|------------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|--------|----------------|
| PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | Prof | Remanente (mm) |
| 2145,14 | 5:34 | 3091 | 67 | 24% | 2145,43 | 5:34 | 120 | 80 | 21,48% | 17,45 |
| | | | | | 2147,59 | 5:34 | 300 | 70 | 21,48% | 17,45 |
| 2148,34 | 5:24 | 108 | 36 | 16% | 2148,34 | 5:24 | 180 | 40 | 23,91% | 16,91 |
| 2149,06 | 5:46 | 328 | 26 | 22% | 2149,27 | 5:46 | 240 | 30 | 15,09% | 18,87 |
| 2150,03 | 5:46 | 562 | 48 | 21% | 2150,11 | 5:46 | 120 | 100 | 28,68% | 15,85 |
| 2151,02 | 5:46 | 122 | 36 | 22% | 2150,65 | 5:46 | 480 | 100 | 33,49% | 14,78 |
| 2151,57 | 5:36 | 34 | 24 | 23% | 2151,43 | 5:36 | 20 | 20 | 23,1% | 17,09 |
| | | | | | 2152,41 | 5:36 | 24 | 24 | 15,9% | 18,69 |

Figura 28. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2019 en la línea CPF-X del PK 2+145.19 al 2+152.89.

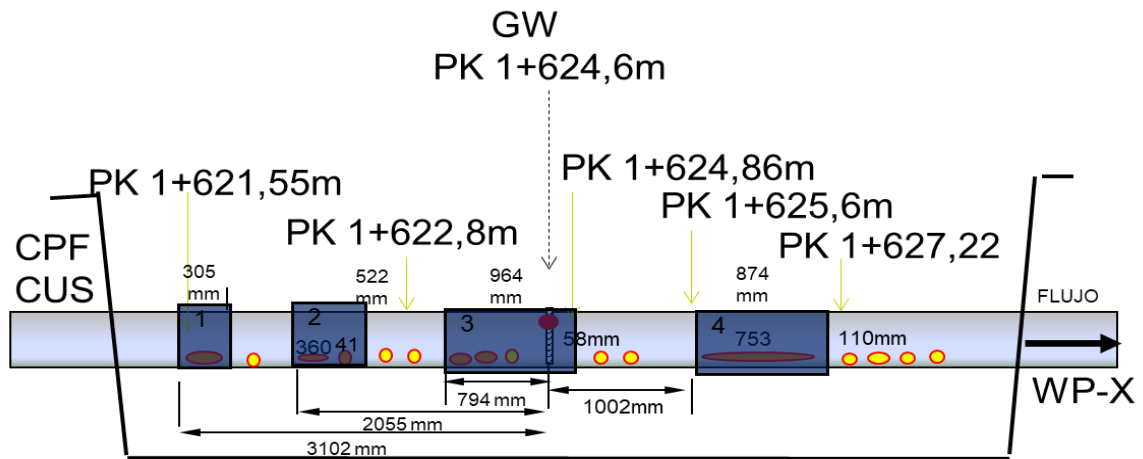


PK 1+621.35 a PK 1+627.60: Se realizó validación del PK 1+621.35 a PK 1+627.60 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 18 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 29

Tabla 19. Indicaciones validas en el 2019 del PK 1+621.35 a PK 1+627.60 del ILI del 2011 de la línea CPF-X

| DATOS ILI 2011 | | | | | DATOS CAMPO | | | | |
|----------------|--------------|-----------|------------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|---------|
| PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. |
| 1621,55 | 5:52 | 577 | 36 | 23 | 1621,558 | 5:08 | 293 | 93,18 | 29,8 |
| | | | | | 1622,31 | 5:25 | 20,89 | 15,15 | 26,3 |
| 1622,8 | 5:42 | 358 | 24 | 21 | 1622,60 | 5:14 | 360,7 | 68,61 | 32,2 |
| | | | | | 1623,11 | 4:58 | 41,71 | 50,83 | 34,6 |
| | | | | | 1623,34 | 3:57 | 50,93 | 36,93 | 22,7 |
| | | | | | 1623,68 | 4:49 | 16,7 | 30,2 | 23,0 |
| | | | | | 1623,81 | 4:38 | 113,5 | 62,4 | 33,4 |
| | | | | | 1624,18 | 4:41 | 141,5 | 88,4 | 27,2 |
| | | | | | 1624,51 | 11,17 | 14,3 | 22,1 | 16,8 |
| | | | | | 1624,55 | 00:00 | 45,7 | 47,48 | 59,5 |
| 1624,86 | 5:24 | 58 | 24 | 17 | 1624,87 | 5:11 | 37,6 | 38,3 | 20,3 |
| | | | | | 1624,95 | 4:42 | 41,7 | 31,0 | 14,4 |
| 1625,6 | 5:42 | 1241 | 26 | 23 | 1625,6 | 4:40 | 753,5 | 113,2 | 28,6 |
| | | | | | 1626,68 | 5:46 | 45,2 | 33,5 | 17,9 |
| | | | | | 1626,81 | 5:23 | 194,3 | 140 | 19,1 |
| 1627,22 | 5:34 | 110 | 36 | 15 | 1627,40 | 4:47 | 47,1 | 41,1 | 19,1 |
| | | | | | 1627,57 | 4:44 | 79,9 | 30,8 | 17,9 |

Figura 29. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2019 en la línea CPF-X del PK 1+621.35 a PK 1+627.60.



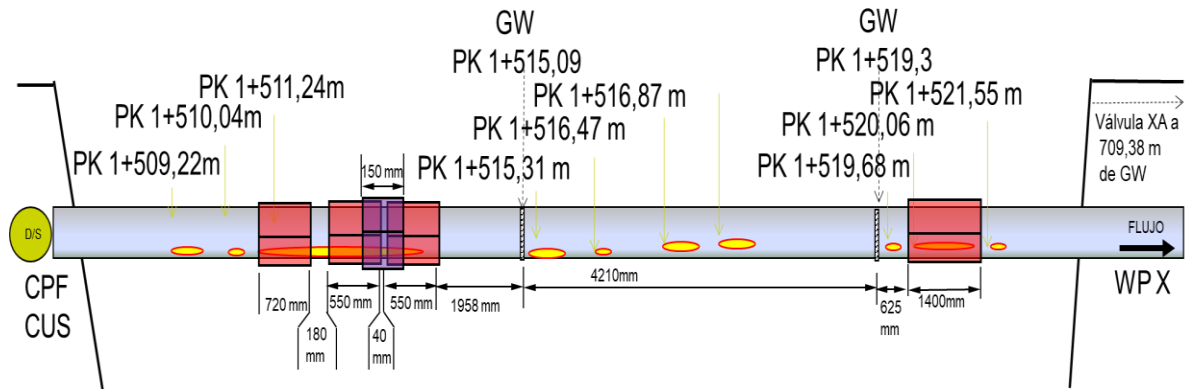
5.3.5 Reparaciones 2020.

PK 1+508.25 al 1+521.79: Se realizó validación del PK 1+508.25 al 1+521.79 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 20 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 31

Tabla 20. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+508.25 al 1+521.79 del ILI del 2011 de la línea CPF-X

| DATOS ILI 2011 | | | | | DATOS CAMPO | | | | | |
|----------------|--------------|-----------|------------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|-----------|----------------|
| PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % perdida | Remanente (mm) |
| 1640,45 | 5:16 | 424 | 72 | 20 | 1640,69 | 3:45 | 190 | 24 | 15,49 | 19,11 |
| 1641,88 | 5:28 | 1101 | 60 | 20 | 1641,52 | 3:54 | 1300 | 107 | 37,49 | 14,22 |
| 1643,83 | 5:38 | 78 | 12 | 18 | 1642,86 | 4:06 | 969 | 44 | 30,71 | 15,76 |
| 1644,46 | 5:48 | 503 | 26 | 20 | 1644,32 | 4:21 | 532 | 65 | 34,31 | 14,96 |
| 1645,9 | 5:52 | 68 | 24 | 20 | 1645,29 | 4:17 | 576 | 52 | 28,32 | 16,29 |
| 1646,33 | 5:50 | 60 | 24 | 20 | 1646,24 | 4,29 | 655 | 81 | 24,64 | 17,11 |
| 1647,42 | 5:30 | 1013 | 50 | 22 | 1647,30 | 4,26 | 958 | 58 | 31,92 | 15,49 |
| 1648,85 | 5:52 | 90 | 24 | 21 | 1648,68 | 4:22 | 75 | 35 | 28,32 | 16,29 |

Figura 30. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 1+508.25 al 1+521.79

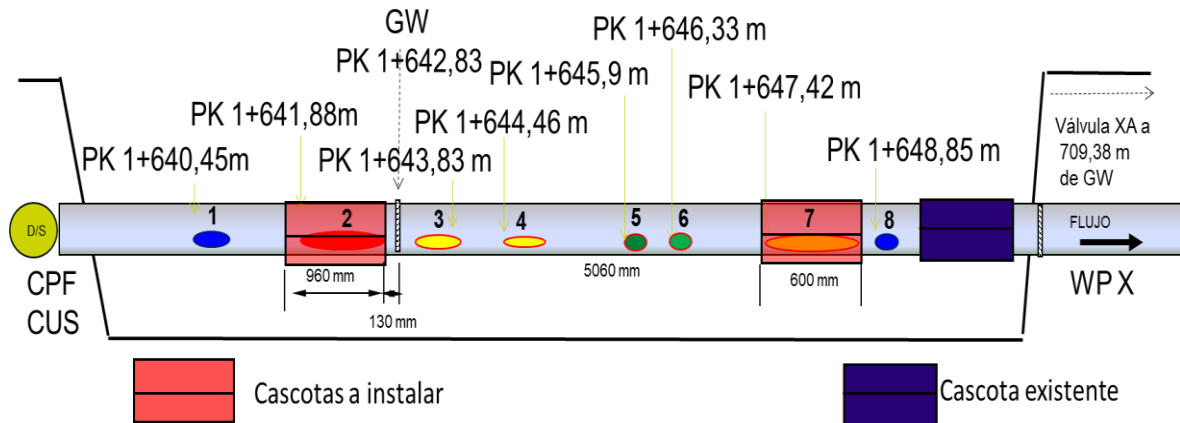


PK 1+639.92 al PK 1+648.98: Se realizó validación del PK 1+639.92 al PK 1+648.98 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 21 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 32

Tabla 21. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+639.92 al PK 1+648.98 del ILI del 2011 de la línea CPF-X

| DATOS ILI 2011 | | | | | DATOS CAMPO | | | | | | |
|----------------|--------------|-----------|------------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|-----------|----------------|--|
| PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % perdida | Remanente (mm) | |
| 1640,45 | 5:16 | 424 | 72 | 20 | 1640,69 | 3:45 | 190 | 24 | 15,49 | 19,11 | |
| 1641,88 | 5:28 | 1101 | 60 | 20 | 1641,52 | 3:54 | 1300 | 107 | 37,49 | 14,22 | |
| 1643,83 | 5:38 | 78 | 12 | 18 | 1642,86 | 4:06 | 969 | 44 | 30,71 | 15,76 | |
| 1644,46 | 5:48 | 503 | 26 | 20 | 1644,32 | 4:21 | 532 | 65 | 34,31 | 14,96 | |
| 1645,9 | 5:52 | 68 | 24 | 20 | 1645,29 | 4:17 | 576 | 52 | 28,32 | 16,29 | |
| 1646,33 | 5:50 | 60 | 24 | 20 | 1646,24 | 4,29 | 655 | 81 | 24,64 | 17,11 | |
| 1647,42 | 5:30 | 1013 | 50 | 22 | 1647,30 | 4,26 | 958 | 58 | 31,92 | 15,49 | |
| 1648,85 | 5:52 | 90 | 24 | 21 | 1648,68 | 4:22 | 75 | 35 | 28,32 | 16,29 | |

Figura 31. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 1+639.92 al PK 1+648.98

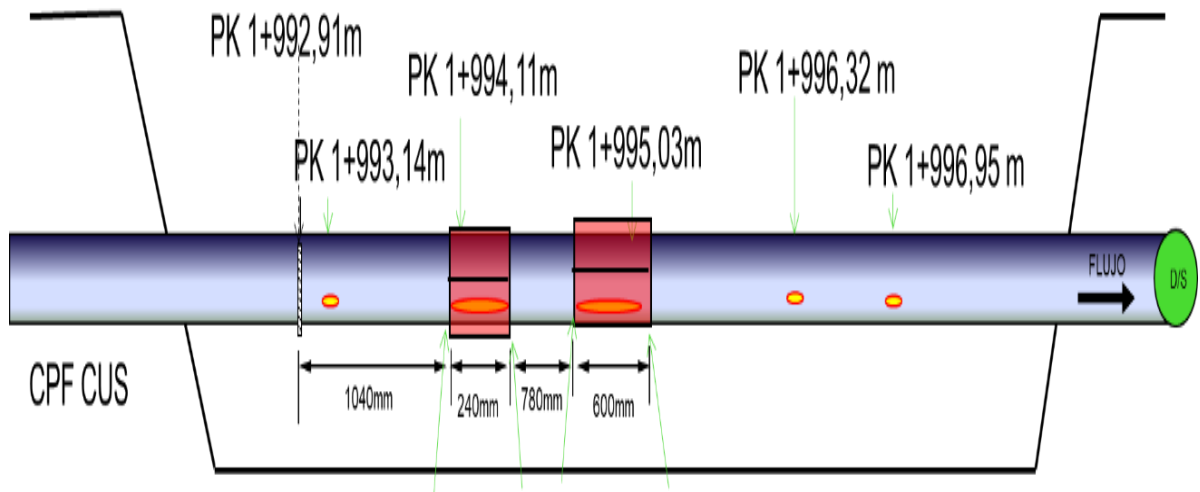


PK 1+992,35 hasta PK 1+997,73: Se realizó validación del PK 1+992,35 al PK 1+997,73 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 22 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 33

Tabla 22. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+992,35 al PK 1+997,73 del ILI del 2011 de la línea CPF-X

| DATOS ILI 2011 | | | | | DATOS CAMPO | | | | | | |
|----------------|--------------|-----------|------------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|-----------|---------|--------------|
| PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | Prof (mm) | % Perd. | Espesor (mm) |
| 1993,14 | 5:44 | 128 | 36 | 15 | 1+993,14 | 6:00 | 152 | 41 | 5,27 | 23,70 | 17,43 |
| 1994,11 | 5:54 | 245 | 38 | 16 | 1+994,00 | 5:53 | 527 | 63 | 6,00 | 26,98 | 16,7 |
| 1995,03 | 5:36 | 252 | 60 | 23 | 1+995,03 | 5:44 | 472 | 59 | 7,03 | 31,61 | 15,67 |
| 1996,32 | 5:34 | 92 | 36 | 23 | 1+996,31 | 6:05 | 89 | 30 | 6,27 | 28,20 | 16,43 |
| 1996,95 | 5:40 | 74 | 36 | 15 | 1+996,95 | 5:47 | 100 | 33 | 4,21 | 18,93 | 18,49 |

Figura 32. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 1+992,35 al PK 1+997,73

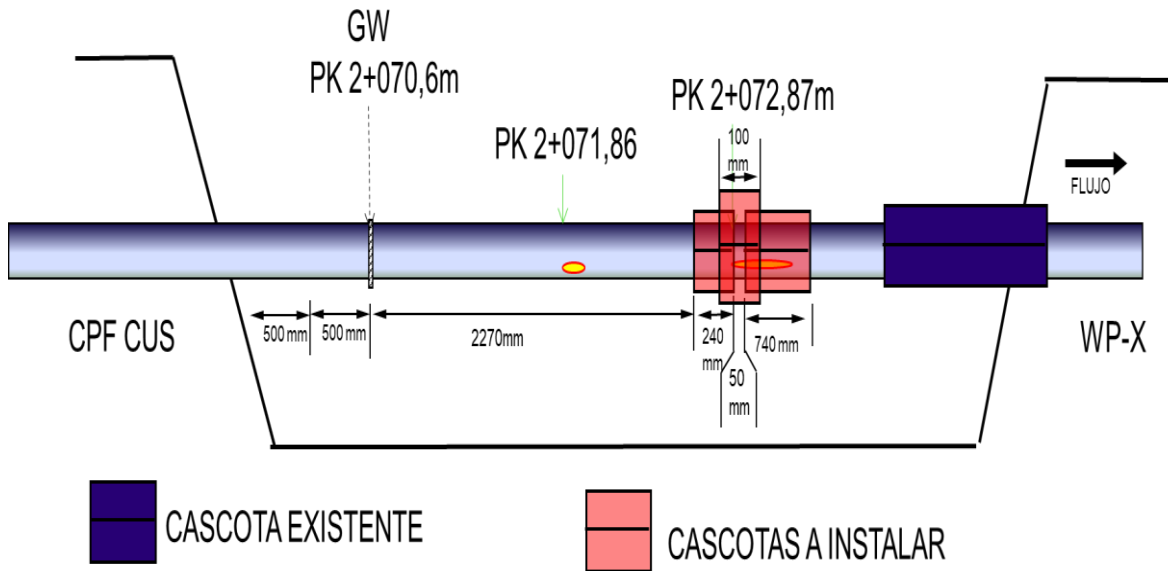


PK 2+070.04 al PK 2+074.08: Se realizo validación del PK 2+070.04 al PK 2+074.08 donde se validaron las indicaciones que aparecen en la tabla 23 y se instalaron cuatro camisas metálicas tipo B como se muestra en la figura 34

Tabla 23. Indicaciones validas en el 2020 del PK 1+992,35 al PK 1+997,73 del ILI del 2011 de la línea CPF-X

| DATOS ILI 2011 | | | | | DATOS CAMPO | | | | | |
|----------------|--------------|-----------|------------|---------|-------------|--------------|-----------|------------|-----------|----------------|
| PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | % Perd. | PK | Pos. Horaria | Long (mm) | Ancho (mm) | Prof (mm) | Remanente (mm) |
| 2071,86 | 5:52 | 28 | 36 | 17 | 2071,86 | 5:52 | 671 | 85 | 30,63 | 15,42 |
| 2072,87 | 5:16 | 569 | 69 | 22 | 2072,87 | 5:16 | 597 | 99 | 36,75 | 14,06 |

Figura 33. Camisas metálicas tipo B instaladas en el 2020 en la línea CPF-X del PK 2+070.04 al PK 2+074.08



5.4 EVALUACIÓN DE CORROSIÓN EXTERNA

5.4.1 Estado de sistema de protección catódica. Por CIPS se reporta estado de protección en un 77,8%; por potenciales más electronegativos que -850 mV vs CSE cumpliendo el criterio de potencial polarizado de acuerdo con la norma NACE SP 0169-13. La zona de baja eficiencia se identifica entre los Pk 0+000 al 0+611. En la medición de potencial poste a poste reporta zona sin protección catódica en zona interfase de salida CPF Cusiana.

Tabla 24. Resultados medición poste a poste año 2020.

| Ítem | Punto de Medición | Línea | Longitud | Fecha | Central vs CSE | | AC mV |
|------|----------------------------|----------|----------|------------|----------------|--------|-------|
| | | | | | ON | OFF | |
| 1 | Interfase en CPF Cusiana | CPF-X | PK 0+000 | 28/07/2020 | -0,778 | -0,652 | 150 |
| 2 | Poste sin Identificación | CPF-X | PK 0+815 | 16/07/2020 | -1,138 | -1,037 | 90 |
| 3 | Poste sin Identificación | CPF-X | PK 2+259 | 15/07/2020 | -1,090 | -0,923 | 103 |
| 4 | Interfase en Plataforma X | CPF-X | PK 2+411 | 15/07/2020 | -1,459 | -1,032 | 242 |
| 5 | Poste sin Identificación | CPF-X-XA | PK 0+517 | 15/07/2020 | -1,252 | -0,952 | 186 |
| 6 | Interfase en Plataforma XA | CPF-X-XA | PK 0+861 | 15/07/2020 | -1,047 | -0,761 | 182 |

5.4.2 Estado de recubrimiento. El Estado del recubrimiento se reporta en buen estado general durante la realización de validaciones de corrosión externa se ha verificado el estado de recubrimiento tricapa encontrando que se encuentra en condiciones aceptables sin pin holes o daños en su barrera exterior o capa FBE. Por inspección DCVG se identificaron 3 indicaciones las cuales se muestran en la tabla No. 25. se recomienda programar validación directa por defecto reportado en zona desprotegida sector PK 0+083 con IR de 18,5% carácter Catódico-Catódico.

Tabla 25. Resultados inspección del recubrimiento mediante la técnica DCVG.

| CPF-X | Pk | % IR | Carácter | mV vs CSE | |
|------------|-------|------|----------|-----------|------|
| | | | | ON | OFF |
| Anomalía 1 | 0+083 | 18,5 | CC | -572 | -529 |
| Anomalía 2 | 0+521 | 10 | CC | -1176 | -813 |
| Anomalía3 | 2+303 | 4 | CC | -1348 | -929 |

5.4.3 Indicaciones de corrosión externa. Según reportes de corridas ILLI el 100% de las indicaciones son de corrosión interna por lo cual no ha y proyección de crecimiento de anomalías externas.

5.5 VALORACIÓN DEL RIESGO DE LA LÍNEA CPF-X

Para el caso de la línea CPF-X se toma una probabilidad “D” por posible pérdida de contención de la línea por corrosión interna según análisis de proyección de crecimiento de anomalías. Esta probabilidad se toma igual para todas las consecuencias.

Se define que para personas no hay riesgo dado que la línea está enterrada y el mecanismo de daño de la línea sería tipo pitting por lo cual su nivel de consecuencia a personas se categoriza como 0. la consecuencia al medio ambiente por este tipo de daño sería nivel 3 “Contaminaciones localizadas: Emisiones o descargas

limitadas con contaminación ambiental localizada en predios vecinos y/o el entorno, ó que requiere medidas de recuperación en el mediano plazo, ó repetidas violaciones de los límites legales ó actos administrativos o varias quejas registradas (call center o escrita) ante organismos gubernamentales.”

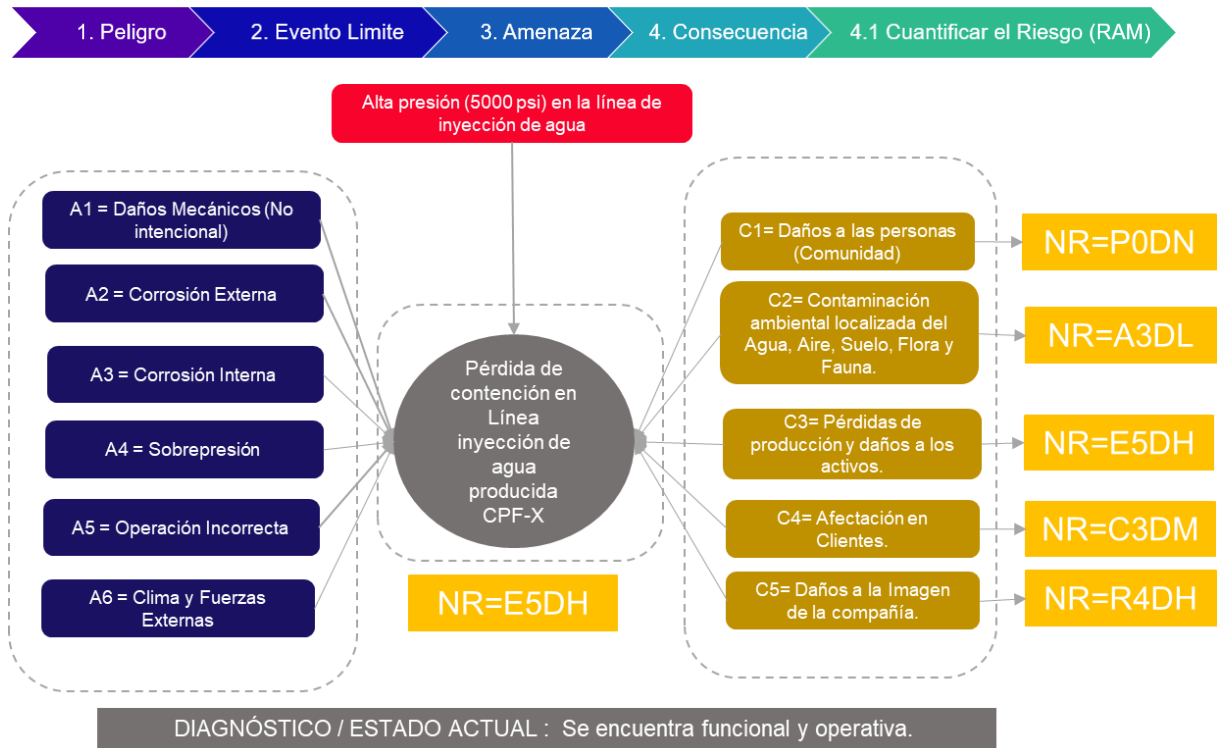
El nivel de consecuencia económica para este tipo de daño se calcula en base a los días que se tendría que parar la línea para ser reparada creando una parada total de planta después de 72 horas se tendría que parar la producción total del CPF Cusiana y de las facilidades de Cupiagua y Floreña calculando una reparación promedio de esta línea de 8 días se tendría pérdidas superiores a 10 millones de dólares dando una consecuencia nivel 5.

La afectación a clientes será nivel 3 “Pérdida de clientes y/o desabastecimiento: Decisiones y/o circunstancias que implican afectación a procesos y/o productos comprometidos con los clientes, que pueden afectar la relación comercial y/o el índice de lealtad, al punto de llevar al cliente que tome la decisión de no volver a comprarle a ECOPETROL, o que efectivamente no se pueda asegurar el suministro confiable para algún mercado objetivo de la Sociedad.”

La reputación de Ecopetrol sería afectada en un nivel 4 “Nacional -interés público nacional: Oposición general de los medios de prensa nacionales. Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias. Quejas de ONGs nacionales. Posible afectación del valor de las Acciones.”

5.5.1 Valoración del riesgo dinámico línea CPF-X método del corbatín. En las gráficas 35 Y 36 se muestra el desarrollo del método del corbatín para la amenaza de pérdida de contención en línea de inyección de agua producida CPF-X

Figura 34. Valoración del riesgo método corbatín línea CPF-X



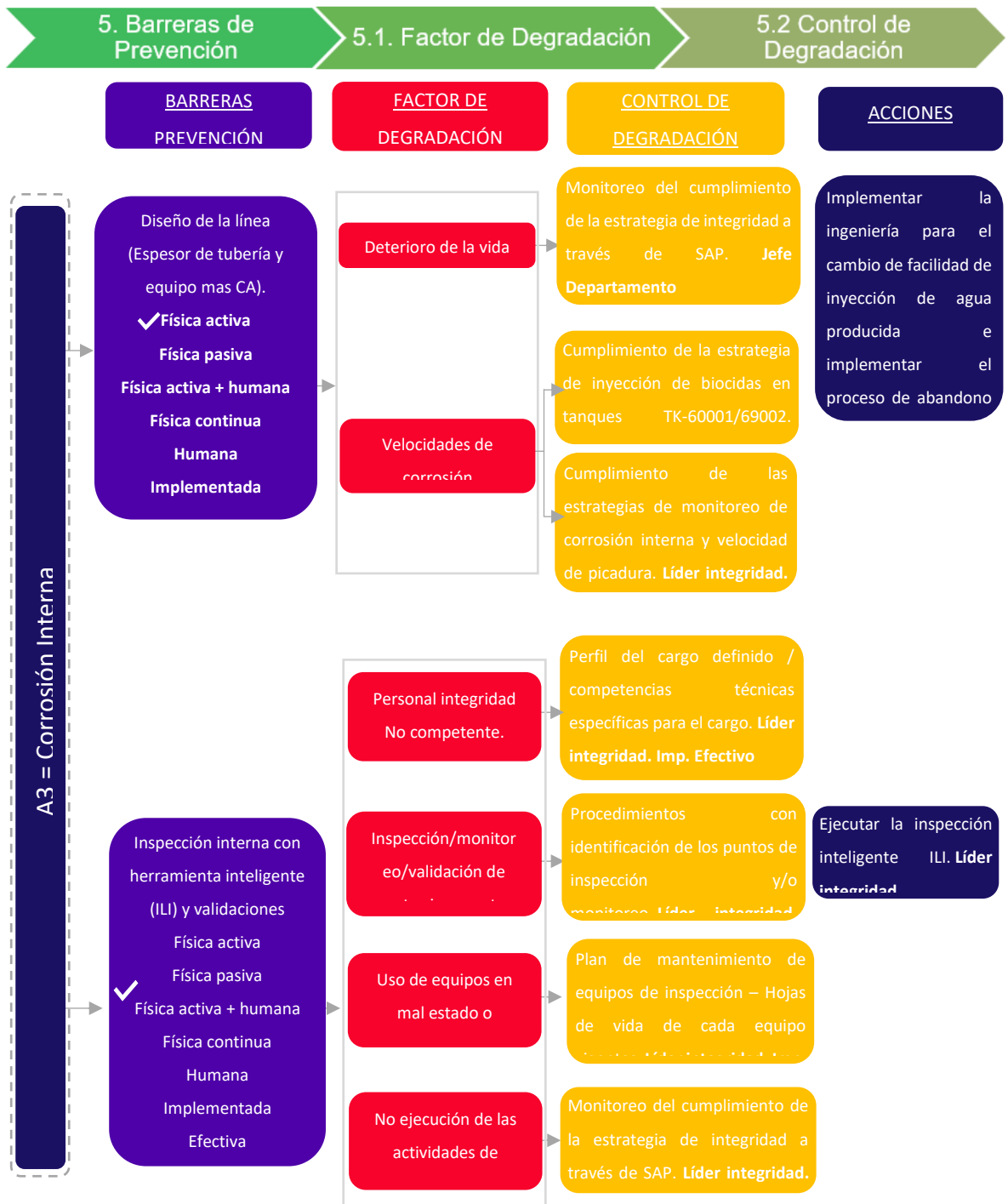
5.5.1.1 Identificación y caracterización de las barreras de prevención. A continuación, se muestra la Identificación y caracterización de las barreras de prevención, Identificación de los factores de degradación, Identificación y caracterización de los controles de degradación.

Figura 35. Identificación y caracterización de las barreras de prevención, Identificación de los factores de degradación, Identificación y caracterización de los controles de degradación



5. Barreras de Prevención → 5.1. Factor de Degradación → 5.2 Control de Degradación





5. Barreras de Prevención → 5.1. Factor de Degradación → 5.2 Control de Degradación

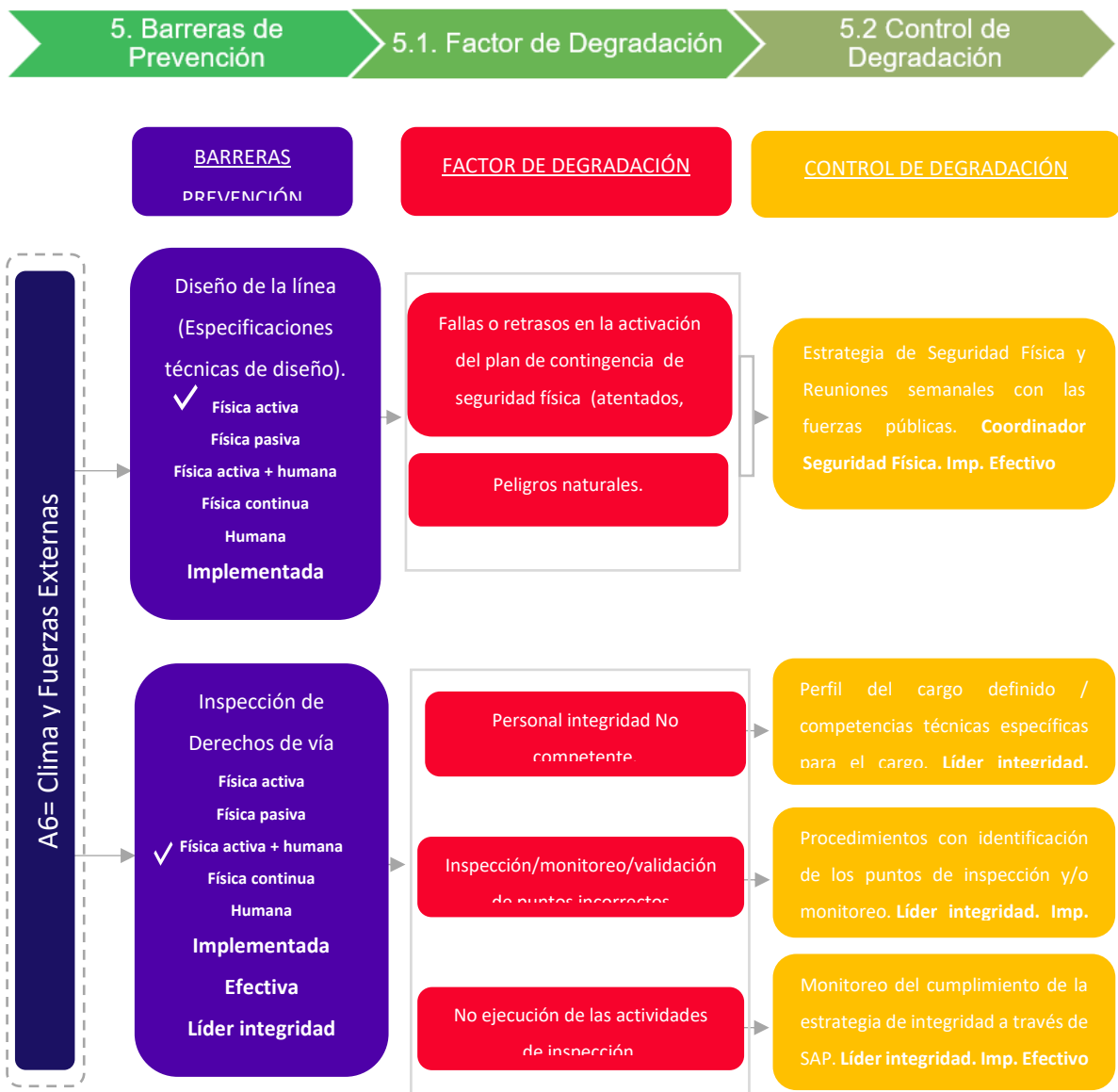


5. Barreras de Prevención

5.1. Factor de Degradación

5.2 Control de Degradación





5.5.1.2 Identificación y caracterización de las barreras de mitigación. A continuación, se desarrolla la Identificación y caracterización de las barreras de mitigación, Identificación de los factores de degradación, Identificación y caracterización de los controles de degradación





Tabla 26. Acciones resultantes del análisis de riesgo dinámico

| No. | ESCENARIO | ACCIÓN/ RESPONSABLE | FECHA DE CIERRE | AVANCE | OBSERVACIONES |
|-----|---|--|-----------------|--------|---------------|
| 1 | "Pérdida de contención en Línea de inyección de agua producida CPF-X (TAG 10-IW-CRT-02-42001-I2A2)" | 1. Implementar la ingeniería y construcción del nuevo sistema de inyección de agua para el cambio de facilidad de inyección de agua producida de la línea CPF-X. Mauricio Moreno/Miguel Camacho | 15/01/2023 | | Abierta. |
| | | 2. Continuar con el plan de integridad de la línea. (validaciones, reparaciones, monitoreo de corrosión interna y externa). Alexander Monrroy | 30/08/2020 | 100% | Cerrada |
| | | 3. Mantener en stock material para reparaciones (tuberías 12 NPS SCH 1" API 5L X65 para camisas tipo B). Alexander Monrroy | 30/12/2020 | 100% | Cerrada |
| | | 4. Socializar y comunicar el análisis Bow-Tie a la operación. Líder Subelemento ARP | 15/05/2021 | | Cerrada |
| | | 5. Ejecutar la inspección inteligente ILI en la línea de inyección CPF-X. Alexander Monrroy | 30/09/2021 | | Cerrada |
| | | 6. Ejecutar el plan de validaciones de los puntos PK 1+096, PK 1+440 en la línea de inyección CPF-X. Alexander Monrroy | 10/12/2021 | | Cerrada |

6. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta la gran variación en la velocidad de corrosión que se da a treves de las indicaciones evaluadas hasta la fecha como se muestra en la tabla 15 aun para indicaciones próximas, se recomienda realizar una inspección con herramienta inteligente ILI con reporte de aptitud para el servicio donde se defina el estado real de integridad de toda la línea.

A partir del análisis de integridad futura el cual se desarrolló con la proyección de crecimiento de anomalía según API 1160 Ed. 2013 ANEXO D utilizando una velocidad de corrosión conservadora y cálculo de estrés remanente basado en el modelo de evaluación ASME B 31G se concluye que la línea puede seguir operando hasta el 2025 siempre y cuando se intervengan las indicaciones en la fecha de intervención definida en la tabla 12.

Mediante la metodología Bow Tie se analizaron las amenazas a la integridad de la línea de inyección de agua analizando las barreras de mitigación y prevención definiendo un plan de acción que controla los factores de degradación para mantener el nivel de riesgo de la línea dentro de los límites aceptables.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API 579-1/ASME FFS-1, Fitness for Service. 2007

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping System. 2014

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. ASME B31.8S, Managing System Integrity of Gas Pipelines. 2014

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. 2012

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. Gas Transmission and Distribution Piping Systems, American National Standard, ANSI/ASME B31.8 – 1992

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols. American National Standard B31.4 - 1992

BAKER, M.JR. INC, FESSLER, R.H., Pipeline Corrosion – Final Report, US Department of Transportation PHMSA – OPS. 2008

BJORNOY, O.H., MARLEY, M.D. Assessment of corroded pipeline; past, present and future. Eleventh International Offshore and Polar Engineering Conference Stavanger. Norway. 2001

ECOPETROL. ECP-DHS-P-011 Procedimiento para elaboración de casos HSE (Metodología del corbatín). Colombia. 2020

ECOPETROL. Guía matriz valoración de riesgos GHS-G-035. Ecopetrol. Colombia. 2016. p.7-13

EIBER, R., BUBENIK, T., MAXEY, W. Fracture control technology for natural gas pipelines. American Gas Association. Project PR-3-9113, Report NG-18 No. 208. 1993

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA. NAG 100, Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías. 1993

FOLIAS, E.S., The stress in a cylindrical shell containing an axial crack. Aerospace Research Laboratories, ARL. 1964. pp. 64-174

GIUDICI, A. et al. Falla de gasoductos con defectos volumétricos. Departamento de Estructuras, Universidad Nacional de Córdoba. Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica. Vol. 20, N.º 1 pp. 03-20, 2016. Argentina. 2015. p.4-8

GIUDICI, A.J., MASSA, J.C., STUARDI, J.E. Tipificación de defectos planos en gasoductos según su potencial modo de falla, Congreso Sobre Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo. Organizado por la IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas), Buenos Aires. 2010

HOPKINS, P. Penspen Group, Introduction to Basic Pipeline Engineering Principles. 2003. p.12-13

KIEFNER, J.F., DUFFY, A.R. Summary of research to determine the strength of corroded areas in line pipe. Presented at a public hearing held by the Office of Pipeline Safety, US Department of Transportation. 1971

KIEFNER, J.F., MAXEY, W.A., EIBER, R.J., DUFFY, A.R. Failure stress levels of flaws in pressurized cylinders. Progress in flaw growth and fracture toughness testing, ASTM STP 536. 1973. pp 461-481

KIEFNER, J.F., VIETH, P.H., A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe, Project PR-3-805. Pipeline Research Committee. American Gas Association, Catalog No L51688B. 1989.

MASSA, J.C., GIUDICI, A.J., MURACT, J. Tipificación de los defectos volumétricos en cañerías de conducción de gas con problemas de corrosión. Segundo Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica - II CAIM 2010, San Juan, Argentina, 2010

MAXEY, W.A, KIEFNER, J.F., EIBER, R.J., DUFFY, A.R., Ductile fracture initiation, propagation and arrest in cylindrical vessels, Fracture Toughness, National Symposium on Fracture Mechanics, ASTM STP 514, 1972. pp 70-81

MILLER, A. Review of Limit Loads Of Structures Containing Defects Int. J of Pressure Vessels & Piping, 1988.

PHIL HOPKINS. ANDREW PALMER AND ASSOCIATES. Introduction to Basic Pipeline Engineering Principles. 1996

SHANNON, R. The Failure Behaviour of Linepipe Defects, Int. J Press Vessel & Piping, pp 243-255, 1974.

SILVA, F.C., HRYCIUK, P.M., Utilización de la tecnología de control de fracturas para la determinación de presiones operativas, IAPG Latin American Congress of Gas and Oil Pipelines Integrity DUCTOS 2000, Bs As, Argentina. 2000