

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA TRANSFERENCIA DE GAS FLOREÑA HACIA
CUSIANA (2022-2035) USANDO INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON
ENFOQUE EN INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA

ALEXANDER MONROY MARTINEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ÉNFASIS EN INGENIERÍA DE GAS Y PROCESOS
BUCARAMANGA

2022

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA TRANSFERENCIA DE GAS FLOREÑA HACIA
CUSIANA (2022-2035) USANDO INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON
ENFOQUE EN INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA

ALEXANDER MONROY MARTINEZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR TÍTULO DE MAGISTER EN INGENIERÍA
DE PETRÓLEOS Y GAS

Director:

JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

M.Sc ING DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ÉNFASIS EN INGENIERÍA DE GAS Y PROCESOS
BUCARAMANGA

2022

NOTA DE PROYECTO DE GRADO

AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UIS

DEDICATORIA

A mis padres que siempre están apoyando el cumplimiento de mis metas, a mis hijos por su compañía, a mi esposa por brindar el apoyo para cumplir los compromisos para elaboración de este proyecto.

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol por la oportunidad de brindar el espacio y recursos para realizar las pruebas de campo, al director de tesis MS Julio Cesar Perez Angulo, al grupo Integridad de Applus del campo Cusiana 2021 por el soporte técnico y a todos los colegas que compartieron sus conocimientos para lograr el objetivo de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
1. OBJETIVOS	32
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	32
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	32
2. MARCO DE REFERENCIA	33
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	33
2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL	35
2.2.1 Conceptos de esfuerzo deformación.....	35
2.2.2 Conceptos de presión en tuberías.....	37
2.2.3 Mecanismos de daño.	39
2.2.4 Causas de falla en sistemas de tubería.....	39
2.2.5 Corrosión externa.....	40
2.2.6 Corrosión interna.....	40
2.2.7 Análisis de integridad.	40
2.3 MARCO REGULATORIO	41
2.4 GENERALIDADES CAMPOS CUSIANA, CUPIAGUA Y FLOREÑA.....	42

2.4.1	Estrategia existente para transferir gas Floreña a Cusiana.....	44
2.4.2	Características del gas para transferencia entre campos.	45
2.4.3	Características de los ductos.	46
2.4.4	Condiciones de operación.....	47
2.5	ALTERNATIVAS PARA TRANSFERENCIA DE GAS FLOREÑA CUSIANA	48
2.5.1	Pronósticos de producción.	48
2.5.2	Desviar pozos Cupiagua sur hacia Cusiana (alternativa 1).....	49
2.5.3	Interconexión gas de inyección Cupiagua a troncal de producción norte de Cusiana (alternativa 2).	51
2.6	SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.....	54
3.	EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL.....	56
3.1	PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE ANOMALÍAS	57
3.1.1	Nivel 1 de evaluación ASME B31.G original.....	57
3.1.2	Nivel 1 de evaluación ASME B31.G modificado.....	58
3.1.3	Nivel 2 de evaluación ASME B 31G.....	58
3.1.4	Esfuerzo de límite fluencia Sflow.....	59
3.1.5	DNV-RP-F101 parte B.....	59
3.2	DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA A EVALUAR.....	60
3.2.1	Línea de producción XA-PST1-CCPF.....	61

3.2.2	Línea de producción PST1-CCPF.....	61
3.2.3	PST1-PST2.....	61
3.2.4	TQ-PST2-CPF Cusiana.....	61
3.3	INFORMACIÓN TECNICA DE LOS ACTIVOS	61
3.3.1	Diseño y construcción.....	61
3.3.2	Operación y mantenimiento.....	62
3.3.3	Inspección y pruebas.....	63
3.4	RESULTADOS DE LOS HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN.....	64
3.4.1	Línea XA-PST1-CCPF.....	64
3.4.2	Troncal PST1-CCPF (Cupiagua).....	64
3.4.3	Troncal PST1-PST2 (Cusiana).....	66
3.4.4	Troncal TQ-PST2-CPF.....	67
3.5	INSPECCIÓN ILI A LOS SISTEMAS DE TUBERÍA PARA TRANSFERENCIA DE GAS.....	67
3.5.1	Resultados inspección ILI Troncal PST1-PST2-CPF Cusiana.....	69
3.5.2	Clasificación de anomalías Troncal PST1-PST2-CPF.....	70
3.6	VALIDACIÓN DE ANOMALÍAS MEDIANTE SCAN C.....	72
3.6.1	Inspección de campo abscisa 6.810 m.....	72
3.6.2	Inspección de campo abscisa 8758.27 m.....	74

3.6.3	Validación de resultados ILI.	76
3.7	CÁLCULO DE ESFUERZO ESTIMADO DE FALLA DEL SISTEMA DE TUBERÍA EXISTENTE.	78
3.7.1	Evaluación de defectos nivel 1.	79
3.7.2	Evaluación de defectos nivel 2.	81
3.7.3	Análisis de resultados esfuerzo estimado de falla.	84
4.	FACTORES GENERADORES DE DEFECTOS SOBRE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA EXISTENTE.	86
4.1	FACTORES CRÍTICOS DEL DUCTO.	86
4.1.1	Clasificación de anomalías según la inspección en línea ILI.	86
4.1.2	Pedida de metal en la superficie interna de la tubería.	89
4.1.3	Gases potencialmente corrosivos CO ₂ y H ₂ S.	90
4.1.4	Velocidad de flujo.	93
4.1.5	Pérdida de metal en la superficie externa de la tubería.	96
4.1.6	Presencia de microorganismos.	96
4.1.7	Corrosión por suelos.	98
4.1.8	Interferencia eléctrica DC.	102
4.1.9	Defectos geométricos.	103
4.1.10	Defectos de manufactura.	105
4.2	PRUEBA DE TENSIÓN.	106

5.	PLAN DE MANTENIMIENTO TRANSFERENCIA DE GAS	110
5.1	TECNICAS DE INSPECCIÓN PARA IDENTIFICAR ANOMALÍAS EN DUCTOS	111
5.1.1	Validación directa.	111
5.1.2	Herramientas de inspección interna ILL.	112
5.1.3	Inspección de recubrimiento y sistemas de protección catódica.	112
5.1.4	Inspección y monitoreo de corrosión interna.	113
5.2	PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PROPUESTO PARA LOS SISTEMAS DE TUBERÍA (TRANFERENCIA DE GAS FLOREÑA-CUSIANA)	115
5.3	PLAN DE REPARACIÓN	118
5.3.1	Alternativa de reparación por adelgazamiento de la pared Interna del ducto.	119
5.3.2	Alternativa de reparación por adelgazamiento de la pared externa del ducto.	123
6.	CONCLUSIONES.....	125
7.	RECOMENDACIONES	127
	BIBLIOGRAFÍA.....	128
	ANEXOS.....	131

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Generalidades campos Cusiana, Cupiagua y Floreña	43
Tabla 2. Composición de gas en los ampos Floreña-Cupiagua.....	46
Tabla 3. Características de los ductos conexión Floreña a Cupiagua	47
Tabla 4. Características de los ductos de conexión Cupiagua a Cusiana	47
Tabla 5. Producción actual de los pozos XL-XP	50
Tabla 6. Datos de diseño y construcción líneas de transferencia de gas	62
Tabla 7. Datos de operación y mantenimiento.....	63
Tabla 8. Inspección y pruebas	64
Tabla 9. Resultados ILI 2006/2019 Troncal PST1-CCPF	65
Tabla 10. Resultados ILI 2006/2011 Troncal PST1-PST2	66
Tabla 11. Resultados ILI 2005/2010 Troncal TQ-PST2-CPF.....	67
Tabla 12. Visión general de anomalías ILI 2020 PST1-PST2-CPF.....	69
Tabla 13. Listado de anomalías representativas troncal PST1-PST2-CPF	71
Tabla 14. Comparación de resultados ILI VS datos de campo	77
Tabla 15. Datos de los defectos analizados	79
Tabla 16. Resultados evaluación de defectos nivel 1	80

Tabla 17. Datos de campo método área efectiva defecto 1	82
Tabla 18. Resultados de esfuerzo estimado de falla (psi) método área efectiva (Nivel 2) defecto 1	82
Tabla 19. Datos de campo método área efectiva defecto 2.....	83
Tabla 20. Resultados esfuerzo estimado de falla (psi) método área efectiva (nivel 2) Defecto 2.....	84
Tabla 21. Resultados del cálculo del esfuerzo estimado de falla por las tres metodologías de ASME B31.G.....	85
Tabla 22. Porcentajes de anomalías exteriores e interiores	89
Tabla 23. Potencial de corrosividad asociado a la presión parcial de CO ₂	91
Tabla 24. Potencial de corrosividad asociado a la presión parcial de H ₂ S	91
Tabla 25 Gases corrosivos pozos PST1-CCPF	92
Tabla 26. Gases corrosivos Pozos PST1-PST2-CPF	93
Tabla 27. Resultado cálculo de velocidades erosiónales.....	95
Tabla 28. Grado de corrosividad de electrolitos sobre sistemas de tubería enterrada.	99
Tabla 29. Resistividad del suelo versus corrosividad.....	99
Tabla 30. Categorización cualitativa de velocidades de corrosión.....	100
Tabla 31. Resultados análisis fisicoquímico y electroquímico de suelos de la línea PST1-PST2-CPF	101

Tabla 32. Resultados análisis fisicoquímico y electroquímico de suelos de la línea PST1-CCPF	102
Tabla 33. Resultados anomalías geométricas ILI PST1-CCPF	104
Tabla 34. Criterios de evaluación de abolladuras en códigos de tuberías	105
Tabla 35. Resultados pruebas de tensión.....	108
Tabla 36. Efectividad de la técnica de ensayos no destructivos	111
Tabla 37. Efectividad de las técnicas de Inspección intrusiva en ductos	112
Tabla 38. Efectividad de inspección del revestimiento en tuberías enterradas....	113
Tabla 39. Principales técnicas de evaluación de corrosión interna.....	114
Tabla 40. Plan de inspección amenaza de corrosión interna.....	115
Tabla 41. Plan de inspección amenaza de corrosión externa.....	116
Tabla 42. Plan de inspección para amenazas estables con el tiempo.....	117
Tabla 43. Plan de inspección amenazas Independientes del tiempo.....	117
Tabla 44. Cálculo velocidad de corrosión y vida remanente.....	118
Tabla 45. Diseño camisa metálica tipo B para líneas de flujo.....	122
Tabla 46. Propiedades del compuesto para reparar zonas corroídas.....	123
Tabla 47. Propiedades del recubrimiento para aplicación en tuberías enterradas	124

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Diagrama esfuerzo – deformación.....	36
Figura 2. Normas de referencia evaluación de integridad.....	41
Figura 3. Localización campos Cusiana, Cupiagua y Floreña	42
Figura 4. Esquema general de producción Campos Cusiana, Cupiagua y Floreña	45
Figura 5. Volumen de gas estimado para transferir gas Floreña a Cusiana	49
Figura 6. Alternativa 1 Desvío de producción de pozos Cupiagua sur hacia Cusiana	51
Figura 7. Alternativa 2 Transferencia de gas Floreña-Cupiagua-Cusiana	53
Figura 8. Perfil parabólico modelos ASME B31.G	59
Figura 9. Ubicación Troncal PST1 hasta CPF Cusiana	68
Figura 10. Distribución de anomalías según la pared en la que se ubican	70
Figura 11. Localización de anomalías en toda la línea.	70
Figura 12. Orientación anomalías abscisa 6.810 m	73
Figura 13. Orientación anomalías abscisa 8758.270 m	75
Figura 14. Perfil defecto 1	82
Figura 15. Perfil defecto 2.....	83

Figura 16. Cantidad y tipo de anomalías reportadas ILI	87
Figura 17. Geometría de anomalías por pérdida de metal.....	88
Figura 18. Resultado dilución seriada (Bact/mL) BSR y BPA por km línea PST1- PST2-CPF	97
Figura 19. Resultado dilución seriada [Bact/mL] BSR y BPA por km línea PST1- CCPF.....	98
Figura 20. Distancia 5,58 km entre los CPR 022 Campo Cupiagua y CPR XL Campo Cusiana.	103
Figura 21. Tubo 20 pulgadas, ubicación de las probetas para tensión.....	108
Figura 22. Amenazas en sistemas de tubería.....	110

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Selección de Alternativas	54

LISTA DE FOTOGRAFÍAS

	pág.
Fotografía 1. Manifold de inyección cup XA.....	53
Fotografía 2. Instalación camisa metálica tipo B km 1+130 Troncal PST1-CCPF .	66
Fotografía 3. Detalles herramienta inteligente Troncal PST1-PST2-CPF 2020	69
Fotografía 4. Tramo de tubería retirado para pruebas de tensión.....	107
Fotografía 5. Fractura dúctil pruebas de tensión.....	109
Fotografía 6. Reemplazo de tramo de tubería	120
Fotografía 7. Instalación de Full Encirclement Steel Sleeve	122

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Algoritmo desarrollado Matlab Calculo del esfuerzo de falla método Área Efectiva ASME B 31G	131
Anexo 2. Pipe Tally (muestra parcial)	133

GLOSARIO

ANÁLISIS DE RIESGOS: Uso sistemático de información para identificar fuentes y estimar el riesgo. Proporciona una base para la evaluación, mitigación y aceptación de riesgos. La información puede incluir datos históricos, análisis teóricos, opiniones informadas y preocupaciones de las partes interesadas.

APTITUD PARA EL SERVICIO (FITNESS FOR SERVICE – FFS): Es una metodología mediante el cual se evalúan los daños o los defectos/imperfecciones contenidas en un componente o elemento de equipo para determinar la aceptabilidad del servicio continuo.

CARACTERIZAR: Calificar el tipo, tamaño, forma, orientación y ubicación de una anomalía.

CIPS (Close Interval Potential Survey): Método de inspección indirecta que permite la medición de potenciales a intervalos cortos sobre una tubería o estructura enterrada o sumergida.

COF (CONSEQUENCE OF FAILURE): Es el resultado de un evento de falla utilizado en la clasificación relativa del equipo. El COF, se puede determinar para eventos de seguridad, ambientales o financieros.

COMPONENTE O COMPONENTE DE TUBERÍA: un elemento individual o elemento instalado en línea con la tubería en un sistema de tubería, como, entre otros, válvulas, codos, tes, bridas y cierres.

CONSECUENCIA: Resultado de un evento. Pueden existir una o más consecuencias de un evento; pueden oscilar de positivas a negativas. Sin embargo, son siempre negativas para los aspectos de seguridad; pueden ser expresadas cualitativa o cuantitativamente.

CORROSIÓN: Es el deterioro de un material, generalmente un metal, que resulta de una reacción electroquímica con su entorno.

DCVG (Direct Current Voltage Gradient): Método de medida del cambio en el gradiente de voltaje en el suelo a lo largo de una tubería para localizar discontinuidades en el recubrimiento y caracterizar actividad de corrosión.

DEFECTO: Anomalía examinada físicamente con dimensiones o características que superan los límites aceptables.

DETERIORO: Es la reducción en la capacidad de un componente para cumplir con su propósito previsto de contención de fluidos. Esto puede ser causado por diversos mecanismos de daño como Adelgazamiento (Thinning), agrietamiento (Cracking) o por tipo mecánico. Daño o degradación pueden ser utilizados en lugar de deterioro.

ESPESOR MÍNIMO (MINIMUM THICKNESS): Es el espesor sin tolerancia a la corrosión (CA) para cada componente basado en los cálculos del código de diseño apropiado y la tensión permisible del código que consideran las cargas de presión, mecánicas y estructurales. Alternativamente, el espesor mínimo requerido se puede reevaluar utilizando un análisis de aptitud para el servicio (FFS – Fitness For Service) de acuerdo con API 579-1 / ASME FFS-1.

EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD: Proceso que incluye la inspección de las instalaciones de la tubería, la evaluación de las indicaciones resultantes de las inspecciones, el examen de la tubería utilizando una variedad de técnicas, la evaluación de los resultados de los exámenes, la caracterización de la evaluación por tipo de defecto y gravedad, y determinar la integridad resultante de la tubería a través del análisis.

FALLA: Término general utilizado para implicar que una parte en servicio se ha vuelto completamente inoperable; sigue funcionando, pero es incapaz de realizar

satisfactoriamente su objetivo función; o se ha deteriorado seriamente, hasta el punto de que se ha vuelto poco confiable o inseguro para su uso continuo.

FATIGA: Proceso de desarrollo o agrandamiento de una fisura como resultado de ciclos repetidos de tensión.

GAS: Según ASME B31.8S, cualquier gas o mezcla de gases apto para combustible doméstico o industrial y que se transmite o distribuye al usuario a través de un sistema de tuberías. Los tipos comunes son gas natural, gas manufacturado y gas licuado de petróleo distribuido como vapor, con o sin la mezcla de aire.

GASODUCTO EN SERVICIO: Definido aquí como un gasoducto que contiene gas natural para ser transportado. El gas puede estar fluyendo o no.

HOLD UP: Es una relación entre el volumen que ocupa el gas dentro de un tramo de tubería y el volumen total de esta.

ILI (IN LINE INSPECTION): Una inspección de una tubería desde el interior de la tubería usando una herramienta ILI. Estos dispositivos se ejecutan dentro de la tubería y proporcionan indicaciones de pérdida de metal, deformación y otros defectos.

INHIBIDOR DE CORROSIÓN: Sustancia química o combinación de sustancias que, cuando están presentes en el ambiente o en una superficie, previenen o reducen la corrosión.

INSPECCIONES: Actividades realizadas para verificar que los materiales, fabricación, montaje, pruebas, reparaciones y cualquier otro dato relevante para el equipo se ajusten a las normas aplicables, la ingeniería y los requisitos de procedimiento escritos del propietario-usuario.

INTEGRIDAD: Según ASME B31.8S, es la capacidad de la tubería para soportar todas las cargas anticipadas (incluida la tensión del aro debido a la presión de operación) más el margen de seguridad establecido por esta sección.

IMPERFECCIÓN: Anomalía con características que no superan los límites aceptables.

MECANISMOS DE DAÑO O DETERIORO: Procesos que inducen cambios (micro y/o macro) en materiales a lo largo del tiempo. Tipo de daño metálico en una tubería o revestimiento de tubería causado por la aplicación de una fuerza externa. El daño mecánico puede incluir abolladuras, remoción de revestimiento, remoción de metal, movimiento de metal, trabajo en frío del metal subyacente, perforaciones y tensiones residuales. Por ejemplo: corrosión, ataque químico, fluencia, erosión, fatiga, fractura y envejecimiento térmico.

MESA ATTACK: Morfología de daño típica de proceso de corrosión por CO₂, caracterizado por bordes finos y rectos formando surco entre superficies planas en la superficie de la tubería.

PELIGRO (HAZARD): Es una condición física o una liberación de un material peligroso que podría resultar de la falla de un componente y resultar en lesiones humanas o la muerte, pérdida o daño, o degradación ambiental. El peligro es la fuente del daño.

P&ID (PIPING AND INSTRUMENTATION DIAGRAM): Dibujo que muestra la tubería y la instrumentación para una tubería o instalación de tubería.

PROBABILIDAD: Es el grado en que es probable que pueda ocurrir un evento dentro del período de tiempo considerado. La probabilidad puede estar relacionada con una frecuencia relativa de ocurrencia a largo plazo o con un grado de creencia de que ocurrirá un evento.

PROBABILIDAD DE FALLA (POF – PROBABILITY OF FAILURE): Es la probabilidad de que un equipo o componente falle debido a uno o múltiples mecanismos de daño que ocurren bajo condiciones operativas específicas.

REVESTIMIENTO (COATING): composición líquida, licuable o de masilla que, después de su aplicación a una superficie, se convierte en una película sólida protectora, decorativa o adherente funcional. El revestimiento también incluye envoltura de cinta.

RIESGO (RISK): Es la combinación de la probabilidad de que ocurra algún evento durante un periodo de tiempo y las consecuencias asociadas.

SCAN C (C-SCAN): Es la técnica de ultrasonido usada para detectar corrosión en tuberías cuyo método es la representación tridimensional de la medición de espesores con código de colores que muestra la profundidad del material.

TOLERANCIA A LA CORROSIÓN (CORROSION ALLOWANCE): Es el exceso de espesor disponible por encima del espesor mínimo requerido.

TRANSPORTE DE GAS: recolección, transmisión o distribución de gas por ductos o almacenamiento de gas.

UNIDADES DE PROCESOS: Grupo de sistemas dispuestos de una manera específica para producir un producto o servicio. Por ejemplo, generación de energía, producción de ácido, producción de combustible y producción de etileno.

VELOCIDAD DE CORROSIÓN: Velocidad a la que procede la corrosión.

RESUMEN

TÍTULO: Análisis técnico para la transferencia de gas Floreña hacia Cusiana (2022-2035) usando infraestructura existente con enfoque en integridad de los sistemas de tubería.

AUTOR: Alexander Monroy Martinez

PALABRAS CLAVE: Integridad de ductos, evaluación de defectos geométricos, pérdida de metal, corrosión, inspección interna, amenazas, esfuerzo remanente, esfuerzo de falla.

DESCRIPCIÓN: Los compromisos que tiene actualmente el país para el suministro de gas natural tienden a aumentar en el sector residencial e industrial, no obstante, la infraestructura disponible está limitada, motivo por el cual se hace necesario crear estrategias para optimizar la capacidad de las plantas de procesamiento y ductos existentes. Estas estrategias crean retos técnicos importantes enfocados a mantener la confiabilidad e integridad de aquellos sistemas de tubería que han operado por más de 20 años y que aún pueden ser aprovechados. Los campos de producción y tratamiento de gas en el Casanare son un ejemplo de ello, por este motivo en este trabajo se determina el estado de integridad estructural de un sistema interconectado de líneas de flujo que permitirá optimizar transferencia de gas entre campos, como una alternativa para el aprovechamiento de la planta de tratamiento de gas en Cusiana.

Se realizó la evaluación de integridad de los ductos utilizando la técnica de inspección en línea (ILI) tipo MFL, del cual se identificó la presencia de anomalías de pérdida de metal y defectos geométricos. Se realizó validación de los resultados ILI con técnicas complementarias de ultrasonido con el fin de obtener datos con mayor precisión de la geometría real del defecto. Mediante la metodología de evaluación de esfuerzo remanente nivel 1- 2, se determinó que el valor del esfuerzo

de falla del defecto es superior al esfuerzo de diseño del ducto, razón por la cual el ducto está dentro del margen de operación segura. Así mismo, se evaluaron aquellos factores que generan del fenómeno de corrosión interna del ducto, tal como la presencia de gases corrosivos en los pozos asociados, que presentan valores de presión parcial de CO₂ superior a 30 psi, catalogando este fluido con alto potencial de corrosividad. Por otra parte, con los monitoreos de flujo y presencia de sólidos menores a 1lb/10000 barriles, se descarta el mecanismo de daño por erosión. Otra amenaza identificada es el mecanismo de daño por corrosión externa y su factor predominante obedece a la agresividad del suelo por la presencia de bacterias sulfato reductoras (BSR) con datos históricos de contenido de estas superior a las 100 bacterias/ml. Una vez analizado los factores generadores de defectos sobre las líneas, se emitió el plan de inspección y reparación estableciendo frecuencias de inspección ILI, CIPS y DCVG cada 5 años, monitoreo anual para actividades de muestras de fluidos, recorridos en derecho de vía, inspección de revestimiento entre otros, con la meta de operación segura de los ductos a condiciones de diseño hasta 2035.

ABSTRACT

TITLE: Technical analysis for the transfer of gas from Floreña to Cusiana (2022-2035) using existing infrastructure with a focus on integrity of pipeline systems.

AUTHOR: Alexander Monroy Martinez

KEY WORDS: Pipeline integrity, geometric defect evaluation, metal loss, corrosion, internal inspection, threats, remaining stress, failure stress.

DESCRIPTION: The commitments that the country currently has for the supply of natural gas tend to increase in the residential and industrial sectors, nevertheless, the available infrastructure is limited, reason why it is necessary to create strategies to optimize the capacity of processing plants and existing pipelines. These strategies create important technical challenges focused on maintaining the reliability and integrity of those piping systems that have operated for more than 20 years and that can still be used. The gas production and treatment fields in Casanare are an example of this, for this reason in this project the state of structural integrity of an interconnected system of flow lines that will allow optimization of gas transfer between fields is determined, as an alternative for the use of the gas treatment plant in Cusiana. The integrity evaluation of the pipelines was carried out using the MFL-type inline inspection technique (ILI), which identified the presence of metal loss anomalies and geometric defects. Validation of the ILI results were performed with complementary ultrasound techniques to obtain data with greater precision of the real geometry of the defect. Through the level 1-2 remaining strength evaluation methodology, it was determined that the failure stress value of the defect is higher than the design stress of the pipeline, which is why the pipeline is within the safe operating margin. Likewise, those factors that generate the phenomenon of internal corrosion of the pipeline were evaluated, such as the presence of corrosive gases in the associated wells, which present partial pressure values of CO₂ greater than 30

psi, cataloging this fluid as potentially corrosive. On the other hand, with the monitoring of flow and the presence of solids less than 1lb/10,000 barrels, the mechanism of erosion damage is ruled out. Another threat identified is the mechanism of external corrosion damage and its predominant factor is due to the aggressiveness of the soil due to the presence of (BSR) sulfate-reducing bacteria with historical data of content of these greater than 100 bacteria/ml. After having analyzed the factors that generate defects in the lines, the inspection and repair plan was issued, establishing ILI, CIPS and DCVG inspection frequencies, every 5 years, annual monitoring for fluid sampling activities, right-of-way routes, coating inspection, among others, with the goal of safe operation of the pipelines at design conditions until 2035.

INTRODUCCIÓN

En Colombia actualmente la demanda de gas natural incluidos todos los sectores de consumo se encuentran alrededor de 1000 MMSCFD¹ y se estima que para el 2033 la demanda llegará a los 1350 MMSCFD² dado el crecimiento industrial y demográfico del país. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y dada la limitante en la cantidad de reservas de gas probadas, se requiere continuar con la búsqueda de nuevas oportunidades para aumentar la oferta a largo plazo y estrategias a corto y mediano plazo que permitan suplir estas necesidades.

Una de las estrategias a corto plazo que trabaja el grupo Ecopetrol está enfocada en aprovechamiento de la infraestructura actual de los campos del piedemonte llanero específicamente el campo Cusiana el cual tiene instalada una planta de procesamiento y tratamiento de gas natural con capacidad disponible de procesamiento de 270 MMSCFD y 8000 BLS de blancos. Actualmente no es posible llenar toda la capacidad de la planta en vista que la producción de los pozos productores ha cambiado durante el tiempo por la declinación natural del campo.

El 1 de marzo de 2020 Ecopetrol asume la operación directa del campo Floreña que sumado a Cusiana y Cupiagua permiten establecer sinergias técnicas y comerciales para el abastecimiento de las necesidades de gas natural en el país. Uno de los beneficios es la creación de una estrategia para el aprovechamiento de la infraestructura disponible en procesamiento y tratamiento de gas del campo Cusiana y la disponibilidad de gas en campo Floreña que puede ser transferido entre campos mediante rutas comunes de tubería. Esta estrategia es de gran importancia

¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2021). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2016-2020*. Obtenido de UMME: <https://www1.upme.gov.co/>

² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (Diciembre de 2019). *Proyección Del Gas Natural En Colombia 2019-2033*. Obtenido de SIPG: <http://www.sipg.gov.co/>

teniendo en cuenta la condición del campo Cusiana y la necesidad de procesamiento de gas que tiene Ecopetrol para cumplir los compromisos con la nación.

La infraestructura existente para la interconexión de los campos es limitada dado que por diseño fue realizado para un servicio de fluidos de producción y no contemplaba transferencia de gas entre los campos. El uso de algunos sistemas comunes de tubería del campo para hacer la transferencia de gas genera incertidumbre, teniendo en cuenta que existe probabilidad de disminución de la confiabilidad e integridad por causas como pérdidas de metal generadas por los mecanismos de degradación dependientes del tiempo principalmente corrosión interna o externa, teniendo en cuenta condiciones de fluido, variables de proceso, pérdidas de eficiencia de los sistemas de protección catódica o el revestimiento deteriorado por el tiempo de servicio que tiene esta infraestructura.

Los inconvenientes nombrados anteriormente tienen el potencial de generar indisponibilidad del sistema en caso de no analizar en detalle los factores que pueden afectar la integridad estructural a causa de los cambios operacionales propuestos sobre los sistemas de tubería y por ende pérdidas de producción y/o multas a la compañía por incumplimiento de las entregas de gas al país.

En este orden ideas, para este trabajo se plantea analizar las variables que puedan afectar la integridad estructural de los sistemas de tubería existente para transferir la producción de hidrocarburos entre campos (Floreña – Cupiagua – Cusiana). El desarrollo de este trabajo permitirá tomar una decisión viable técnicamente para el aprovechamiento de las redes de tubería disponible durante la etapa productiva de los campos, disminución del riesgo de falla y, por ende, las consecuencias que se generan como impactos a terceros, reducción de costos de mantenimiento y pérdidas de producción.

Al final de la investigación se espera ofrecer a la compañía las opciones que llevan a la solución de la problemática planteada y al mismo tiempo pueda ser replicada

en otros activos del campo que tienen condiciones similares de operación con la probabilidad de aparición de defectos geométricos o pérdida de metal.

El trabajo presentado durante esta investigación tiene enfoque cuantitativo el cual explica la estrategia de transferencia de gas Floreña a Cusiana usando infraestructura existente, descripción de las variables de proceso, recolección de datos históricos de mantenimiento y pruebas adicionales para explicar los aspectos que pueden afectar la integridad estructural de la tubería. Los datos se presentan mediante tablas que indican las propiedades mecánicas y vida útil bajo las hipótesis de reducción de resistencia mecánica a causa de los defectos geométricos y pérdida de metal para 15 años de operación segura de los sistemas de tubería.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis técnico para la transferencia de gas Floreña hacia Cusiana (2022-2035) usando infraestructura existente con enfoque en integridad de los sistemas de tubería.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Explicar la estrategia definida por la organización para transferir gas desde Floreña hacia Cusiana en los próximos años 2022-2035.
2. Analizar la condición de integridad estructural de los sistemas de tubería para transferencia de gas Floreña hacia Cusiana considerando defectos geométricos y pérdida de metal.
3. Identificar los factores que contribuyen con la generación de los defectos geométricos y pérdida de metal sobre los sistemas de tubería seleccionados para transferencia de gas Floreña hacia Cusiana.
4. Proponer un plan de inspección, reparación y mantenimiento que asegure la vida útil de las líneas que permitirán hacer la transferencia de gas de Floreña a Cusiana.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Los oleoductos, poliductos, gasoductos o sistemas de tubería para transporte de hidrocarburos son objeto de investigación por las principales organizaciones de ingeniería a nivel mundial creando estándares normalizados para el diseño, construcción, operación y mantenimiento enfocados en la seguridad y eficiencia durante la operación.

Los sistemas de tubería para el transporte de hidrocarburos están expuestos a mecanismos de degradación, ya sean inmediatos o dependientes del tiempo, que ligados a su naturaleza pueden causar la formación y/o crecimiento de algún defecto que genere fisuras o pérdida del espesor de la pared del tubo y por consiguiente reducción del esfuerzo del material.

A nivel mundial se han realizado varios estudios con el propósito de determinar el esfuerzo remanente de una tubería con defectos o reducción del espesor de pared. Una de las investigaciones de gran relevancia en el tema y de acuerdo con Lyons³ fue la realizada en las décadas de 1960 y principios del 1970 por el Battelle Memorial Institute, que determinó las ecuaciones semiempíricas NG-18 que relaciona la tensión nominal de falla con el esfuerzo de flujo del material de una tubería cuando está sometida a presión interna con defectos superficiales no pasantes.

Basado en la ecuación NG-18 se generan diversas metodologías que permiten determinar el esfuerzo remanente de tuberías corroídas y son adoptadas como

³ LYONS, C. J, et al. (2020). Validation of the NG-18 equations for thick walled pipelines. Engineering Failure Analysis, nro. 112, p. 2

estándares en la industria. Dentro de las más destacadas se tiene; ASME B31.G, ASME B31.G modificada, RSTRENG, SHELL92 Y DNV RP F101.

En 2019 Amaya Gomez R, et al⁴ publica un estudio con el objetivo principal de revisar y analizar 22 metodologías reconocidas por investigaciones y estándares de la industria de hidrocarburos que permiten predecir la falla por presión interna de una tubería corroída. El estudio concluye que para materiales de baja tenacidad las metodologías DNV, CPS y 31.G modificado son más interesantes, para materiales con tenacidad moderada los modelos de Ma, PCORRC, Netto y Zhu tienen las mejores predicciones y finalmente para materiales con alta tenacidad Chen, PCORRC, Ma, y Choil tienen resultados aceptables.

En el 2016 Giudici A. J. et al⁵ presentan un caso estudio en el cual se describe los tipos de defectos volumétricos en gasoductos y la estimación de la presión de falla mediante los modelos de complejidad creciente nivel 1, nivel 2 y nivel 3 referenciados en ASME B 31.G. Como resultado de la evaluación de defectos del caso estudio se indica que tanto el método nivel 1 como el nivel 2 son conservativos teniendo en cuenta que las presiones de falla calculadas son menores comparado con los resultados de una evaluación nivel 3. Una ventaja que tiene los métodos de evaluación nivel 1 y 2 es que son sencillos para su implementación y dan una guía razonable de la gravedad del defecto.

En 2018 XIE y TIAN⁶, publican un artículo que define la gestión de integridad de ductos como un programa que administra métodos, herramientas y actividades para evaluar el estado de salud de la tubería y determina las actividades de inspección y

⁴ AMAYA GOMEZ, R. *et al.* (2019). Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure - A review. *Engineering Failure Analysis*, nro. 98, pp. 190-214.

⁵ GIUDICI, A. J., et al. (2016). Falla de gasoductos con defectos volumétricos. *Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica*, vol. 20, nro. 1, pp. 3-20.

⁶ XIE, M., & TIAN, Z. (2018). A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, nro. 92, pp. 222-239.

mantenimiento para reducir el riesgo. El sistema de gestión se enfoca principalmente en tres etapas que consisten en la detección e identificación del defecto, predicción de su crecimiento y la gestión del riesgo. El estudio concluye que actualmente las técnicas de inspección en línea están avanzando significativamente; sin embargo, los errores de medición de las herramientas utilizadas para inspección en línea pueden generar incertidumbre al evaluar defectos y predecir su crecimiento en el tiempo.

2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

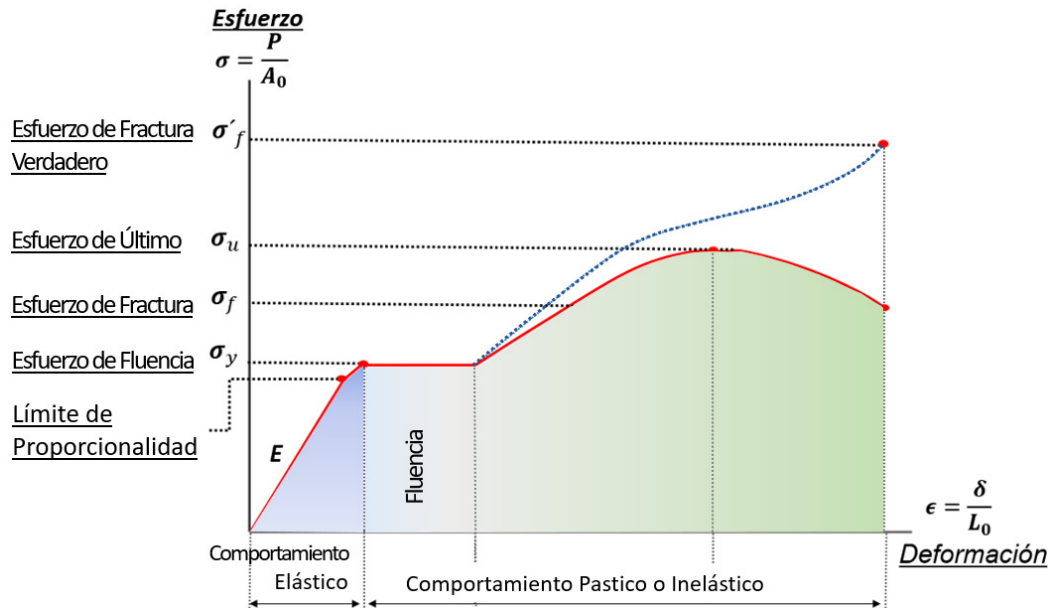
Una de las etapas relevantes del ciclo de vida de un ducto o sistema de tubería es garantizar unas bases de diseño sólidas que incluya todas las variables que permitan asegurar la confiabilidad y seguridad del sistema para operar según las necesidades del campo.

2.2.1 Conceptos de esfuerzo deformación.

La tubería para transporte de fluidos debe tener la capacidad para soportar todas las cargas a las cuales está expuesta sin presentar ningún tipo de falla, es por esto por lo que durante la etapa de diseño es determinante tener en cuenta las propiedades mecánicas de resistencia del material de fabricación de la tubería. La resistencia de un material se determina mediante ensayos experimentales dentro de los que se destaca el ensayo de tensión o compresión que tiene en cuenta el esfuerzo (σ) cuya magnitud es la intensidad de fuerza por unidad de área y la deformación ϵ .

De los resultados de un ensayo de tensión se obtienen los límites de esfuerzo de falla o fractura, esfuerzo último y esfuerzo de fluencia representados en la Figura 1, donde se tiene a ϵ como la abscisa y σ como la ordenada.

Figura 1. Diagrama esfuerzo – deformación



Fuente: Hibbler, R.C ⁷

La gráfica esfuerzo-deformación de un ensayo de tensión determina el comportamiento propio de un material a una temperatura específica. En la región elástica el material no sufrirá ningún daño dado que la relación esfuerzo deformación es proporcional y por ende al retirar la carga del material este tomará su forma inicial.

La región de fluencia indica que una vez que la carga sobrepase el punto de fluencia el material se deformará y no será posible regresarlo a su estado inicial aun disminuyendo la carga aplicada.

Las probetas sometidas a ensayo de tensión presentan una zona de deformación cercana al punto de fractura en forma de cono que forma un ángulo aproximado de

⁷ HIBBELER, R. C. (2017). *Mecánica De Materiales* (9 ed.). Mexico DF: Pearson Educación, p.87. ISBN 9786073241007.

45° con respecto a la dirección de la fuerza aplicada. “La teoría de mecánica de materiales establece que los esfuerzos cortantes son máximos bajo una carga axial y forman un ángulo de 45° en dirección de la carga”. Esto se resume a que los esfuerzos cortantes son los causantes de la mayoría de las fallas.

De acuerdo con lo anterior el esfuerzo de fluencia es la base para el diseño mecánico de todos los elementos sometidos a cargas incluidos los sistemas de tubería.

2.2.2 Conceptos de presión en tuberías.

La presión de diseño está en función del espesor de pared del tubo, diámetro, esfuerzo de fluencia del material de fabricación del ducto (a la temperatura de operación estimada) y factor de diseño que depende del código aplicable. En el caso de ASME B31.4 El factor de diseño es de 0,72 y un factor de 0,4 a 0,8 establece ASME B 31.8 (American Society of Mechanical Engineer, 2010) dependiendo de la locación.

$$P = \frac{2 * S * t * (F * E * T)}{D}$$

P= Presión de Diseño

S= Esfuerzo de fluencia

t= Espesor de pared del tubo

D= Diámetro externo de la tubería

F= Factor de diseño

E= Factor de junta longitudinal

T= Factor de reducción por temperatura

Para líneas de transporte de gas diseñadas bajo el código ASME B 31.8⁸ el factor de diseño depende de la cantidad de habitantes encontrados a una distancia de 400 metros del eje del trazado de la línea de flujo y secciones de 1.6 km. Estas locaciones se dividen en 4 grupos

- Locación Clase 1. Se determina esta clasificación si existen menos de 10 construcciones habitadas en el área comprendida de 1.6 km de longitud de línea de flujo y 400 metros medidos al eje del trazado de la línea de flujo.
- Locación Clase 1 División 1. Esta clasificación se establece para líneas probadas hidrostáticamente a 1.25 veces la máxima presión de operación y el factor de diseño está entre 0.72 y 0.8.
- Locación Clase 1 División 2. Esta clasificación se establece para líneas probadas hidrostáticamente a 1.1 veces la máxima presión de operación y el factor de diseño es menor a 0.72.
- Locación clase 2. Se determina esta clasificación si existe entre 10 y 46 construcciones habitadas en un área comprendida de 1.6 km de longitud de línea de flujo y 400 metros medidos al eje del trazado de la línea de flujo.
- Locación clase 3. Se determina esta clasificación si existe más de 46 construcciones habitadas en un área comprendida de 1.6 km de longitud de línea de flujo y 400 metros medidos al eje del trazado de la línea de flujo.
- Locación clase 4. Esta clasificación aplica para áreas densamente pobladas, tráfico pesado y otros servicios enterrados.

⁸ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2010). *Gas Transmission and Distribution Piping System. ASME B 31.8*. New York: ASME.

2.2.3 Mecanismos de daño.

Debido a la naturaleza propia de las líneas de transporte de hidrocarburos, la geografía, los suelos, los efectos de fenómenos naturales, entre otros, estas se encuentran expuestas a diversos mecanismos de daño que ponen en riesgo la integridad mecánica y operacional del activo. Las fallas pueden ser catalogadas, en general, como fallas operacionales y mecanismos que reducen la capacidad de contención de la tubería.

Las fallas que influyen en decremento de la resistencia de la tubería pueden ser catalogadas como corrosión (externa, interna), fallas/errores de construcción (defectos inherentes de la fabricación del material, defectos de soldadura, etc.), de diseño (selección inadecuada de materiales, diseño de espesores, velocidades de flujo elevadas, etc.), y peligros externos (daños por terceros y peligros naturales).

Los conceptos de API 1160⁹ determinan que para todas las amenazas que afecten la integridad de la tubería, deben existir medidas de mitigación y prevención. Pero existen amenazas que no pueden ser estimadas por los métodos de evaluación de integridad y se deben excluir de los análisis. Estas amenazas pueden ser anomalías de fabricación, fallas de equipos, daños mecánicos que causen falla inmediata, fallas operacionales, por el clima y acción de terceros.

2.2.4 Causas de falla en sistemas de tubería.

Las causas de falla en sistemas de tubería son diversas; sin embargo, por su importancia se hace indispensable evaluar aquellas dependientes del tiempo como daño por corrosión que pueden ser externas puede presentarse en la pared externa o interna del ducto. La corrosión externa puede identificarse a través de mediciones directas con técnicas de ensayos no destructivos o durante inspecciones en línea

⁹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2019). Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API Recommended Practice 1160. Washington DC: API.

con herramienta instrumentada y el seguimiento a los valores de protección catódica del sistema. Para la identificación de anomalías internas se usa generalmente la evaluación de los datos obtenidos de la inspección en línea y enfoque en los puntos críticos de la línea como los puntos bajos, intersecciones, accesorios entre otros.

2.2.5 Corrosión externa.

La corrosión externa en tuberías o líneas de flujo enterradas es debido a que la tubería como tal es un medio metálico expuesto a un electrolito (tierra). Como todo metal este busca volver a su estado natural a través de los procesos de óxido-reducción. Las medidas de protección contra la corrosión externa son combinaciones de métodos que evitan que la línea se vuelva anódica hacia el medio como lo son los sistemas de protección catódica y recubrimientos. Las fallas por corrosión externa son usualmente no uniformes, picaduras aisladas o agrupadas.

2.2.6 Corrosión interna.

La corrosión interna se debe a las características propias del fluido transportado. Los sistemas de transporte de hidrocarburos manejan fluidos con muchos contaminantes químicos, bacterias, agua, altos contenidos de ácidos como H₂S y CO₂, material particulado como arenas y productos que se acumulen en puntos bajos y que facilitan la proliferación de bacterias bajo depósitos. La morfología del daño es muy similar a los presentados por corrosión externa.

2.2.7 Análisis de integridad.

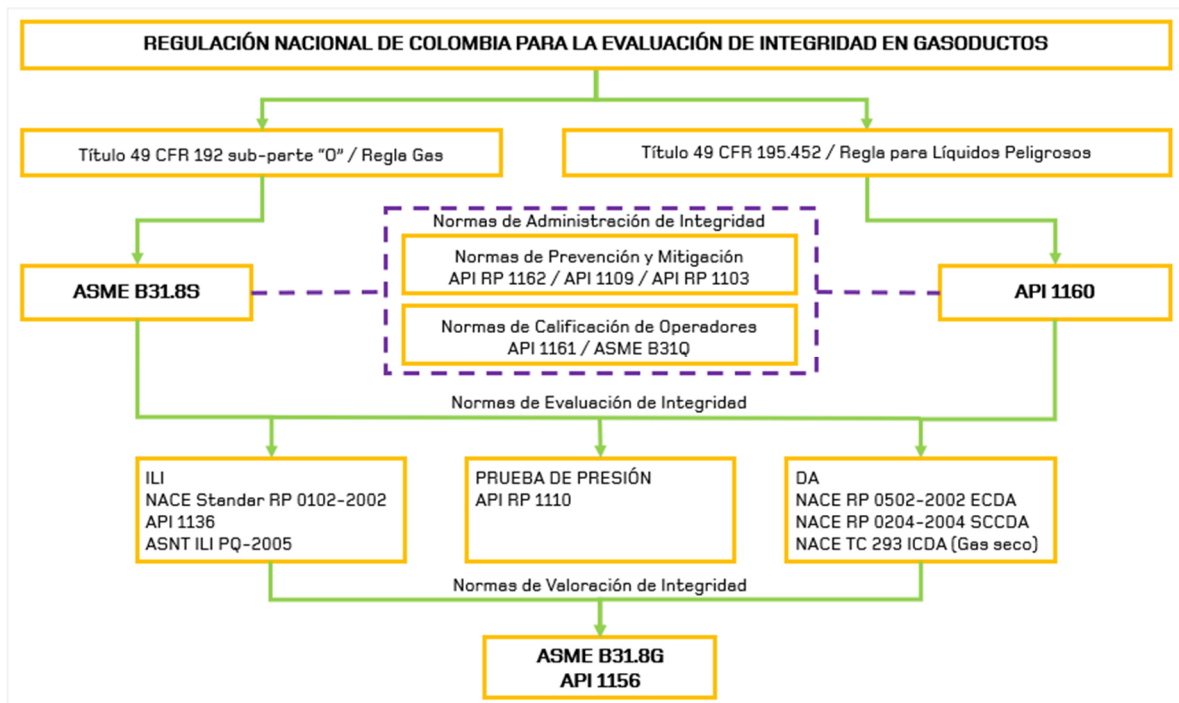
Evaluar el estado de integridad de ductos que transportan hidrocarburos requiere de la selección de métodos apropiados que se establecen en los estándares de la industria, destacando tres métodos que dependerán del diseño de la línea objeto a evaluación. Los métodos más usados son Inspección en línea con herramienta instrumentada, prueba de presión y valoración directa.

2.3 MARCO REGULATORIO

Las actividades de producción y explotación de hidrocarburos en Colombia están reguladas por el código de petróleos decreto 1056 de 1953 y la ley 142 de 1994 que incorporó el gas natural como un servicio público.

En Colombia se usan normas internacionales como referencia desde la regulación hasta evaluación de sistemas de tubería para líquidos peligrosos o gas.

Figura 2. Normas de referencia evaluación de integridad

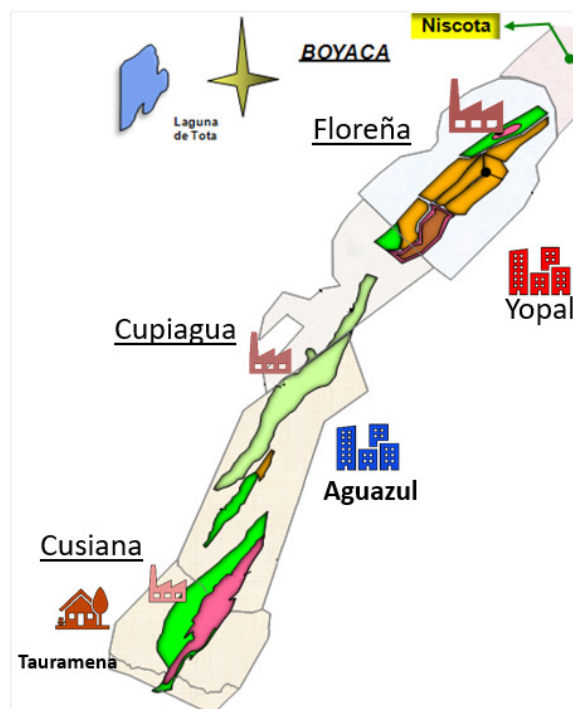


Fuente: elaboración propia, con base en Osinerg: Administración Integral de Ductos

2.4 GENERALIDADES CAMPOS CUSIANA, CUIAGUA Y FLOREÑA

Los Campos Cupiagua, Cusiana y Floreña de Ecopetrol, están localizados al occidente de los municipios de Yopal y Aguazul, en el departamento de Casanare los cuales fueron desarrollados y puestos en producción con foco en comercialización de crudo en los años de 1994, 1997 y 2000 respectivamente. Con la producción acelerada de los mismos y de acuerdo con la estrategia de explotación del campo, a partir de 2003 se inició progresivamente la implementación del sistema de ventas de gas para el consumo nacional logrando ampliar su capacidad de oferta hasta 480 MMSCFD en 2012, con la entrada en servicio de la Planta de Gas Cupiagua. Hoy en día es parte fundamental de la oferta de gas para el país y actualmente es un referente debido a la declinación de los campos de Chuchupa y Ballena, al norte del país.

Figura 3. Localización campos Cusiana, Cupiagua y Floreña



Fuente: ECOPETROL, Paper Blowdown (Agotamiento) Cusiana y Cupiagua. 2015

Los campos Cusiana Cupiagua y Floreña disponen de facilidades similares que son compuestas básicamente por una central de procesamiento CPF cuyo fin principal es separar el petróleo crudo, agua producida y gas. Los pozos producen por flujo natural, el fluido es drenado hacia cada planta por medio de troncales comunes de producción y el gas sobrante de la planta es reinyectado nuevamente al campo. Adicional a lo anterior con el fin de adecuar el gas en especificación para comercialización, en los campos Cusiana y Cupiagua se dispone de plantas de tratamiento y procesamiento de gas natural con capacidad de ventas totales de gas de 480 MMSCFD y producción de blancos de 20000 Bls. En la Tabla 1 se indica los datos actuales de producción de cada campo.

Para el manejo de agua, Floreña cuenta con un pozo inyector en la formación Mirador y también existe la opción de ser evacuada hacia el CPF de Cupiagua y desde allí ser enviada a la facilidad de Cusiana para inyección. La totalidad del agua producida de los campos Cusiana y Cupiagua se inyecta en pozo inyector cercano al CPF Cusiana.

Tabla 1. Generalidades campos Cusiana, Cupiagua y Floreña

Característica	Cusiana	Cupiagua	Floreña
Pozos Producción	10	17	12
Pozos Inyección	4	8	6
Tipo de yacimiento	Petróleo Volátil	Petróleo Volátil	Petróleo Volátil
Crudo producido	2500 Bls	10000 Bls	45000 Bls
Gas Producido	175 MMSCFD	700 MMSCFD	600 MMSCFD
Agua	10000Bls	14000Bls	10000Bls
Gas Ventas	160 MMSCFD	210 MMSCFD	50 MMSCFD

Fuente: elaboración propia, con base en el reporte de potenciales de producción Cusiana, Cupiagua y Floreña.

2.4.1 Estrategia existente para transferir gas Floreña a Cusiana.

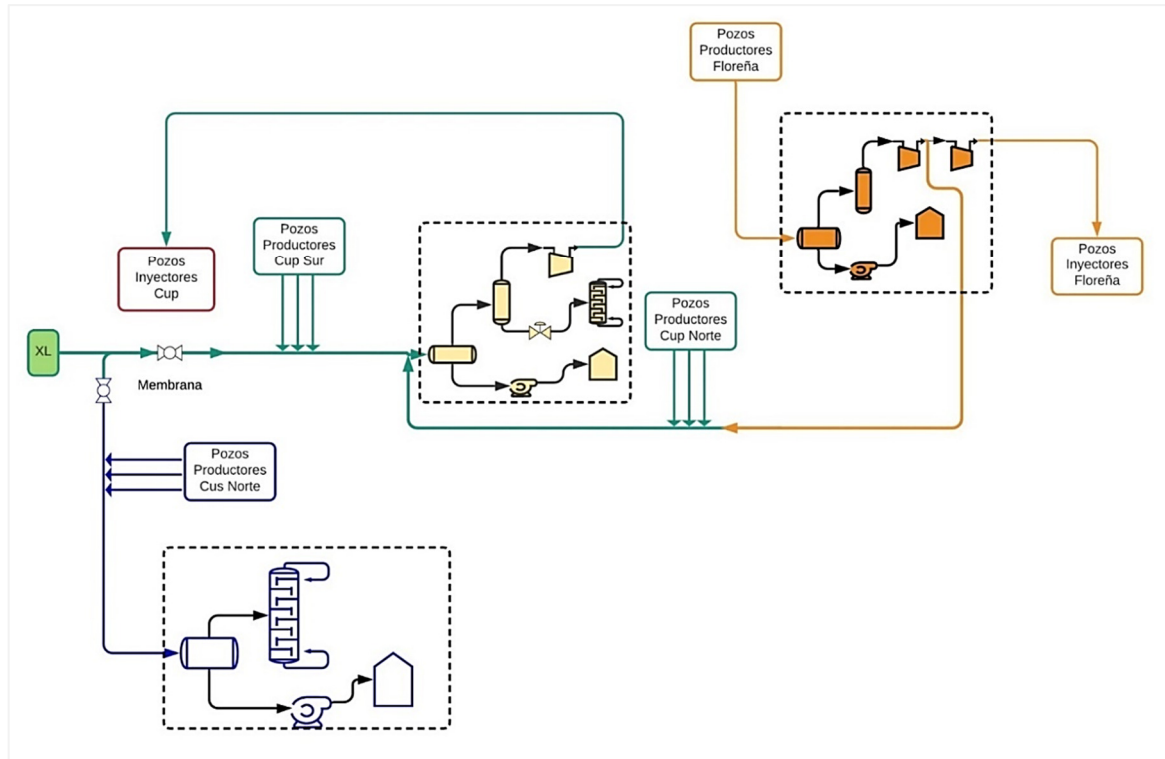
En el año 2010 se aumentó la capacidad de la planta de tratamiento de gas ubicada en el CPF Cusiana, con un volumen adicional de 70 MMSCFD. Teniendo en cuenta los acuerdos comerciales de las compañías de la época y los pronósticos de producción del campo, se hizo necesario suministrar el gas desde los campos Pauto-Floreña a Cupiagua aprovechando la ruta común de tubería que conecta con el troncal norte de producción de Cupiagua y el gas requerido para completar la cantidad requerida en la planta es entregando desde el pozo XL5 el cual está conectado con la troncal de producción de Cusiana.

La Figura 4 presenta esquemático de las rutas comunes de tubería entre los tres campos de piedemonte. Del CPF Floreña se envía el gas de proceso sin deshidratar a través de una línea de 12" que tiene longitud aproximada de 27 km y entrega sobre la línea troncal norte de producción del CPF Cupiagua. El gas se combina con la producción de los pozos productores zona norte de Cupiagua e ingresa a la planta para proceso de separación y tratamiento en Cupiagua.

Además de la línea troncal norte de producción del campo Cupiagua, existe la línea troncal sur que recolecta los volúmenes de los pozos asociados a este sector del campo incluyendo la facilidad satélite XL. Teniendo en cuenta que la finalidad del gas suministrado por Floreña es ser enviado hacia Cusiana y al no existir una línea que haga esta conexión, la transferencia se realiza desviando la producción de los pozos XL hacia Cusiana y de esta manera se entrega el gas requerido para procesar en la planta.

Para tener un balance adecuado de los flujos de gas que se envían a Cusiana, se dispone de unidades de medición en el CPF Floreña y facilidad XL para realizar el control de gas que finalmente llega al campo Cusiana.

Figura 4. Esquema general de producción Campos Cusiana, Cupiagua y Floreña



Fuente: elaboración propia.

2.4.2 Características del gas para transferencia entre campos.

En la Tabla 2 se indica la composición del gas disponible para hacer la transferencia entre campos del CPF Floreña y CPF Cupiagua. Para el caso del gas enviado desde Floreña a Cupiagua este se toma de dos compresores *boosting* cuyo alimento es el gas húmedo proveniente del slug Cárcher, para el caso del gas Cupiagua a Cusiana se dispone de gas seco tomado después de las unidades de deshidratación.

Tabla 2. Composición de gas en los ampos Floreña-Cupiagua

Componente	Floreña Gas pobre Mole %	Cupiagua Gas Pobre Mole %
CO ₂	3.553	2.114
Nitrógeno	0.552	0.193
Metano	79.095	77.974
Etano	8.511	10.682
Propano	3.794	5.363
i-Butano	0.994	1.334
n-Butano	1.114	1.447
i-Pentano	0.512	0.463
n-Pentano	0.321	0.239
C6*	0.422	0.162
C7-C10*	1.044	-

Fuente: Ecopetrol: Reporte de monitoreo cromatografía de gas Floreña, Cupiagua

2.4.3 Características de los ductos.

Teniendo en cuenta que la transferencia de gas se realizará usando los sistemas de tubería existente y dada la ubicación geográfica de los tres campos, se divide en dos secciones o rutas comunes de tubería y sus condiciones de diseño se describen en la Tabla 3 y en la Tabla 4 respectivamente.

Tabla 3. Características de los ductos conexión Floreña a Cupiagua

Nombre de la línea	Diámetro (pulgadas)	Longitud (Km)	Espesor (mm)	Presión de diseño psi	Material
EPF-VLC	12"	13	17.48	2850	API 5L X65
VLC-YZ	12"	11	17.48	2850	API 5L X65
YZ-YT	20"	2.5	17.48	1992	API 5L X65
YT-YR	20"	2.9	16.5	1992	API 5L X65
YR-YB	16"	5.3	14.27	1992	API 5L X65
YB-H	12"	1.3	12.7	1992	API 5L X65
H-CPF	16"	8	15.88	1992	API 5L X65

Fuente: elaboración propia, con base en la información de los planos y reportes de inspección del campo Cupiagua.

Tabla 4. Características de los ductos de conexión Cupiagua a Cusiana

Nombre de la línea	Diámetro	Longitud (Km)	Espesor (mm)	Presión de diseño (psi)	Material
A-CPF	20"	2.0	17.48	1992	API 5L X65
PST1-A	20"	20.9	17.47	1700	API 5L X65
PST1-PST2	20"	8.8	12.7	1440	API 5L X65
T-Q-PST2-CPF	20"	8.2	12.7	1440	API 5L X65

Fuente: elaboración propia, con base en la información de los planos y reportes de inspección del campo Cusiana.

2.4.4 Condiciones de operación.

Actualmente el volumen de gas promedio enviado de Floreña a Cupiagua y transferido a Cusiana es de 70 MMSCFD bajo las siguientes condiciones:

- Compresores Boosting CPF Floreña

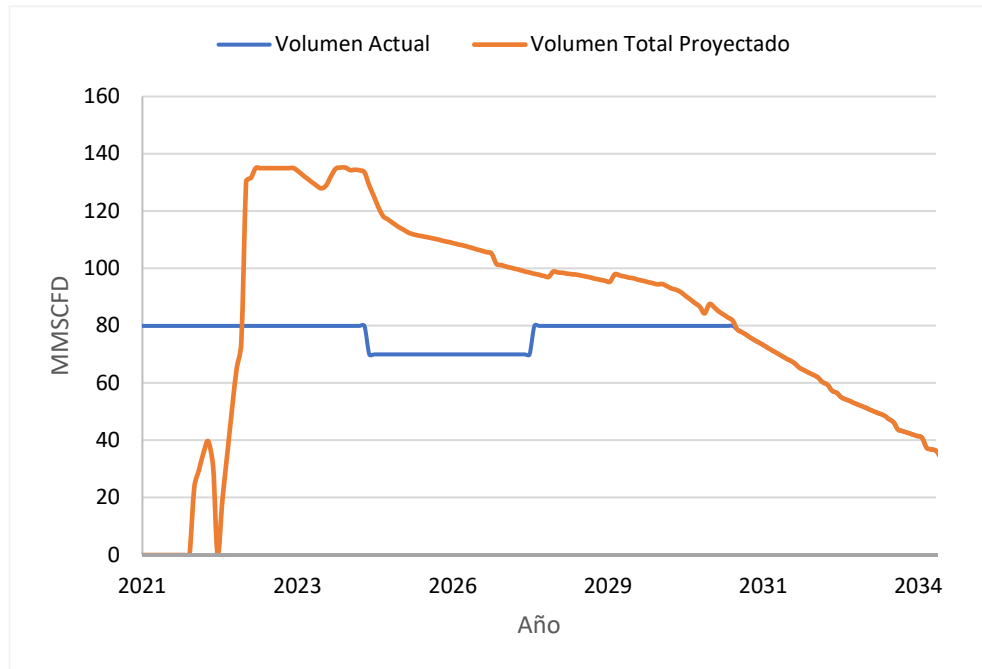
- Presión de Succión: 570psi.
- Temperatura de Succión: 115 F.
- Presión de descarga: 1800 psi.
- Temperatura de descarga: 130 F.
- Caudal:70 MMSCFD.

2.5 ALTERNATIVAS PARA TRANSFERENCIA DE GAS FLOREÑA CUSIANA

2.5.1 Pronósticos de producción.

Para cumplir el objetivo de la transferencia de gas Floreña a Cusiana dependerá de los potenciales de producción de los proyectos en desarrollo y del volumen de gas que puede ser dispuesto sin impactar el recobro secundario mediante inyección de gas de los campos Pauto y Floreña. Acorde con lo anterior el pronóstico de gas que se estima transferir se indica en la Figura 5 donde se evidencia un incremento significativo respecto al volumen actual en el periodo 2022-2031 y el volumen mayor estimado en los años 2022-2025.

Figura 5. Volumen de gas estimado para transferir gas Floreña a Cusiana



Fuente: Ecopetrol. Reporte de los pronósticos de transferencia de gas Floreña-Cusiana.

Las alternativas presentadas a continuación corresponden a la propuesta de transferir mayor cantidad de volumen de gas a Cusiana desde el campo Floreña a través de las redes de tubería existente con el objetivo de suministrar el gas requerido en la planta Cusiana para cumplir con los compromisos de ventas a la red nacional.

2.5.2 Desviar pozos Cupiagua sur hacia Cusiana (alternativa 1).

Esta alternativa consiste en el aprovechamiento de la interconexión existente de las troncales de producción en una estación intermedia cuya ubicación geográfica es el punto de inicio de las dos troncales. Mediante un procedimiento operativo de apertura y cierre de válvulas es posible fluir los pozos productores del campo Cupiagua XP-1, XL-4 y XL-5 hacia el campo Cusiana, con un aporte total de gas que estaría por el orden de los 165 MMSCFD relacionados en la Tabla 5.

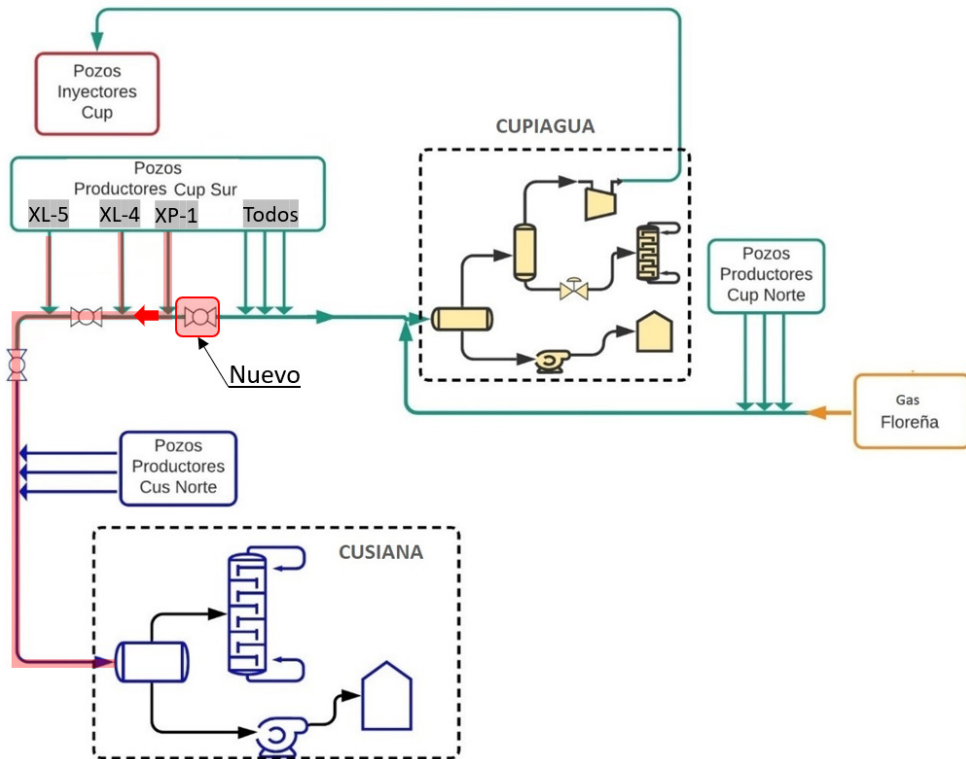
De acuerdo con lo anterior, para ejecutar esta alternativa se requiere la instalación de una válvula de corte sobre la troncal de producción de Cupiagua, tal como se ilustra en la Figura 6, la cual evita que los fluidos de los pozos mencionados anteriormente fluyan hacia Cupiagua y a su vez estos sean direccionados por la troncal de producción hacia la planta de Cusiana.

Tabla 5. Producción actual de los pozos XL-XP

POZO	CRUDO BOPD	AGUA BWPD	GAS MMSCFD
Cupiagua Sur XL-4	452	826	84,57
Cupiagua Sur XL-5	559	518	24.75
Cupiagua Sur XP-1	195	83	56.33
Totales	1206	1427	165.66

Fuente: elaboración propia, con base en datos de Ecopetrol.

Figura 6. Alternativa 1 Desvío de producción de pozos Cupiagua sur hacia Cusiana



Fuente: elaboración propia.

2.5.3 Interconexión gas de inyección Cupiagua a troncal de producción norte de Cusiana (alternativa 2).

A continuación, se describe la segunda alternativa para obtener el gas requerido en el campo Cusiana, con la premisa fundamental que la fuente de gas será el volumen de gas enviado desde el campo Floreña hasta el CPF Cupiagua y este a su vez transferido al campo Cusiana por medio de las rutas de tubería existentes.

El gas recibido en el CPF Cupiagua proveniente del campo Floreña se mezcla en la línea de producción con los fluidos de todos los pozos asociados al campo y son separados y tratados en las diferentes etapas del proceso de la facilidad. Una parte del gas procesado en la planta se dispone como gas ventas 210 MMSCFD, la otra

parte se usa como gas combustible y el gas sobrante es inyectado a los pozos Cupiagua norte y Cupiagua sur como estrategia es el recobro secundario del campo.

Esta alternativa contempla uso del gas de inyección disponible en cupiagua sur el cual es enviado desde el CPF cupiagua por una línea de 12" con capacidad de transporte de 200 MMSCFD que finaliza en la plataforma XA. En este punto las condiciones del gas son de alta presión 5000 psi y una temperatura promedio de 150 F.

La plataforma XA tiene la particularidad de disponer la facilidad de inyección de gas nombrada anteriormente, por otra parte, una línea de producción que se conecta directamente a la troncal de producción Cupiagua Sur que a su vez se conecta con la línea troncal norte de Cusiana. En la Fotografía 1, se puede identificar las facilidades disponibles que incluye la línea de inyección en color naranja y la línea de producción en color gris.

De acuerdo con lo anterior y con el objetivo de disponer mayores volúmenes de gas en cusiana, en esta alternativa se contempla tomar el gas de inyección del punto disponible en la plataforma Cupiagua XA, construir un cuadro de control de presión que permita reducir desde 5000 psi hasta 1200 psi y bajo estas condiciones enviarlo a través de la línea de producción hacia el campo Cusiana.

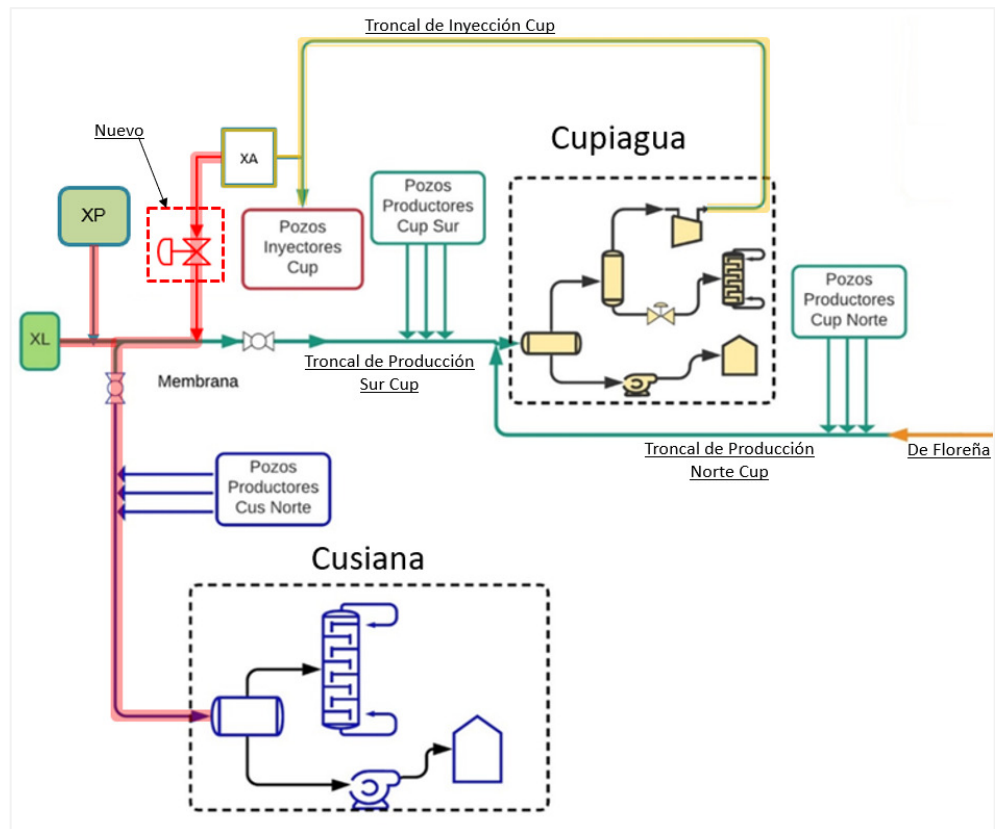
Para esta alternativa se incluye el flujo de los pozos XLs y XPs hacia Cusiana tal como se indica en la Figura 7.

Fotografía 1. Manifold de inyección cup XA



Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Alternativa 2 Transferencia de gas Floreña-Cupiagua-Cusiana



Fuente: elaboración propia.

2.6 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para la selección de alternativas la organización determina la mejor opción mediante un análisis de las ventajas y oportunidades de cada alternativa respecto al rendimiento funcional, capacidad operativa, facilidad constructiva y aspectos financieros tal como se indica en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Selección de Alternativas

Factor	Alternativa 1	Alternativa 2	Mejor Opción
Capacidad de manejo de gas	La capacidad depende de los pronósticos de producción de los pozos XL y XP.	Se puede transferir hasta 150 MMSCFD.	Alternativa 2.
Operabilidad	Requiere cambio de procedimiento operativo.	Requiere una mayor atención por nueva facilidad.	Alternativa 1.
Mantenibilidad	Válvulas existentes requieren mayores frecuencias de mantenimiento por tiempo de operación.	Válvulas y equipos nuevos requiere crear estrategias de mantenimiento.	Alternativa 2.
Constructivos	No requiere adecuaciones adicionales	Requiere instalación de un cuadro de control sin embargo no interfiere con la operación.	Alternativa 1/Alternativa 2
Costos Capex	Requiere compra de válvulas manuales por valor de \$500.000.000 pesos colombianos (500 SMMLV).	Compra de válvula de control y accesorios de tubería. Aproximado \$1.500.000.000 pesos colombianos (1000 SMMLV).	Alternativa 1
Retorno de capital	Medio	Alto	Alternativa 2

Fuente: elaboración propia.

La alternativa seleccionada para transferir gas de Floreña a Cusiana continua como se tiene actualmente, a través de la transferencia de gas entre campos, sin embargo, requiere una inyección de capital de aproximadamente \$1.500.000.000 pesos (1500 salarios mínimos legales mensuales SMMLV) para construir una facilidad de control de presión que permite interconectar la línea de gas de inyección de Cupiagua con la troncal de producción Cupiagua-Cusiana. Si bien es cierto que hay una inversión CAPEX de \$1.000.000.000 de pesos (1000 Salarios mínimos legales mensuales SMMLV) mayor que la alternativa 1, se compensa con el retorno de capital dado que el factor determinante es la gran capacidad de manejo de gas y la flexibilidad operativa de esta opción. Lo anterior se sustenta en que la alternativa 2 depende de la producción o sinergia de todo el campo y no queda limitada a la producción de dos pozos tal como se plantea en la alternativa 1.

3. EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL

La evaluación o valoración de integridad estructural de un activo es parte fundamental dentro del proceso de gestión de integridad en líneas de transporte de hidrocarburos, que hoy en día las compañías dueñas de los activos implementan bajo los lineamientos de los estándares como el API 1160 y ASME B 31.8S. Estos estándares recomiendan básicamente tres métodos de evaluación de integridad para los sistemas de tubería de transporte de hidrocarburos: inspección en línea (ILI), prueba de presión y validación directa. La aplicabilidad del método dependerá de las características técnicas propias del activo o de los recursos y necesidades que tenga el usuario final.

Una evaluación estructural se basa fundamentalmente en la identificación del defecto, su dimensionamiento y grado de severidad para calcular las presiones de operación máximas admisibles, tamaño tolerable y el pronóstico de crecimiento en el tiempo.

La pérdida de metal en un sistema de tubería es uno de los defectos más comunes durante el ciclo de vida del activo dado que generalmente es atribuido a las amenazas como la corrosión y su metodología de evaluación es realizada siguiendo los lineamientos incluidos en los estándares de la industria como el ASME B31G o API 579/ ASME FFS-1. Dentro de este análisis se tienen cuatro niveles de evaluación que los diferencia el nivel de precisión del esfuerzo obtenido, cantidad de información y grado de dificultad de cálculo siendo los niveles 0 y 1 más conservativos y los niveles 2 y 3 presentan una precisión mayor pero su método de cálculo requiere algoritmos computarizados para obtener la solución.

3.1 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE ANOMALÍAS

El procedimiento general de evaluación de anomalías consiste en realizar el cálculo del esfuerzo estimado de falla (S_F) de una tubería sometida a presión interna con defectos de pérdida de metal, con el objeto de establecer la presión segura del ducto bajo esta condición. Para determinar analíticamente esta variable se tiene en cuenta el diámetro de la tubería (D), espesor nominal (t) longitud del defecto (L), profundidad del defecto (d), el esfuerzo de flujo (S_{flow}), largo relativo del defecto (z) y un factor de protuberancia (M). A continuación, se indican los procedimientos más usados para evaluación de defectos.

3.1.1 Nivel 1 de evaluación ASME B31.G original.

Este modelo asume que el área corroída está representada por $2/3$ del área rectangular del defecto (ver Figura 8).

Calcular Z

$$z = \frac{L^2}{D * t}$$

Calcular M

$$M = \sqrt{(1 + 0.8z)}$$

Para $z < 20$

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - 2/3 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - 2/3 \left(\frac{d}{t} \right) / M} \right] S_{flow} = \begin{cases} 1) SMYS * 1.1 \\ 2) SMYS + 10KSI \\ 3) (S_{YT} + S_{UT}) / 2 \end{cases}$$

Para $z > 20$

$$S_F = S_{\text{flow}} \left(1 - \frac{d}{t}\right)$$

3.1.2 Nivel 1 de evaluación ASME B31.G modificado.

A diferencia del método original de ASME B31G, el método modificado asume que el área corroída es representada por el 85% del área (ver Figura 8).

Para $z < 50$

$$M = \sqrt{(1 + 0.6275z - 0.003375z^2)}$$

Para $z > 50$

$$M = 0.032z + 3.3$$

$$S_F = S_{\text{flow}} \left[\frac{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t}\right) / M} \right]$$

3.1.3 Nivel 2 de evaluación ASME B 31G.

$$S_F = S_{\text{flow}} \left[\frac{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right)}{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right) / M} \right]$$

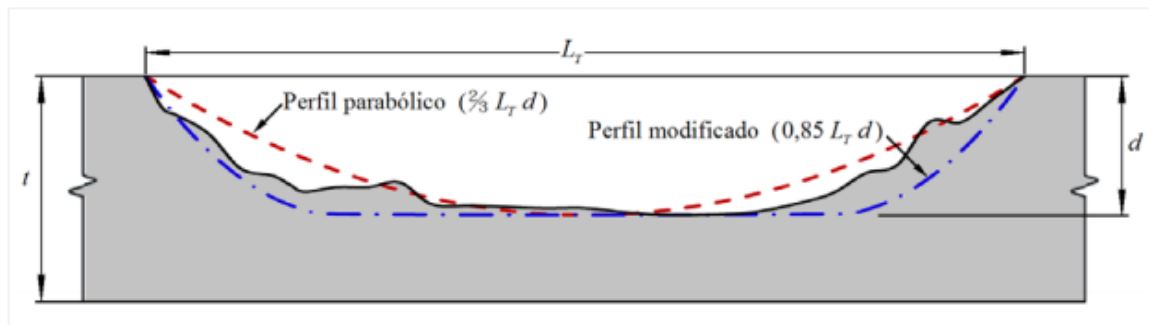
A representa el área del metal original y A_0 el área del metal faltante, así que, esta es una metodología basada en los datos medidos del perfil de la zona con pérdida de metal y se relaciona con el área real sin defecto. Esta metodología tiene una aproximación mucho mayor del esfuerzo de falla obtenido en los métodos de evaluación nivel 1 sin embargo, requiere procedimiento de relevamiento detallado del defecto para determinar el área corroída y al mismo tiempo subdividir en áreas menores y hacer iteraciones para encontrar el menor esfuerzo de falla con la

combinación de áreas. Teniendo en cuenta lo anterior se requiere un algoritmo matemático computarizado para realizar las iteraciones.

3.1.4 Esfuerzo de límite fluencia S_{flow} .

ASME B 31G ¹⁰ lo define como un concepto relevante a la mecánica de fractura empleado en los métodos de evaluación de defectos cuya dimensión es mayor que el esfuerzo de fluencia y menor que el esfuerzo último.

Figura 8. Perfil parabólico modelos ASME B31.G



Fuente: GIUDICI A., MATUSEVICH A., CASTRO L., MASSA, J. Falla de gasoductos con defectos volumétricos

3.1.5 DNV-RP-F101 parte B.

La norma DNV establece otro método válido para evaluación que a diferencia del ASME B 31G tiene en cuenta el esfuerzo último y el área corroída se asume como un perfil rectangular completo.

¹⁰ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2012). *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B 31G*. New York: ASME.

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

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

Para la evaluación estructural de la infraestructura existente se tendrá en cuenta las siguientes etapas enfocando el análisis en las amenazas que generen pérdidas de metal y defectos geométricos.

- Descripción de la infraestructura a evaluar.
- Información técnica de los activos.
- Resultados de históricos de inspección y mantenimiento
- Inspección ILI Activos Para transferencia de Gas
- Validación de la corrida mediante técnicas de ensayos no destructivos como Ultrasonido e inspección visual
- Evaluación de las anomalías identificadas.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA A EVALUAR

Según la estrategia definida por la operación para transferir gas de Floreña a Cusiana, se ha seleccionado la opción de Interconexión Gas De Inyección Cupiagua a Troncal Norte De Cusiana, esta alternativa implica el uso de las troncales de producción y de inyección comunes en los campos Cusiana y Cupiagua, el detalle de la infraestructura objeto de evaluación para este proyecto se describe a continuación:

3.2.1 Línea de producción XA-PST1-CCPF.

Está línea de 12" con espesor de 12,7 mm y longitud aproximada de 1.1 km, recibirá el gas del sistema de inyección proveniente de Cupiagua el cual será entregado a la línea PST1-CCPF.

3.2.2 Línea de producción PST1-CCPF.

Línea de 20" espesor 17,47 mm actualmente recolecta los fluidos de los pozos de producción de sur hacia el CPF Cupiagua, con el nuevo modo de operación la línea partir del km 0 hasta el km 5.2 hace parte de la transferencia de gas hacia Cusiana y del km 5.2 hasta 18.7 continuará con el servicio normal.

3.2.3 PST1-PST2.

Troncal Norte de producción de diámetro 20" espesor 12.7 mm es una línea que recolecta todos los fluidos producidos en pozos del norte de Cusiana y sur de Cupiagua y entrega a la troncal TQ-PST2-CPF Cusiana.

3.2.4 TQ-PST2-CPF Cusiana.

Troncal Norte de producción diámetro 20" espesor 12.7 mm actualmente está conectada con la troncal PST1-PST2 y entrega los fluidos al CPF Cusiana.

3.3 INFORMACIÓN TECNICA DE LOS ACTIVOS

3.3.1 Diseño y construcción.

En la Tabla 6 se relacionan los datos de diseño y construcción de la información ubicada en los planos mecánicos de cada activo.

Tabla 6. Datos de diseño y construcción líneas de transferencia de gas

Dato	XA-PST1-CCPF	PST1-CCPF	PST1-PST2	TQ-PST2-CPF
Nombre de línea	12"-PH-PSP-23-01001-E4A4-UC	20"- TP-8A02-008-EA3B-B	02-TP-Y1-20-D-DA3B-001	04-TP-Y1-20-D-DA3B-001
Espesor de pared del tubo (mm)	12,7	17.47	12.7	12.7
Diámetro (Pulgadas)	12	20	20	20
Longitud (Km)	1.1	20.9	8.8	8.2
Con o sin costura	Con costura	Con costura	Con costura	Con costura
Factor de Junta	1	1	1	1
Material	API 5L X-65	API 5L X-65	API 5L X-65	API 5L X-65
Fecha de Comisionamiento	2000	1997	1995	1995
Proceso De Soldadura	SMAW	SMAW	SMAW	SMAW
Método de doblado	En frío	En frío	En frío	En frío
Profundidad de tubería	2m	2m	2m	2m
Presión de Prueba hidrostática	2250 psi	2250 psi	1440 psi	1440 psi
Tipo Recubrimiento del tubo	Tricapa	Tricapa	Tricapa	Tricapa
Tipo Recubrimiento de la junta soldada	epóxico	epóxico	epóxico	epóxico
Protección Catódica	Corriente Impresa	Corriente Impresa	Corriente Impresa	Corriente Impresa

Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Operación y mantenimiento.

La Tabla 7 evidencia los datos recolectados relacionados con las condiciones operacionales de los activos en el año 2021.

Tabla 7. Datos de operación y mantenimiento

	XA-PST1-CCPF	PST1-CCPF	PST1-PST2	TQ-PST2-CPF
Calidad del Fluido	Ver anexo Cromatografía Gas Cupiagua	Ver anexo Cromatografía Gas Cupiagua	Ver anexo Cromatografía Gas Cusiana	Ver anexo Cromatografía Gas Cusiana
Flujo Promedio	10 MMSCFD	200 MMSCFD	150 MMSCFD	150 MMSCFD
Presión De Operación Normal	1400 psi	1400 psi	700 psi	700 psi
Historial De Fugas	No registra	No registra	No registra	No registra
Temperatura	150 °F	150 °F	130°F	130°F
Condición del Revestimiento	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable
Desempeño del sistema de protección catódica	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
Monitoreo de corrosión	Velocidad de corrosión <2mpy baja	Velocidad de corrosión <2mpy baja	Velocidad de corrosión <2mpy baja	Velocidad de corrosión <2mpy baja
Fluctuaciones de presión	No Registra	No Registra	No Registra	No Registra
Reparaciones	No Registra	Sí	Sí	No Registra

Fuente: elaboración propia.

3.3.3 Inspección y pruebas.

En la siguiente Tabla 8 se relacionan los principales históricos de inspección realizados durante la etapa de operación de cada activo

Tabla 8. Inspección y pruebas

	XA-PST1-CCPF	PST1-CCPF	PST1-PST2	TQ-PST2-CPF
Prueba De Presión	Se registra la prueba de construcción	Se registra la prueba de construcción	Se registra la prueba de construcción	Se registra la prueba de construcción
Inspecciones en línea	No Aplica	2006/2019	2006/2011	2005/2010
Inspecciones Con herramienta Geométrica	No Aplica	2006/2019	2006/2011	2005/2010
Inspecciones a la protección catódica	CIPS/DCVG año 2017	CIPS/DCVG año 2016	CIPS/DCVG año 2016	CIPS/DCVG año 2016
Inspección Directa	Inspección Visual	Ultrasonido SCAN C 2007/2009	Ultrasonido SCAN C 2007/2012	Ultrasonido SCAN C 2007/2012

Fuente: elaboración propia.

3.4 RESULTADOS DE LOS HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN

Teniendo en cuenta que este proyecto está direccionado a realizar una evaluación de integridad estructural de los defectos que generen pérdida de metal, los reportes de inspección verificados son los que indiquen datos relacionados con esta variable como es el caso de los ILI, medición directa con END, CIPS y DCVG.

3.4.1 Línea XA-PST1-CCPF.

Actualmente la línea se encuentra activa y dentro de los históricos de inspección hay evidencia de un reporte de ultrasonido tipo SCAN C del año 2020 el cual muestra que no hay pérdidas de metal significativas en los tramos inspeccionados, el espesor mínimo encontrado es 15.09 mm superior al requerido por diseño.

3.4.2 Troncal PST1-CCPF (Cupiagua).

En la Tabla 9 se muestra el resumen de los resultados históricos de inspección ILI. Validando la información de inspección directa se identificó que la anomalía reportada en el ILI 2006 corresponde a una facilidad instalada durante la

construcción para la ejecución de la prueba hidrostática por lo tanto se descartó esta indicación como pérdida de metal.

Tabla 9. Resultados ILI 2006/2019 Troncal PST1-CCPF

Anomalías con pérdida de metal				
Profundidad	ILI 2006		ILI 2019	
	Interna	Externa	Interna	Externa
60-69%	0	0	0	1
50-59%	0	0	0	0
40-49%	0	0	0	6
30-39%	1	0	5	21
20-29%	0	0	31	49
10-19%	0	0	418	106

Fuente: elaboración propia, con base en a los resultados ILI 2019.

Durante la validación directa del ILI de 2019, se confirmaron 6 puntos con porcentaje significativo de pérdida de espesor por corrosión externa que oscila entre el 40 y 57% ubicados en el km 18.8 los cuales fueron reparados mediante la instalación de refuerzos no metálicos. En el km 3+130 se realizó medición directa con ultrasonido evidenciando pérdida de metal por corrosión interna, el espesor medido es de 12.3 mm; de ahí que se hizo necesaria reparación con camisas metálicas tipo B.

En general se validaron 31 anomalías con pérdidas mayores al 30% y está pendiente verificar 2 de este rango ubicadas en el km 7+515 y 10+165 con porcentaje de pérdida estimada por ILI 32 y 47% respectivamente.

Fotografía 2. Instalación camisa metálica tipo B km 1+130 Troncal PST1-CCPF



Fuente: Ecopetrol

3.4.3 Troncal PST1-PST2 (Cusiana).

Tabla 10. Resultados ILI 2006/2011 Troncal PST1-PST2

Anomalías con pérdida de metal						
Profundidad	ILI 2006			ILI 2011		
	Interna	Externa	Otros	Interna	Externa	Otros
20-29%	6	1	2	6	1	2
10-19%	24	1	12	26	4	30

Fuente: elaboración propia, con base a los resultados ILI 2006/2011 PST1-PST2.

De acuerdo con la Tabla 10, la mayoría de las indicaciones son causadas por pérdida de metal y se encuentran distribuidas en la pared interna de la tubería. En el año 2017 se realiza una revalidación de las anomalías que presentaban mayor porcentaje de pérdida evidenciando espesor remanente de 6.3 mm en la anomalía 8 ubicada en el km 0.0. De la información verificada no se encontraron reportes de validación de la corrida del 2011.

3.4.4 Troncal TQ-PST2-CPF.

Tabla 11. Resultados ILI 2005/2010 Troncal TQ-PST2-CPF

Anomalías con pérdida de metal						
Profundidad	ILI 2006			ILI 2011		
	Interna	Externa	Otros	Interna	Externa	Otros
40-49%	0	0	1	0	0	0
30-39%	0	0	3	1	0	1
20-29%	0	0	16	0	0	0
10-19%	0	0	0	6	0	26
0-9%	0	0	20	65	1	88

Fuente: elaboración propia, con base a los resultados ILI 2006/2011 TQ_PST2-CPF.

El ILI 2010 fue validado mediante inspección directa evidenciando que los resultados del porcentaje de pérdida de espesor estaban similares con espesor mínimo medido en la anomalía del rango 20 a29%.

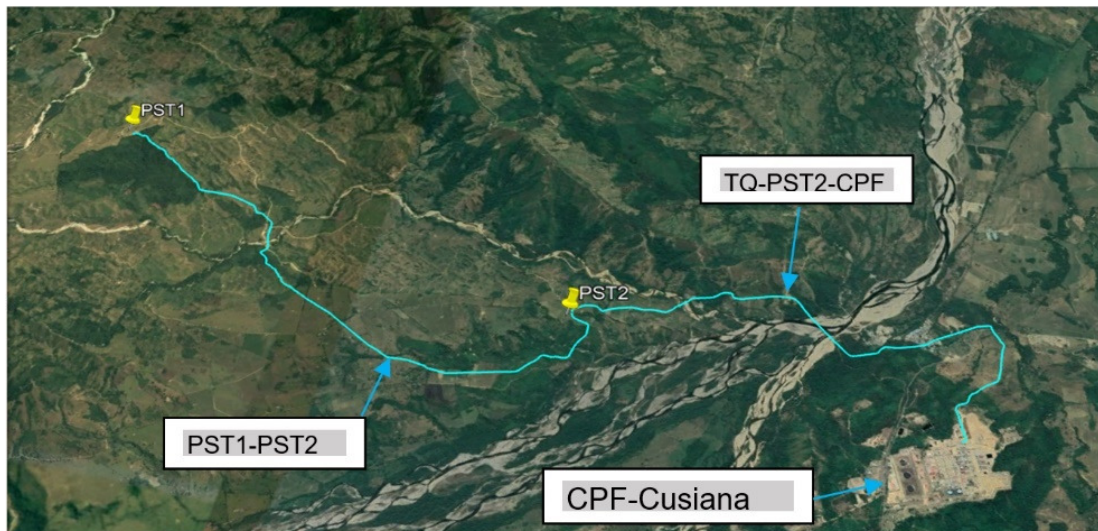
3.5 INSPECCIÓN ILI A LOS SISTEMAS DE TUBERÍA PARA TRANSFERENCIA DE GAS

Con base en los históricos de inspección revisados en el numeral 3.4, se descarta ejecución de ILI sobre la línea XA-PST1-CPF dado que las características constructivas de este activo no permiten ejecutar la inspección (línea no piggable) y la troncal PST1-CCPF cuenta con un ILI reciente realizado en el 2019.

De acuerdo con lo anterior, se programó y ejecutó ILI sobre las troncales PST1-PST2 y TQ-PST2-CPF. Actualmente estas troncales están interconectadas en el PST2 por esta razón la configuración permitió ejecutar una sola corrida con la

herramienta inteligente desde el PST1 hasta el CPF. Para efectos de este estudio, estas dos líneas se nombrarán como PST1-PST2-CPF

Figura 9. Ubicación Troncal PST1 hasta CPF Cusiana



Fuente: Ecopetrol

La herramienta inteligente se corrió con las siguientes características:

- Herramienta de Inspección tipo MFL/Mapeo de alta resolución XYZ.
- Tecnología; Pérdida de flujo magnético.
- Fecha de ejecución; 30 de noviembre de 2020.
- Limpieza: Tres Corridas, la primera con platina calibradora y discos
- Tiempo de recorrido de la herramienta: 3.55 horas $v=1.2\text{m/s}$

Fotografía 3. Detalles herramienta inteligente Troncal PST1-PST2-CPF 2020



Fuente: elaboración propia.

3.5.1 Resultados inspección ILI Troncal PST1-PST2-CPF Cusiana.

El archivo entregable de la compañía externa que realiza la inspección se denomina Pipe Tally en el cual se indica la clasificación de las anomalías, cantidad, dimensionamiento, porcentaje de pérdida de espesor y evaluación previa acorde con ASME B 31G. Una visión general y resumen de la cantidad de anomalías identificadas en esta corrida se muestran en la Tabla 12 y Figura 11, evidenciando acumulación significativa de anomalías en el punto de inicio de la línea, en el km 8.7 y algunas aisladas a través del recorrido de la línea. El Anexo 2 se presenta el detalle individual de todas las anomalías.

Tabla 12. Visión general de anomalías ILI 2020 PST1-PST2-CPF

Profundidad	PST1-PST2-CPF			Total
	Interna	Externa	Otros	
30-39%	0	1	0	1
20-29%	45	5	2	52
10-19%	327	8	14	349
Total	372	14	16	402

Fuente: elaboración propia.

El 93% de las anomalías se encuentran ubicadas en la pared interna de la tubería evidenciando pérdidas de metal por corrosión interna más un 4% de anomalías por corrosión externa; el otro 4% equivale a anomalías que generalmente son defectos de construcción y/o fabricación, como se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Distribución de anomalías según la pared en la que se ubican

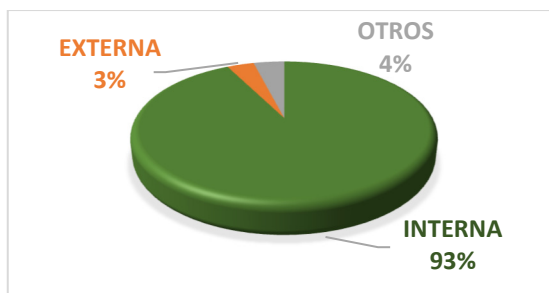
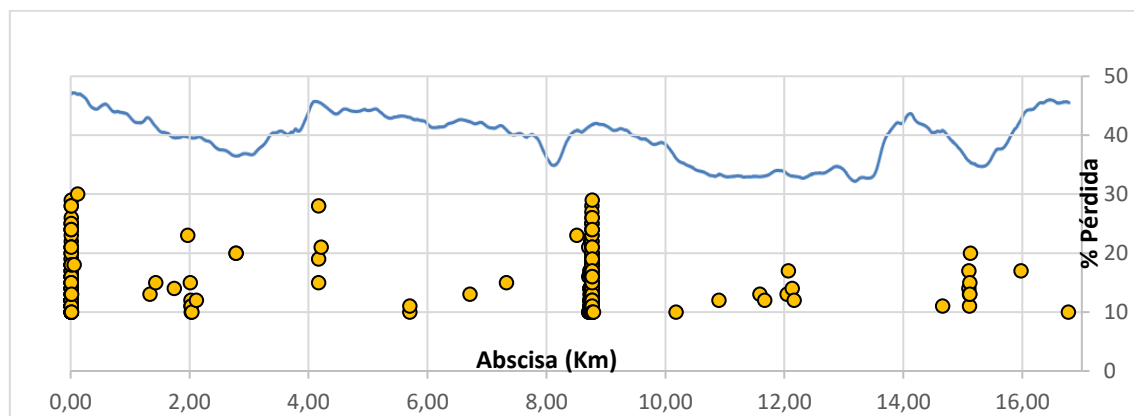


Figura 11. Localización de anomalías en toda la línea.



Fuente: elaboración propia.

3.5.2 Clasificación de anomalías Troncal PST1-PST2-CPF.

Con base en los datos reportados por la empresa de inspección ILLI, se hace una clasificación de las anomalías por longitud, porcentaje de pérdida de espesor y factor de reparación con el objetivo de identificar aquellas que puedan generar algún riesgo sobre la integridad del ducto.

El reporte de ILI suministra el valor del factor de reparación, que es un dato relevante que relaciona el esfuerzo requerido sobre la tubería bajo las condiciones de diseño y el esfuerzo de falla calculado con base en las dimensiones de la anomalía. Si este valor es menor a 1, quiere decir que la tubería aún se encuentra dentro del margen de seguridad para operar bajo las condiciones de diseño del ducto; por otra parte, cuando este factor es mayor a 1, se deben tomar acciones inmediatas de reparación o mitigación con el objetivo de eliminar esta condición que implica un riesgo alto de falla sobre la tubería.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Tabla 13 se listan las anomalías con mayor factor de reparación, de la cual se evidencia valores inferiores a la unidad. Por lo tanto, el riesgo de falla de la tubería es bajo. De igual manera se destaca que el máximo porcentaje de pérdida de espesor de las anomalías es de 30% pero su factor de reparación en este caso no es el mayor dado el valor bajo en la longitud de esta anomalía, no obstante, este es un dato importante para el cálculo de velocidades de corrosión. En el caso de la longitud, las anomalías de mayor dimensión tienden a generar un factor de reparación significativo.

Tabla 13. Listado de anomalías representativas troncal PST1-PST2-CPF

Localización (m)	Tipo de Anomalía	L (mm)	% pérdida	Factor reparación
6.786	Corrosión	95.00	11	0.69
6.831	Agrupación de Corrosión	210.00	25	0.72
6.852	Agrupación de Corrosión	50.00	22	0.70
7.252	Agrupación de Corrosión	59.00	20	0.71
116.264	Corrosión	52.00	30	0.70
8757.073	Agrupación de Corrosión	57.00	20	0.70
8758.273	Corrosión	219.00	15	0.70
8761.291	Agrupación de Corrosión	161.00	16	0.71

Fuente: elaboración propia.

3.6 VALIDACIÓN DE ANOMALÍAS MEDIANTE SCAN C

Los datos obtenidos de la inspección con herramienta inteligente ILI deben ser sometidos a un proceso o método de validación de resultados con el objetivo de confirmar la efectividad y confiabilidad del proceso. El estándar API 1163 establece tres niveles de validación para que el dueño del ducto decida cuál de ellos adoptar. Un primer método de validación está fundamentado en asegurar el procedimiento de inspección mediante listas de chequeo y seguimiento al proceso ILI, un segundo nivel adiciona la medición directa de las anomalías en campo con otro método de inspección para comparar con los datos reportados en el informe de ILI y el último nivel de validación contempla métodos estadísticos para calcular la desviación de los resultados¹¹. Para el caso de este proyecto se realizará validación por el segundo método a las anomalías de la abscisa 6.810 m y 8758.27 m.

3.6.1 Inspección de campo abscisa 6.810 m.

El reporte del proveedor de ILI, establece que en esta abscisa existen 91 anomalías individuales que forman una agrupación de corrosión en una longitud de 475 mm. Esta agrupación se ubica a 6.81 m del punto de partida de la trampa de envío y se identifica que la máxima pérdida de espesor reportada por la herramienta ILI es del 29 %.

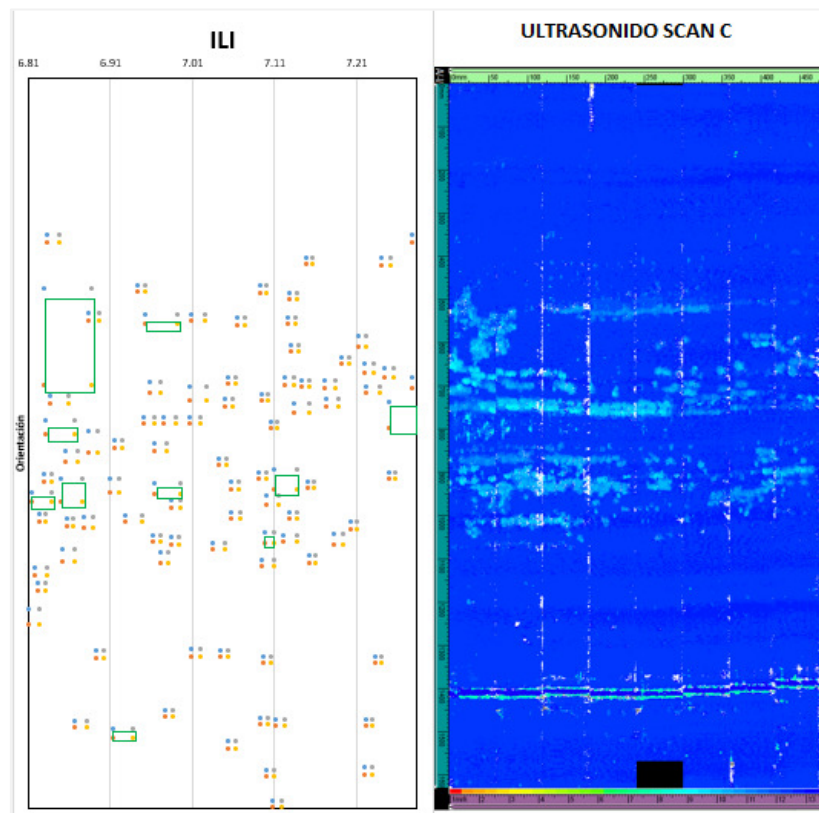
En la Figura 12 se muestra la distribución de las anomalías reportadas por la herramienta ILI y la representación tridimensional de la medición directa de espesores con la técnica de ultrasonido. Con respecto a la imagen del reporte de SCAN C, se puede apreciar un fenómeno de corrosión interna el cual se visualiza en color azul celeste, de manera semejante el color azul oscuro representa el área

¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2013). *In-line Inspection Systems Qualification. API STANDARD 1163*. Washington DC: API.

sin pérdida de metal sobre la tubería y el color negro es la ausencia o pérdida de datos durante la inspección.

Acorde con lo anterior se puede apreciar que existe un patrón similar de la orientación, tamaño y distribución de las pérdidas de metal entre las dos técnicas de inspección aplicadas (ILI y SCAN C). la profundidad o pérdida de espesor se registran en la columna de porcentaje de pérdida ILI ($(d/t)_{ILI}$) y el porcentaje de pérdida medido con ultrasonido tipo SCAN C ($(d/t)_{CAMPO}$) de la Tabla 14, evidenciando que en la abscisa 6.852 m se obtiene una diferencia significativa entre ultrasonido e ILI de 11.5% y una tendencia positiva en las otras abscisas. Es probable que estos datos estén dentro de tolerancia sin embargo es necesario confirmarlo con el procedimiento de validación recomendado por API 1163 el cual se analizará más adelante.

Figura 12. Orientación anomalías abscisa 6.810 m



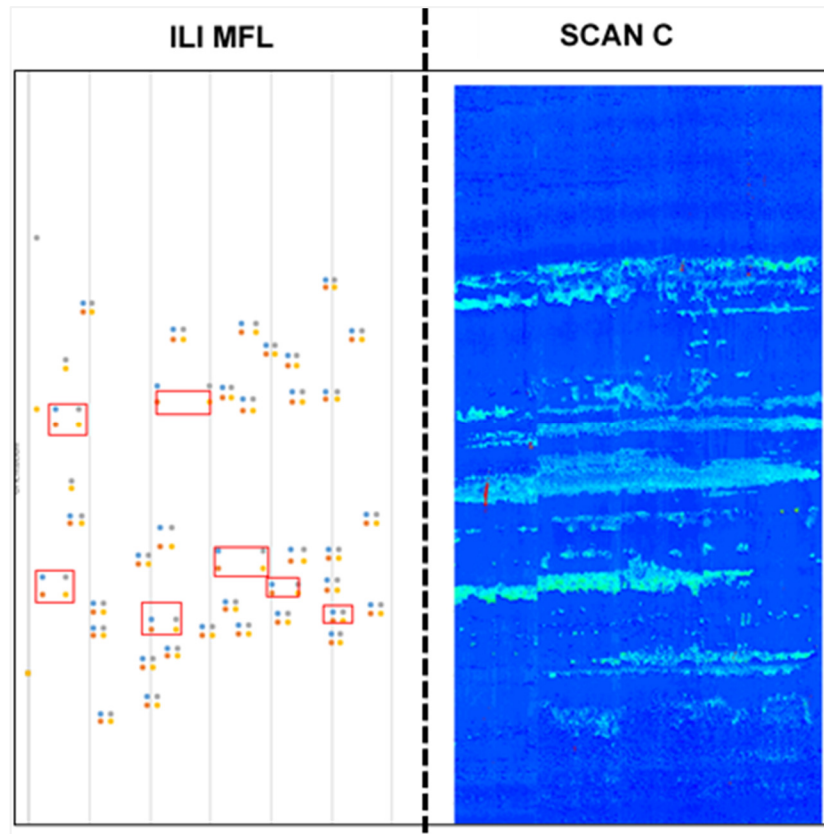
Fuente: elaboración propia.

Nota: Esta figura muestra la comparación de la distribución e identificación de anomalías usando las técnicas de inspección ILI y ultrasonido en la abscisa 6.810 m. Con respecto al ILI se presenta la ubicación de los puntos con pérdida de espesor indicados en el reporte. En cuanto al ultrasonido, en color azul celeste se representan las pérdidas de metal, el color azul oscuro representa el área sin corrosión y blanco o negro representan la ausencia de datos en el ensayo debido irregularidades superficiales no relevantes.

3.6.2 Inspección de campo abscisa 8758.27 m.

El segundo punto seleccionado para validar la inspección ILI corresponde a las anomalías ubicadas en la abscisa 8758.27 m hasta 8758.553 m ubicada en la estación intermedia denominada PST2. La máxima pérdida de espesor reportada por la herramienta ILI es del 25% y la distribución de los defectos evidenciados por ultrasonido son similares a lo reportado en el reporte ILI ver Figura 13 y Tabla 14 para el porcentaje de pérdida identificado con las dos técnicas. Esta validación presenta una diferencia en el porcentaje de pérdida máxima de 5.7% entre las dos técnicas y la tendencia es a obtener datos mas altos con la técnica de ultrasonido.

Figura 13. Orientación anomalías abscisa 8758.270 m



Fuente: elaboración propia.

Nota: Esta figura muestra la comparación de la distribución e identificación de anomalías usando las técnicas de inspección ILI y ultrasonido en la abscisa 8758.27 m. Con respecto al ILI se presenta la ubicación de los puntos con pérdida de espesor indicados en el reporte. En cuanto al ultrasonido, en color azul celeste se representan las pérdidas de metal, el color azul oscuro representa el área sin corrosión y los puntos en color rojo se deben a falsas indicaciones generadas durante el registro.

3.6.3 Validación de resultados ILI.

El estándar API 1163 apéndice C, establece una metodología para calcular la desviación estándar y tolerancias para comparar los resultados obtenidos de la inspección ILI versus los resultados obtenidos de la medición directa con un método alternativo. Las variables y cálculos que se tienen en cuenta para realizar este proceso de comparación se listan a continuación y en la Tabla 14 Tabla 13 se presenta el resumen los resultados.

$(d/t)_{ILI}$ = Porcentaje de pérdida de espesor reportado por ILI (medido).

$\delta(d/t)_{ILI}$ = Especificación de la tolerancia de la herramienta ILI, (especificado 10%)

t = Espesor nominal del tubo (medido)

σt = Desviación estándar de la medida de campo (especificado 0.15)

t_r = Espesor remanente

$\sigma_{(tr)}$ = Desviación estándar del espesor remanente medido con ultrasonido (especificado 0.25)

d = Dimensión de la pérdida de metal (medido)

$(d/t)_{CAMPO}$ = Porcentaje de pérdida de espesor medido en campo (medido)

$\sigma(d/t)_{CAMPO}$ = Desviación estándar de la medida de campo (Ultrasonido), calculado con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{(d/t)_{CAMPO}} = \frac{1}{t} \sqrt{(t_t^2)(\sigma_t^2) + (\sigma_{t_r}^2)}$$

$|e|$ = valor absoluto de la diferencia del valor medido en campo y el valor medido por la herramienta ILI.

δe_{comb} = Combinación de la tolerancia de la profundidad medida con ILI y campo y es calculada con la siguiente ecuación:

$$\delta e_{comb} = \sqrt{\left[\delta_{(d/t)_{ILI}} \right]^2 + \left[1.28 \sigma_{(d/t)_{CAMPO}} \right]^2}$$

Tabla 14. Comparación de resultados ILI VS datos de campo

Abscisa m	Reporte ILI		Inspección Con Ultrasonido							Comparación ILI Vs Campo	
	(d/t) _{ILI}	δ (d/t) _{ILI}	t	σ_t	t _r	$\sigma_{(tr)}$	d	(d/t) _{Campo}	σ (d/t) _{Campo}	e	δe_{comb}
	%	%	mm	mm	mm	mm	mm	%	%	%	%
6.831	25%	10%	12.7	0.15	9.48	0.25	3.2	25.4%	2.0%	0.4%	10.32%
6.832	29%	10%	12.7	0.15	8.45	0.25	4.3	33.5%	2.0%	4.5%	10.32%
6.834	26%	10%	12.7	0.15	8.66	0.25	4.0	31.8%	2.0%	5.8%	10.32%
6.838	24%	10%	12.7	0.15	9.07	0.25	3.6	28.6%	2.0%	4.6%	10.32%
6.852	22%	10%	12.7	0.15	8.45	0.25	4.3	33.5%	2.0%	11.5%	10.32%
6.853	13%	10%	12.7	0.15	10.2	0.25	2.5	19.7%	2.0%	6.7%	10.32%
6.857	16%	10%	12.7	0.15	10.4	0.25	2.3	18.1%	2.0%	2.1%	10.32%
6.966	24%	10%	12.7	0.15	8.45	0.25	2.8	33.5%	2.0%	9.5%	10.32%
6.973	28%	10%	12.7	0.15	9.28	0.25	3.4	26.9%	2.0%	1.1%	10.32%
7.009	25%	10%	12.7	0.15	9.28	0.25	3.4	26.9%	2.0%	1.9%	10.32%
7.102	24%	10%	12.7	0.15	9.48	0.25	3.2	25.4%	2.0%	1.4%	10.32%
7.174	24%	10%	12.7	0.15	9.69	0.25	3.0	23.7%	2.0%	0.3%	10.32%
7.252	20%	10%	12.7	0.15	9.90	0.25	2.8	22.0%	2.0%	2.0%	10.32%
8758.273	15%	10%	12.7	0.15	10.49	0.25	2.2	17.4%	2.0%	2.4%	10.32%
8758.282	19%	10%	12.7	0.15	9.98	0.25	2.7	21.4%	2.0%	2.4%	10.32%
8758.293	24%	10%	12.7	0.15	9.42	0.25	3.3	25.8%	2.0%	1.8%	10.32%

Abscisa m	Reporte ILI		Inspección Con Ultrasonido							Comparación ILI Vs Campo	
	(d/t) _{ILI} %	δ (d/t) _{ILI} %	t mm	σt mm	t _r mm	$\sigma_{(tr)}$ mm	d mm	(d/t) _{Campo} %	σ (d/t) _{Campo} %	e %	δe_{comb} %
8758.372	16%	10%	12.7	0.15	10.48	0.25	2.2	17.5%	2.0%	1.5%	10.32%
8758.376	15%	10%	12.7	0.15	10.45	0.25	2.3	17.7%	2.0%	2.7%	10.32%
8758.427	14%	10%	12.7	0.15	10.20	0.25	2.5	19.7%	2.0%	5.7%	10.32%
8758.471	18%	10%	12.7	0.15	10.13	0.25	2.6	20.2%	2.0%	2.2%	10.32%
8758.522	25%	10%	12.7	0.15	9.35	0.25	3.4	26.4%	2.0%	1.4%	10.32%

Fuente: Modificado de la tabla C.1 del estándar API 1163

Acorde con los resultados, de las 21 anomalías validadas en campo con ultrasonido y usando la metodología de cálculo del Anexo C del estándar API 1163, se encontró que la profundidad de la anomalía ubicada en la abscisa 6.852 m está por fuera del parámetro dado que se cumple lo establecido en el estándar $|e| > \delta e_{comb}$, mientras que, las otras 20 mediciones analizadas están dentro de la tolerancia, por consiguiente, se puede deducir que el nivel de confianza de los datos obtenidos en la inspección ILI es aceptable.

3.7 CÁLCULO DE ESFUERZO ESTIMADO DE FALLA DEL SISTEMA DE TUBERÍA EXISTENTE.

A continuación, se presenta el cálculo de los esfuerzos estimados de falla para dos defectos identificados en la validación directa con ultrasonido que están relacionados con la mayor pérdida de metal reportada por la herramienta MFL sobre los dos sistemas de tubería. La finalidad de este cálculo consiste en aplicar los métodos de evaluación nivel 1 y nivel 2 establecidos en la práctica recomendada ASME B 31G, para determinar esfuerzo remanente de tuberías con pérdidas de

metal teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación de los sistemas analizados en este proyecto.

Tabla 15. Datos de los defectos analizados

Datos	Defecto 1	Defecto 2
Activo	Troncal PST1-PST2-CPF	Troncal PST1-CCPF
Abscisa	6.810 m	3130 m
Ancho del defecto	133 mm	220 mm
Diámetro	20 pulgadas	20 pulgadas
Material	API 5L X65	API 5L X65
Espesor	0.5 pulgadas	0.688 pulgadas
Esfuerzo de Fluencia (SMYS)	65000 psi	65000 psi
Presión de diseño (MAWP)	1440 psi	2250 psi
Factor de Seguridad (F_s)	0.72	0.72
Longitud del defecto (L)	500 mm	1319 mm
Profundidad del defecto (d)	4.25 mm	8 mm

Fuente: elaboración propia.

3.7.1 Evaluación de defectos nivel 1.

Las siguientes expresiones son fundamentales para el proceso de evaluación de defectos.

S_F = Esfuerzo estimado de falla del defecto (psi), calculado a partir de las ecuaciones indicadas en el numeral 3.1.

P_o = Máxima presión de operación (psi).

F_s = Factor de seguridad contemplado desde el diseño (adimensional).

S_o = Esfuerzo Circunferencial a condiciones de P_o (psi).

$$S_o = \frac{P_o D}{2t}$$

P_F = Presión estimada de Falla (psi).

$$P_F = \frac{2S_F t}{D}$$

P_s = Presión segura de operación de la tubería con defecto (psi)

$$P_s = \frac{P_F}{F_S}$$

Se realizaron los cálculos de esfuerzo estimado de falla para los dos defectos, teniendo en cuenta los datos de entrada indicados en la Tabla 15 y la Tabla 14 y las ecuaciones de los numerales 3.1.1 y 3.1.2. Como resultado se destaca que para el defecto 1, el esfuerzo estimado de falla es mayor que el producto del esfuerzo circunferencial por el factor de seguridad. De manera semejante la presión estimada de falla es mayor que el producto del factor de seguridad por la presión máxima de operación del sistema de tubería, razón por la cual este defecto no genera riesgo a la integridad estructural de la tubería de la línea Troncal PST1-PST2-CPF.

En el defecto 2, se obtienen unos resultados que difieren al aplicar las dos metodologías. Para el caso ASME B 31G el valor de esfuerzo estimado de falla y la presión de falla está por debajo del esfuerzo y presión a condiciones de operación. Por el contrario, con ASME B31G Modificado estos valores están dentro del margen seguro de operación, pero muy cercanos a sobrepasar este límite.

Tabla 16. Resultados evaluación de defectos nivel 1

Datos	ASME B31G		ASME B 31G Modificado	
	Defecto 1	Defecto 2	Defecto 1	Defecto 2
z	38.75	195.98	38.75	195.98

Datos	ASME B31G		ASME B 31G Modificado	
M	5.66	12.56	4.49	9.57
S _o (psi)	28800	32703	28800	32703
P _o (psi)	1440	2250	1440	2250
S _F (psi)	47905	39325	57550	48240
P _F (psi)	2395	2705	2743	3318
S _o *F _S (psi)	40000	45421	40000	45421
P _o *F _S (psi)	2000	3125	2000	3125

Fuente: elaboración propia.

3.7.2 Evaluación de defectos nivel 2.

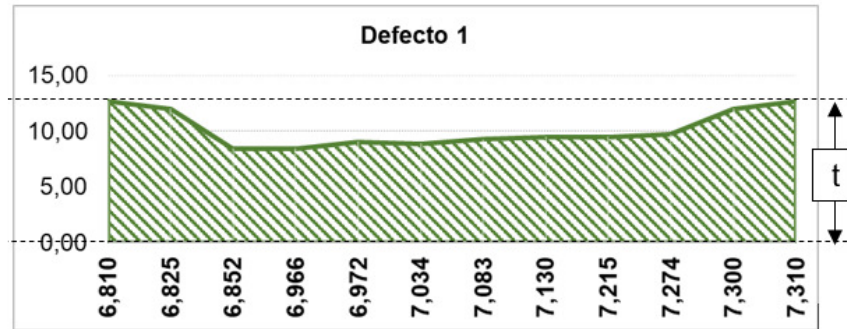
Con los datos obtenidos de la inspección en campo mediante la técnica de ultrasonido SCAN C, se genera perfil de profundidad y distancia de los defectos analizados en el numeral 3.7 (ver Figura 14 y Figura 15). Con ayuda de la herramienta Matlab se desarrolló el algoritmo que permite realizar las iteraciones requeridas para ejecutar el cálculo del esfuerzo y presión estimada de falla bajo la metodología del área efectiva usando la ecuación del numeral 3.1.3.

En el Anexo 1 se presenta el algoritmo de programación en la herramienta Matlab, que toma como datos de entrada las condiciones de operación y diseño de la línea listados en la Tabla 15, y el dimensionamiento del defecto Tabla 17 y Tabla 19 respectivamente. Los resultados del procedimiento de cálculo realizado con la herramienta Matlab se presentan en la Tabla 18 para el defecto 1 y Tabla 20 para el defecto 2, donde se obtienen todos los esfuerzos estimados de falla de acuerdo con las diferentes combinaciones de la relación de área de metal original y área de metal faltante A/A_o .

Cabe destacar que los datos de la evaluación nivel 2 presentan un panorama menos conservador que las metodologías de ASME B 31G original y 31G modificado. A pesar de que el defecto 2 es aceptable por dos metodologías, se tomó la decisión

de repararlo como medida de seguridad para disminuir el riesgo de falla en la tubería.

Figura 14. Perfil defecto 1



Fuente: elaboración propia.

Tabla 17. Datos de campo método área efectiva defecto 1

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Abscisa (m)	6.810	6.825	6.852	6.966	6.972	7.034	7.083	7.130	7.215	7.274	7.300	7.310
t min (mm)	12.70	12.00	8.45	8.45	9.07	8.86	9.28	9.48	9.48	9.69	12.00	12.70
Profundidad (mm)	0.00	0.70	4.25	4.25	3.63	3.84	3.42	3.22	3.22	3.01	0.70	0.00
% Pérdida	0	0	33	33	29	30	27	25	25	24	0	0

Fuente: elaboración propia.

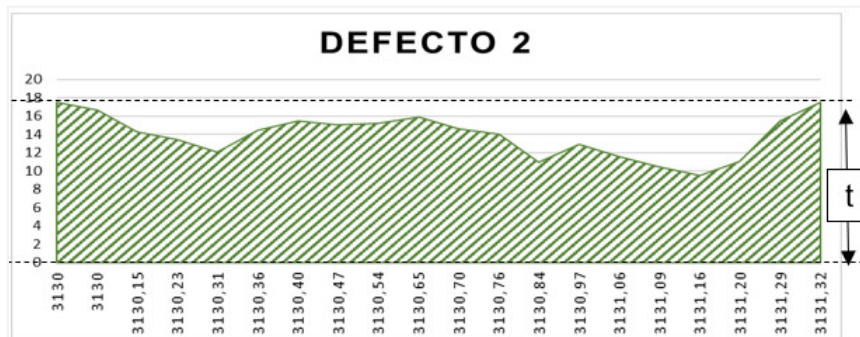
Tabla 18. Resultados de esfuerzo estimado de falla (psi) método área efectiva (Nivel 2) defecto 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	58863	58603	58318	58505	59099	59698	60900	63430	63763	74120	74977
2	58470	58195	57883	58029	58561	59132	60342	63002	63361	74394	
3	58351	58062	57731	57885	58470	59122	60536	63786	64230		
4	60667	60375	60157	60955	63282	65742	70060	74947			
5	60795	60503	60294	61140	63609	66215	70678				
6	62270	61988	61907	63451	67999	72123					
7	63802	63551	63665	66141	72614						

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	65527	65337	65756	69498							
9	70406	70507	71834								
10	74456	74603									
11	74990										

Fuente: elaboración propia.

Figura 15. Perfil defecto 2



Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Datos de campo método área efectiva defecto 2

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Abscisa (m)	3130.00	3130.00	3130.15	3130.23	3130.31	3130.36	3130.40	3130.47	3130.54	3130.65
t min (mm)	18.00	16.65	14.29	13.44	12.04	14.48	15.47	15.04	15.22	15.92
Profundidad (mm)	0.00	0.85	3.21	4.06	5.46	3.02	2.03	2.46	2.28	1.58
% Pérdida	0.00	4.86	18.34	23.20	31.20	17.26	11.60	14.06	13.03	9.03

n	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Abscisa (m)	3130.70	3130.76	3130.84	3130.97	3131.06	3131.09	3131.16	3131.20	3131.29	3131.32
t min (mm)	14.64	14.05	10.94	12.92	11.59	10.44	9.47	11.03	15.43	17.50
Profundidad (mm)	2.86	3.45	6.56	4.58	5.91	7.06	8.03	6.47	2.07	0.00
% Pérdida	16.34	19.71	37.49	26.17	33.77	40.34	45.89	36.97	11.83	0.00

Fuente: elaboración propia.

Tabla 20. Resultados esfuerzo estimado de falla (psi) método área efectiva (nivel 2) Defecto 2

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	58717	58458	58606	59115	60176	60546	61304	62893	63884	64113
2	58160	57878	57990	58501	59572	59943	60687	62280	63275	65071
3	57492	57169	57235	57768	58901	59292	60060	61772	64579	64834
4	57372	57024	57084	57657	58887	59315	60172	63925	65190	65570
5	57614	57246	57338	57977	59359	59851	62761	65059	66691	67332
6	57672	57287	57392	58073	59558	60092	63139	65750	67658	68505
7	57409	57000	57081	57783	59325	61866	63055	65871	67976	68964
8	56796	56334	56349	57082	60874	61452	62762	65990	68518	69826
9	56128	55600	57922	58679	60392	61030	62495	66298	69455	71269
10	54514	56392	56260	57088	59041	59776	61506	66701	71498	74158
11	56306	55649	55416	56283	58378	59177	61106	67492	73273	
12	55755	55012	54680	55627	58001	58936	61383	70217		
13	56036	55213	54945	56171	59374	60760	65152			
14	57637	56726	57110	59455	65950	69025				
15	59289	58372	60125	64392	73680					
16	60616	59810	62706	67890						
17	66070	65999	72327							
18	69928	70405								
19	74866									
20										

n	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	65573	65326	65380	65408	65549	66650	69535	72451	74854	
2	65013	64666	64659	64616	64730	65935	69262	72766		
3	64771	64375	64398	64435	64698	66573	71799			
4	65593	65438	65796	66431	67321	70519				
5	67582	68149	69384	71418	73171					
6	68942	70138	72043	74346						
7	69528	71205	73506							
8	70701	73412								
9	72615									
10										

Fuente: elaboración propia.

3.7.3 Análisis de resultados esfuerzo estimado de falla.

De acuerdo con los resultados del cálculo de esfuerzo estimado de falla de las tres metodologías aplicadas en los dos defectos estudiados, se identifica una diferencia del método original respecto al 31G modificado y el área efectiva.

En cuanto al defecto 1, en la Tabla 21 se puede apreciar que el esfuerzo estimado de falla para las tres metodologías supera significativamente el esfuerzo circunferencial a condiciones máximas de diseño con factor de seguridad de 0,7, por consiguiente, el defecto analizado no compromete la resistencia estructural de la tubería en el punto analizado.

Con respecto al defecto 2 el esfuerzo estimado de falla calculado por el método original ASME B31G está por debajo del esfuerzo de diseño, por el contrario, es positivo el resultado de la metodología 31G Modificado y área efectiva.

Cabe destacar que los datos de la evaluación nivel 2 presentan un panorama menos conservador que las metodologías de ASME B 31G original y 31G modificado. A pesar de que el defecto 2 es aceptable por dos metodologías, se tomó la decisión de repararlo como medida de seguridad para disminuir el riesgo de falla en la tubería.

Tabla 21. Resultados del cálculo del esfuerzo estimado de falla por las tres metodologías de ASME B31.G

	Esfuerzo estimado de falla Defecto 1 (psi) (Esfuerzo diseño 40000psi con factor de seguridad de 0,7)	Esfuerzo estimado de falla defecto 2 (psi) (Esfuerzo diseño 45421psi con factor de seguridad de 0,7)
ASME B 31G	47905	39325
ASME B 31G Modificado	57550	48240
Área efectiva	57731	54514

Fuente: elaboración propia.

4. FACTORES GENERADORES DE DEFECTOS SOBRE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA EXISTENTE

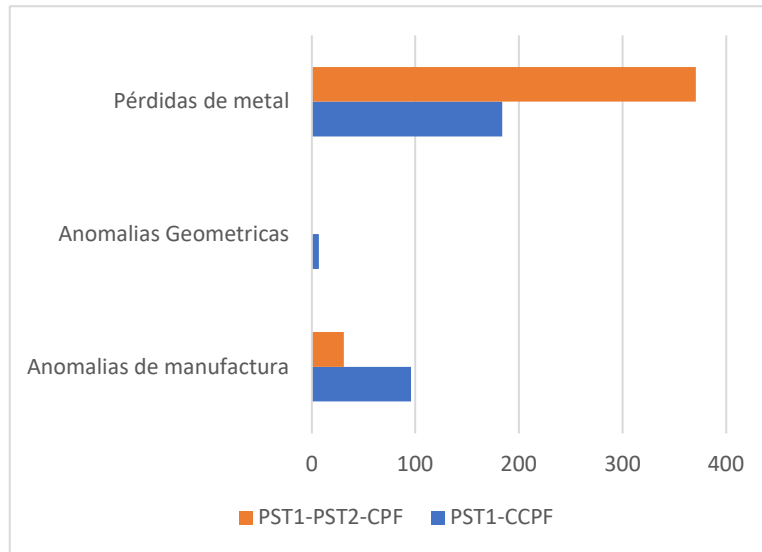
Los defectos analizados en el presente proyecto están enfocados a las pérdidas de metal y cambios en la geometría de las tuberías que componen las líneas de flujo detalladas en el numeral 3. Para reconocer el factor generador de estos defectos se realiza la identificación de las amenazas teniendo en cuenta los resultados de las anomalías detectadas en las últimas corridas de inspección en línea ILI y reportes de inspección CIPS y DCVG.

4.1 FACTORES CRÍTICOS DEL DUCTO

4.1.1 Clasificación de anomalías según la inspección en línea ILI.

El reporte ILI del tramo de línea PST1-CCPF desde el km 0 hasta la abscisa km 5+200 reporta 287 anomalías, de las cuales, 184 corresponden a pérdidas de metal, 7 asociadas a cambios en geometría y 96 son atribuibles a los procesos de construcción o manufactura. La línea PST1-PST2-CPF evidencia un total de 402 anomalías con 371 asignadas a pérdidas de metal, 32 a procesos de construcción o fabricación y no hay reporte de cambios en geometría (ver Figura 16).

Figura 16. Cantidad y tipo de anomalías reportadas ILI

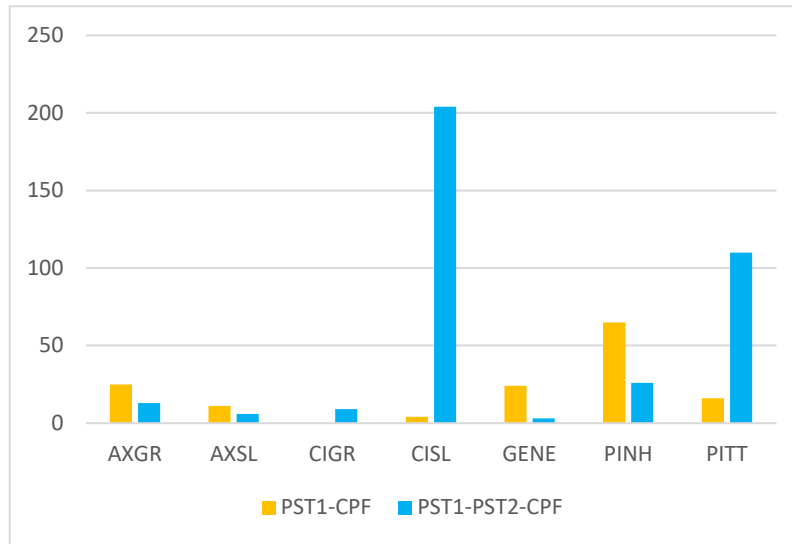


Fuente: elaboración propia.

En la Figura 17 se presenta la distribución de anomalías por pérdida de metal según su morfología de ocurrencia de daño: generalizada (GENE), picadura (PITT), surco axial (AXGR), surco circunferencial (CIGR), agujero pequeño (PINH), hendidura axial (AXSL) y hendidura circunferencial (CISL).

De las 184 anomalías de pérdida de metal en el tramo de línea PST1-CCPF, el 45% corresponde a anomalías tipo agujero pequeño seguido de surco axial 17% y corrosión general 16%. Para el caso de la línea PST1-PST2-CPF las anomalías predominantes son hendidura circunferencial con un 55% y en segundo lugar picadura en 30%.

Figura 17. Geometría de anomalías por pérdida de metal



Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la ubicación de las pérdidas de metal, se identificó que gran parte de las anomalías están ubicadas en la parte interna de los dos ductos analizados (82% en la troncal PST1-CPF y 96% para la troncal PST1-PST2-CPF) mientras que en la pared externa se encuentra el restante. Estas anomalías son atribuidas a fenómenos de corrosión interna y externa teniendo en cuenta lo siguiente:

El reporte de ILI clasificó las anomalías como corrosión, aplicando la caracterización indicada en API 1163 en la sección 6.2.2 que se basa en los datos de longitud, ancho y profundidad de la anomalía respecto al espesor de pared. Los resultados se evidencian en el anexo 1 y resumen de la figura 17 en la cual se aprecian anomalías de corrosión tipo generalizada (GEN), picadura (PITT), agujero pequeño o pinhole (PINH) entre otros.

Los resultados de las inspecciones directas realizadas con el método de ultrasonido tipo SCAN C (numeral 3.6.1 y 3.6.2), muestran una morfología de daño tipo

generalizada y picadura que son defectos típicos de los fenómenos de corrosión por CO₂.

A continuación, se analizará en detalle cada los factores que generan este mecanismo de daño sobre las tuberías.

Tabla 22. Porcentajes de anomalías exteriores e interiores

Ubicación anomalía en la pared del tubo	PST1-CPF	PST1-PST2-CPF
Exterior	18%	4%
Interior	82%	96%

Fuente: elaboración propia.

4.1.2 Pedida de metal en la superficie interna de la tubería.

Teniendo en cuenta los datos analizados en el numeral 4.1.1, se confirma la presencia de corrosión en las líneas analizadas dada la morfología y ubicación de las anomalías identificadas en las inspecciones ILI.

ASME B 31.8 y API 1160 clasifican la corrosión en un ducto de acuerdo con la ubicación sobre las paredes de la tubería que puede ser externa e interna y las designa como amenazas dependientes del tiempo. El fenómeno de corrosión predominante para los ductos analizados es de tipo generalizada y picadura, sin embargo, el riesgo de falla bajo esta condición se establece como bajo, considerando que estas anomalías no comprometen la integridad estructural de la tubería, tal como se confirmó en los cálculos de esfuerzo estimado de falla aplicando las metodologías planteadas en ASME B 31G. Los resultados de estos cálculos de muestran en el numeral 3.7.

Para identificar qué factores están generando la corrosión, se analizará los mecanismos que degradan la pared interna en los ductos, los cuales están directamente relacionados con el potencial de corrosividad de los contaminantes presentes en los fluidos producidos de los pozos, velocidades de flujo y las condiciones de operación.

4.1.3 Gases potencialmente corrosivos CO₂ y H₂S.

La corrosión interna puede ocurrir como resultado de disolver dióxido de carbono (CO₂) en agua". El potencial para que ocurra la corrosión interna es impactado por la presión parcial de CO₂, condiciones de operación (velocidad de flujo y temperatura) y química del agua. Si no hay presencia de agua el dióxido de carbono CO₂ no es corrosivo."¹² La presión parcial de CO₂ se puede calcular computarizando la presión de operación y la fracción del volumen de CO₂, de igual manera se puede calcular la presión parcial de H₂S multiplicando la presión del sistema con la fracción molar de H₂S.

En la Tabla 25 y en la Tabla 26 se presenta el resumen los datos del monitoreo de gases realizado sobre los pozos productores asociados a líneas del presente estudio (enero de 2020 hasta diciembre de 2021). Se puede evidenciar una variación del porcentaje en volumen de CO₂ entre el 3% y 5.2%, mientras que el contenido de H₂S está por el orden de una 1 a 5 ppm partes por millón, lo cual se ve reflejado en el impacto que tiene cada uno de estos gases sobre la corrosividad del medio. En el caso del CO₂ estas concentraciones se traducen en altas presiones parciales, por consiguiente, aumenta la probabilidad de presentar corrosión por CO₂ según los criterios de NACE SP-0106 descritos en la Tabla 23.

¹² NACE International. (2018). Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems, NACE SP 0106 . Houston: NACE.

Tabla 23. Potencial de corrosividad asociado a la presión parcial de CO₂

Presión Parcial de CO ₂ (PP CO ₂)	Grado de corrosividad
PP CO ₂ >30 psi	Corrosivo en presencia de agua
3 psi < PP CO ₂ < 30 psi	Moderadamente corrosivo en presencia de agua
PP CO ₂ < 30 psi	No corrosivo

Fuente: elaboración propia, con base en NACE International. (2018). Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems, NACE SP 0106, numeral 3.3.1

En relación con los datos obtenidos de las concentraciones de H₂S, estas se asocian a bajas presiones parciales que disminuyen la probabilidad de presentar procesos de corrosión activos. Los lineamientos para clasificar la agresividad de generar corrosión en tuberías de acero al carbono por este contaminante se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24. Potencial de corrosividad asociado a la presión parcial de H₂S

Presión Parcial de H ₂ S (PP H ₂ S)	Grado de corrosividad
PP H ₂ S >0.005 psi	Alta susceptibilidad de corrosión bajo tensión (SCC).
PP H ₂ S <0.005 psi	Baja susceptibilidad de corrosión bajo tensión.

Fuente. Elaboración propia, con base en ANSI/NACE/ISO 2015. (2015). Petroleum, petrochemical, and natural gas industries Materials for use in H₂S containing environments in oil and gas production. ANSI/NACE MR0175. Capítulo 7.

Los fluidos transportados por la línea PST1-CCPF tienen alta potencialidad de generar corrosión interna dada la presencia de agua en el sistema y los resultados del cálculo de la presión parcial de CO₂, con un valor mínimo de 41 psi y máximo de 100.9 psi enmarcándose en el umbral “corrosividad alta NACE SP 0106”¹³. A nivel de los pozos que aportan fluidos a la línea PST1-PST-CPF se encuentran

¹³ NACE International. (2018). Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems, NACE SP 0106. Houston: NACE.

presiones parciales de CO₂ por debajo de 30 psi cuya susceptibilidad por corrosión podría enmarcarse como corrosividad moderada, sin embargo, el pozo V29 y XL5 supera este rango por lo tanto es necesario ser conservadores y declarar que estos fluidos son potencialmente corrosivos por CO₂.

Por otra parte, con las concentraciones de H₂S en los pozos analizados, se descarta que este sea un factor con potencial de generar corrosión dado que los valores de presión parcial de H₂S máximo es de 0.01255 psi, indicando baja probabilidad de corrosión por H₂S de acuerdo con “NACE MR-0175”¹⁴.

Tabla 25 Gases corrosivos pozos PST1-CCPF

Punto	Fecha	CO ₂ Corrosivo [%V]	H ₂ S ppm [ppm]	P Op. (psi)	Temp. (°F)	PP de CO ₂ (psi)	Corrosividad por CO ₂	PP de H ₂ S (psi)	Corrosividad por H ₂ S
XL-4	15/01/2020	4	3.9	1333	176	53.9	Alta	0.00450	Baja
XL-4	18/02/2020	3.8	3	1271	176	48.9	Alta	0.00381	Baja
XL-4	11/12/2020	4	3	1184	172	47.9	Alta	0.00355	Baja
XL-4	6/01/2021	3.5	4	1183	171.4	41.9	Alta	0.00473	Baja
XL-4	9/03/2021	3.5	4.5	1178	171.4	41.7	Alta	0.00530	Baja
XL-4	7/07/2021	4	4	1206	170.1	48.8	Alta	0.00482	Baja
XL-4	19/10/2021	4.5	3.5	1133	169.7	51.6	Alta	0.00397	Baja
XP-1	18/03/2020	3.9	4.5	2432	203	95.4	Alta	0.01094	Baja
XP-1	26/10/2020	4	5	2509	204	100.9	Alta	0.01255	Baja
XP-1	9/03/2021	4	2	1876	195.7	75.6	Alta	0.00375	Baja
XP-1	29/07/2021	3.5	5	2071	199.2	73	Alta	0.01036	Baja
XP-1	13/11/2021	4	5.5	1605	188.3	64.8	Alta	0.00883	Baja

Fuente: elaboración propia.

¹⁴ ANSI/NACE/ISO 2015. (2015). Petroleum, petrochemical, and natural gas industries Materials for use in H₂S containing environments in oil and gas production. ANSI/NACE MR0175. Houston: NACE International.

Tabla 26. Gases corrosivos Pozos PST1-PST2-CPF

Pozo	Fecha	CO ₂ Corrosivo [%V]	H ₂ S ppm [ppm]	P Op. (psi)	Temp. (°F)	PP de CO ₂ (psi)	Corrosividad por CO ₂	PP de H ₂ S (psi)	Corrosividad por H ₂ S
TA-27	12/01/2020	3	2	798	163	24.4	Moderada	0.0016	Baja
TA-27	10/09/2020	3.5	2.5	815	159	29	Moderada	0.00204	Baja
TA-27	6/01/2021	3	2	795	160.8	24.3	Moderada	0.00159	Baja
TA-27	27/09/2021	3.5	2.5	813	160.9	29	Moderada	0.00203	Baja
V-29	12/01/2020	5.2	3.5	609	169	32.4	Alta	0.00213	Baja
V-29	18/05/2020	5	3	624	168	31.9	Alta	0.00187	Baja
V-29	9/09/2020	5	4	603	167	30.9	Alta	0.00241	Baja
V-29	5/01/2021	5	1	600	166.6	30.7	Alta	0.00060	Baja
V-29	7/09/2021	5	4	604	165.8	30.9	Alta	0.00242	Baja
XL-5	18/03/2020	3.9	4	437	150	17.6	Moderada	0.00175	Baja
XL-5	26/10/2020	3.5	2	586	151	21	Moderada	0.00117	Baja
XL-5	9/03/2021	4.5	5	622	148.8	28.7	Moderada	0.00311	Baja
XL-5	3/07/2021	4	8	798	153.7	32.5	Alta	0.00638	Baja
XL-5	14/11/2021	3.8	6	778	152.5	30.1	Alta	0.00467	Baja

Fuente: elaboración propia.

4.1.4 Velocidad de flujo.

La agresividad del fluido por gases corrosivos, presencia de arenas y alta velocidad de flujo producen el fenómeno de erosión/corrosión el cual es otro factor determinante para generar pérdidas de metal en un sistema de tubería. API RP 14E¹⁵ establece un criterio para determinar la velocidad erosional en líneas de transporte gas-liquido, el cual se aplicó para evaluar esta variable en el presente proyecto.

¹⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2019). Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems API RP-14E. Washington DC: API.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt[2]{\rho_m}}$$

V_e =Velocidad erosional (Ft/s)

C =Constante empírica (adimensional)

ρ_m =Densidad de la mezcla gas líquido (Lb/FT³).

$$\rho_m = \frac{12409 * S_l P + 2.7 R S_g P}{198.7 P + R T Z}$$

S_l = gravedad específica de líquido

S_g = gravedad específica del gas

P = Presión (psia)

T = Temperatura (°R)

R = Relación gas/líquido

Z = Factor de compresibilidad (adimensional)

Mediante la recolección de los datos de las variables requeridas para el cálculo de las velocidades erosionales, se estimó esta magnitud para las dos líneas analizadas, asignando el valor de 200 a la constante C , teniendo en cuenta que en los campos de piedemonte se disponen tratamientos con inhibidores de corrosión en todos los pozos.

La Tabla 27 muestra los resultados del cálculo de velocidad erosional sobre las líneas analizadas, descartando la probabilidad de pérdidas de metal por este fenómeno dado que la velocidad de flujo máxima se encuentra por el orden de los 13.77 pies/segundo con una relación con respecto a la velocidad erosional del

16.3%. Es de notar que sobre la línea PST1-PST2-CPF se identifican velocidades de flujo inferiores a 10 pies/segundo evidenciando probabilidad de flujo tipo slug lo que significa alta probabilidad de acumulación de líquidos en los puntos bajos del trazado de la línea, aumentando el hold up de esta y favoreciendo la precipitación de sólidos, que con el tiempo se materializan en procesos de corrosión localizados en el fondo de la línea, como lo son el ataque tipo mesa (*Mesa Attack*) por CO₂ y la corrosión bajo depósitos. Adicionalmente este comportamiento hidráulico de los fluidos represados en los puntos bajos no permite una estabilización de las películas protectoras de inhibidor de corrosión y/o de la película de pasivación, manteniendo activos los procesos de corrosión antes mencionados.

La caracterización de los fluidos en cabeza de pozo, determinaron que el contenido de arenas en el fluido de los pozos productores activos que fluyen a través de la línea, no supera valores de 1 libra de arena por cada 1000 barriles de líquidos, lo cual reduce significativamente el riesgo de presentar procesos erosivos.

Tabla 27. Resultado cálculo de velocidades erosionales

Línea	Fecha	Velocidad Erosional (Ve) (Ft/s) API RP 14E	Velocidad Flujo Actual (Ft/s)	Relación Vf/Ve (%) API RP 14E
PST1-CCPF	28 de enero de 2020	76.958	9.58	12.5
PST1-CCPF	23 de marzo de 2020	75.395	9.13	12.1
PST1-CCPF	12 de diciembre de 2020	82.983	13.11	15.8
PST1-CCPF	14 de enero de 2021	78.786	11.36	14.4
PST1-CCPF	15 de marzo de 2021	84.481	13.77	16.3
PST1-PST2-CPF	17 de febrero de 2020	106.577	4.42	4.1
PST1-PST2-CPF	1 de junio de 2020	105.471	4.39	4.2
PST1-PST2-CPF	21 de septiembre de 2020	106.448	4.16	3.9
PST1-PST2-CPF	17 de enero de 2021	105.423	3.78	3.6

Fuente: elaboración propia.

4.1.5 Pérdida de metal en la superficie externa de la tubería.

Teniendo en cuenta los datos analizados en el numeral 4.1.1, se confirma que los ductos en estudio presentan focos de corrosión externa principalmente de tipo picadura (PITT) y corrosión generalizada (GENE), sin embargo, por ahora no se identifica riesgo de falla por alguna de estas anomalías, tal como se confirmó en el análisis de esfuerzo de falla de las anomalías más representativas de cada ducto, ver numeral 3.7.3 del presente documento.

Para identificar qué factores están generando la corrosión, se analizará los mecanismos que degradan la pared externa en los ductos tramos enterrados, los cuales están directamente relacionados por los siguientes mecanismos de corrosión exterior:

- Corrosión por microorganismos (MIC).
- Corrosión por suelo.
- Corrosión por interferencia eléctrica DC.
- Corrosión por Inducción de corriente alterna (AC).

4.1.6 Presencia de microorganismos.

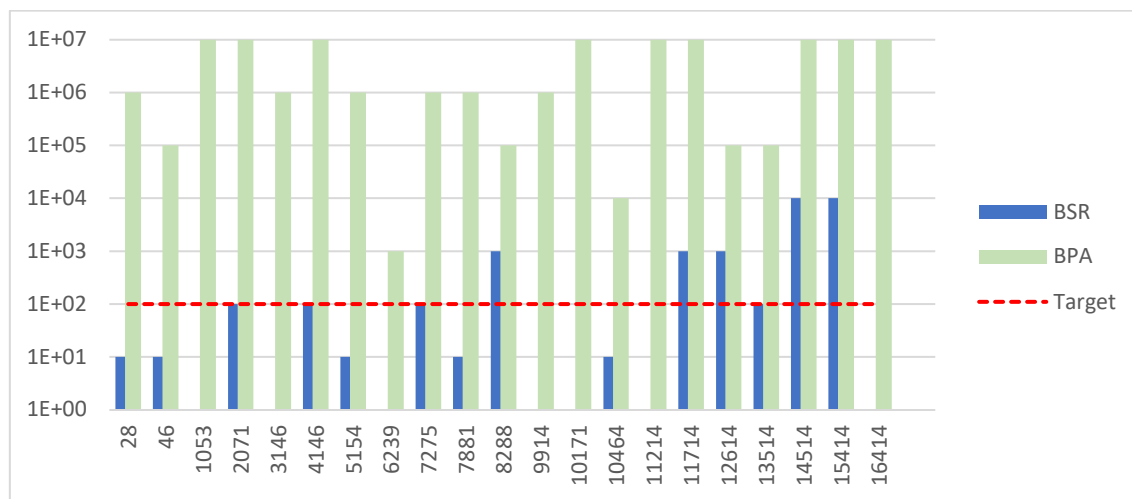
“Corrosión externa por presencia o actividad metabólica de microorganismos (MIC)”,¹⁶ usualmente se asocia a las bacterias productoras de ácidos (BPA) o sulfato reductoras (BSR), “Cuando se identifique la presencia o exista la probabilidad de MIC activa, el criterio de potencial polarizado de -850 mV CSE puede no ser suficiente, es posible que se requiera un potencial de -950 mV CSE o más negativo”.

¹⁶ NACE International. (2013). Control of Externa Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems”, NACE SP 0169 . Houston: NACE.

En la Figura 18 y en la Figura 19 se presenta el resumen de los resultados de la dilución seriada de bacterias BSR y BPA realizadas a las muestras de suelo por kilómetro de cada línea del presente estudio (Muestreo de suelos realizado en noviembre de 2017). Se puede evidenciar la presencia de bacterias BSR y BPA en todas las muestras recolectadas y en algunos casos se reporta las bacterias BSR superior a 100 bacterias por mililitro (bact/mL).

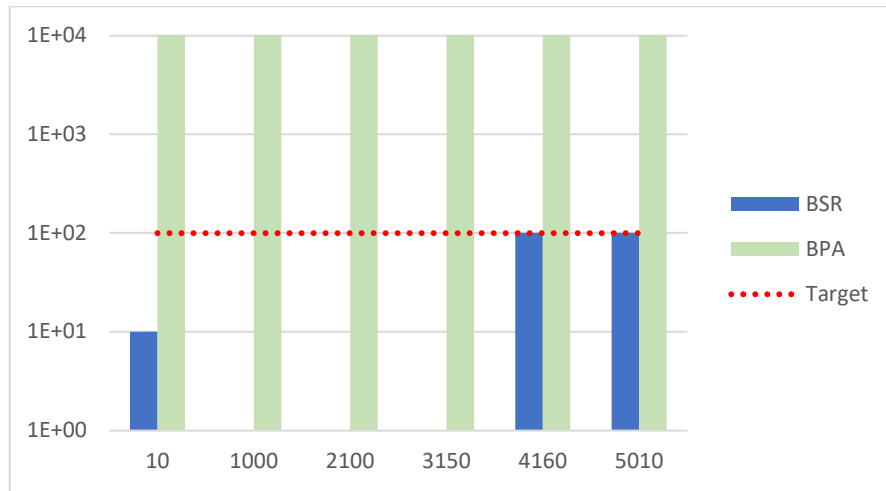
De acuerdo con lo anterior se confirma que las líneas PST1-CCPF y PST1-PST2-CPF tienen alta susceptibilidad de presentar corrosión externa influenciada por microorganismos por la presencia de bacterias BSR especialmente en la zona que comprende el km 11 al km 16.

Figura 18. Resultado dilución seriada (Bact/mL) BSR y BPA por km línea PST1-PST2-CPF



Fuente: Reporte 2017 Ecopetrol: Reporte de estudios de suelos 2017

Figura 19. Resultado dilución seriada [Bact/mL] BSR y BPA por km línea PST1-CCPF



Fuente: Reporte 2017 Ecopetrol

4.1.7 Corrosión por suelos.

El Suelo o electrolito es corrosivo porque tiene la capacidad de transferencia de iones. ¹⁷“El suelo es un medio heterogéneo donde la cinética de corrosión se incrementa al aumentar las concentraciones de cloruros, sulfatos y acidez”. Así mismo NACE en su libro dedicado al control de corrosión en tuberías, establece el grado de corrosividad de estos electrolitos con base en su concentración y de esta manera se determina el efecto que causa sobre una tubería enterrada (Tabla 28).

En la Tabla 29 se indican los criterios que establece NACE para determinar el grado de corrosividad del suelo basado en los valores de resistividad. Finalmente, NACE

¹⁷ PEABODY, A.W. Control of Pipeline Corrosion, NACE, Houston. Second Edition 2001.

SP 0775 categoriza cualitativamente las velocidades de corrosión de los sistemas de tubería enterrada (Tabla 30)

Tabla 28. Grado de corrosividad de electrolitos sobre sistemas de tubería enterrada.

Concentration (ppm)	Degree of corrosivity
Chloride¹	
>5,000	Severe
1,500–5,000	Considerable
500–1,500	Corrosive
<500	Threshold
Sulfate¹	
>10,000	Severe
1,500–10,000	Considerable
150–1,500	Positive
0–150	Negligible
pH²	
<5.5	Severe
5.5–6.5	Moderate
6.5–7.5	Neutral
>7.5	None (alkaline)

Fuente: PEABODY, A.W. Control of Pipeline Corrosion, NACE, Houston. Second Edition 2001.

Tabla 5.7

Tabla 29. Resistividad del suelo versus grado de corrosividad

Soil resistivity (ohm-cm)	Degree of corrosivity
0–500	Very corrosive
500–1,000	Corrosive
1,000–2,000	Moderately corrosive
2,000–10,000	Mildly corrosive
Above 10,000	Negligible

Fuente: PEABODY, A.W. Control of Pipeline Corrosion, NACE, Houston. Second Edition 2001.
Tabla 5.5

Tabla 30. Categorización cualitativa de velocidades de corrosión.

	Average Corrosion Rate		Maximum Pitting Rate (See Paragraph 2.5)	
	mm/y ^(A)	mpy ^(B)	mm/y	mpy
Low	<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
Moderate	0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
High	0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
Severe	>0.25	>10	>0.38	>15

^(A) mm/y = millimeters per year

^(B) mpy = mils per year

Fuente: NACE SP 0775 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations, 2018.

En la Tabla 31 y en la Tabla 32 se presenta el resumen los resultados del muestreo de suelos de las líneas del presente estudio. De los resultados se resalta lo siguiente:

El suelo tiene una tendencia corrosividad severa por acidez o pH inferior a 5,5 (exceptuando resultado de la línea PST1-PST2-CPF en el sector 8288 m, que se clasifica como moderado).

Baja tendencia corrosiva o despreciable por concentración sales en todas las muestras recolectadas a lo largo del trazado de las líneas objeto del estudio (cloruros y sulfatos).

Por resistividad de suelos se cataloga como moderadamente corrosivo la línea PST1-PST2-CPF en los sectores 7881 y 9914 ms; Ligeramente corrosivo en el sector 8288 ms. Para los demás registros se clasifica como no corrosivo.

Por velocidad de corrosión electroquímica, el 85% de los resultados se catalogó como moderadamente corrosivo, el 7,5 % como alta corrosividad (Línea PST1-

PST2-CPF en los sectores de la abscisa 10464 m y 14514 m y 7,5% como baja corrosividad (Línea PST1-CCPF sectores de la abscisa 1000 m y 4160 m).

Tabla 31. Resultados análisis fisicoquímico y electroquímico de suelos de la línea PST1-PST2-CPF

Abscisa (m)	Resistividad (Ω .cm-1)	pH	Cloruros (mg/kg)	Sulfatos (mg/kg)	Velocidad de corrosión Electroquímica [mpy]
28	177725	4.24	9	28.55	3.9
46	132645	5.01	22.6	28.74	1.1
1053	83776	4.64	0	<25.0	3.2
2071	98960	4.3	7.5	<25.0	3.8
3146	323136	4.06	14.45	25.05	2.5
4146	227392	3.98	18.85	32.25	1.1
5154	904596	3.99	3.75	<25.0	2.2
6239	574796	3.96	0	<25.0	1
7275	1475186	3.66	16.95	<25.0	2.4
7881	1722	5.29	2.8	74.95	4
8288	5563	6.19	0	<25.0	3.2
9914	1264	4.97	0	25.15	3.1
10171	83776	4.64	0	<25.0	1.9
10464	37699	4.13	0	27.75	6.4
11214	39494	4.64	11.3	25	1.1
11714	562795	4.44	11.3	<25.0	1
12614	282430	4.89	0	29.85	2.2
13514	204653	5.01	1.83	<33.26	2.4
14514	83078	4.76	62.5	<33.26	6.4
15414	83078	4.76	62.5	<33.26	4.1
16414	539694	5.21	7.37	<33.26	2.7

Fuente: Estudio de suelos 2016 Ecopetrol

Nota: Los colores de la tabla indican el grado de corrosividad. Para suelos no corrosivos se establece el verde, amarillo suelos moderadamente corrosivos y el rojo suelo corrosivo.

Tabla 32. Resultados análisis fisicoquímico y electroquímico de suelos de la línea PST1-CCPF

Abscisa (m)	Resistividad ($\Omega \cdot \text{cm}^{-1}$)	pH	Cloruros (mg/kg)	Sulfatos (mg/kg)	Velocidad de corrosión Electroquímica [mpy]
10	177725	4.24	9	28.55	3.9
1000	62305	4.15	31.1	<50.0	0.7
2100	1583366	5.28	<2.0	52.95	1.3
3150	25133	4.35	5.81	<50.0	1
4160	32759	4.28	<2.0	42.38	0.4
5010	110467	3.52	<2.0	<50.0	1.9

Fuente, Estudio de suelos 2016 Ecopetrol.

Nota: Los colores de la tabla indican el grado de corrosividad. Para suelos no corrosivos se establece el verde, amarillo suelos moderadamente corrosivos y el rojo suelo corrosivo.

4.1.8 Interferencia eléctrica DC.

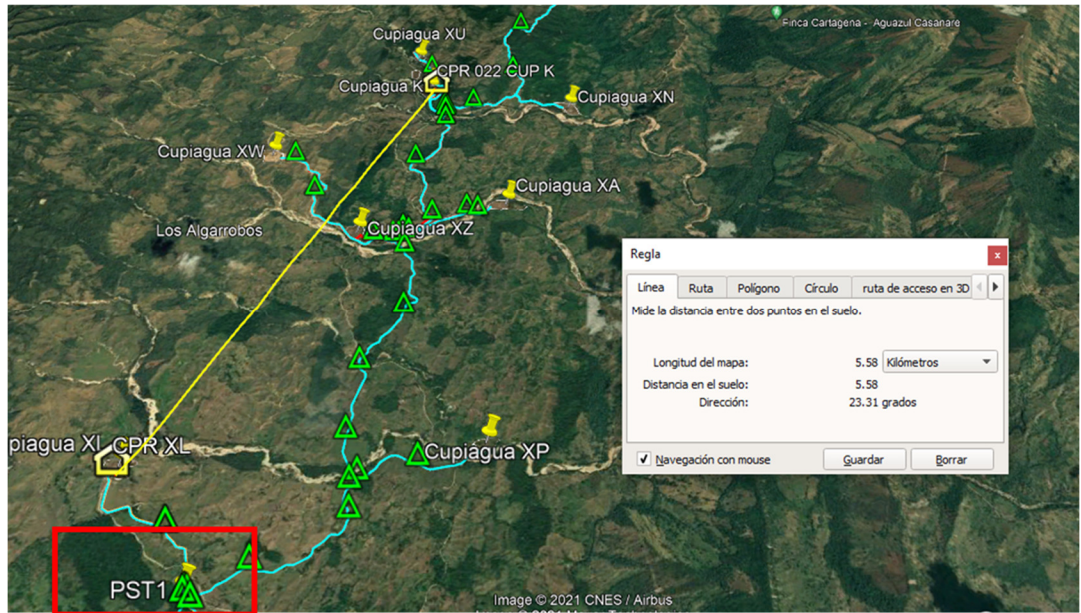
La corrosión externa puede estar influenciada por una corriente parásita, la cual se define como: ¹⁸“Corriente que fluye a través de caminos diferentes de los circuitos previsto”. La corrosión parasita genera una interferencia por perturbaciones eléctricas detectable sobre una estructura.

Las líneas PST1-PST2-CPF y PST1-CCPF, se encuentran aisladas eléctricamente en la plataforma PST1, representando los externos aislados límites de los sistemas de protección catódica de Cusiana y Cupiagua. Los rectificadores más cercanos al PST1 se encuentran a una distancia de 5,58 km, (Ver Figura 20) con drenaje de corriente directa (DC) de 35 Amperios para el rectificador (CPR) 022 (Cupiagua) y 5 Amperios CPR XL (Cusiana). Por la ubicación de las camas anódicas y los

¹⁸ NACE International. (2013). Control of Externa Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems”, NACE SP 0169 . Houston: NACE.

extremos aislados, se pueden generar gradientes inducidos confirmado por el diagnóstico de interferencia durante el monitoreo de potenciales.

Figura 20. Distancia 5,58 km entre los CPR 022 Campo Cupiagua y CPR XL Campo Cusiana.



Fuente, Ecopetrol

4.1.9 Defectos geométricos.

Son aquellas anomalías que reducen la sección transversal circular del ducto o en su defecto se crea una protuberancia hacia afuera generando imperfecciones en la redondez de la tubería. Los defectos más frecuentes son las abolladuras, ovalidades y arrugas y su causa principal está asociada al proceso constructivo, daños por terceros y cargas locales concentradas en el tubo.

Las ovalidades se definen como una imperfección en la redondez de la tubería. El reporte de ILI realizado en el año 2019, la línea PST1-CCPF presenta 20 anomalías

geométricas de las cuales en el tramo analizado 5 son catalogadas como ovalidades con una máxima reducción del 1%. Esta reducción no afecta la integridad estructural del ducto y la causa probable obedece a los procesos de fabricación de la tubería y el doblado en frío durante la etapa de construcción, por lo tanto, este factor generador de la anomalía es estable con el tiempo el cual no pone en riesgo la integridad del ducto.

Tabla 33. Resultados anomalías geométricas ILI PST1-CCPF

Distancia [m]	Tipo de Anomalía	posición . horaria	Interna/Externa	Aboll. [%]	Red. máx. DI [%]	Oval. [%]	largo [mm]	ancho [mm]
107.14	Ovalidad	5:17				0.8	761	
144.08	Ovalidad	5:23				0.6	428	
711.60	Ovalidad	5:33				0.9	866	
1503.42	Ovalidad	5:19				0.7	338	
1681.05	Ovalidad	10:53				0.8	1280	
1829.10	Abolladura	5:56	adentro	0.6	1.2		604	166

Fuente: elaboración propia.

A su vez, ASME B 31.8 define las abolladuras como “una deformación permanente de la sección transversal de circular de la tubería que produce una disminución en el diámetro y es cóncava¹⁹. Del reporte de ILI se pudo determinar que la abolladura presente en el tramo es de tipo interna con una longitud de 604 mm, un ancho de 166 mm y su reducción de diámetro interno es de 1.2%. Esta reducción del diámetro exterior es aceptable teniendo en cuenta que la mayoría de los códigos permiten abolladuras simples hasta del 6% en con excepción del API 579²⁰ que permite abolladuras hasta del 7%.

¹⁹ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2010). *Gas Transmission and Distribution Piping System. ASME B 31.8*. New York: ASME.

²⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE AND AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. (2016). *Fitness-For-Service API 579-1/ASME FFS-1*. Washington DC: API.

Generalmente las abolladuras son causadas por terceros y están ubicadas en la parte superior de la tubería teniendo en cuenta que generalmente es afectada durante procesos de excavación. Para el caso de este proyecto, la abolladura de la abscisa 1929 m, está ubicada aproximadamente en la posición horaria 5:56 indicando que la posiblemente la causa es atribuible a un daño durante la operación por la compactación del terreno.

Tabla 34. Criterios de evaluación de abolladuras en códigos de tuberías

Código	Máxima reducción de OD de abolladura simple	Máxima Reducción de OD de abolladura en soldadura
ASME B 31.8	6% Reducción de OD	2% Reducción de OD
ASME B 31.4	6.4 mm (<NPS4) o 6% OD (>NPS 4) ²¹	No Permitido
API 579	7% Reducción de OD	N/A

Fuente: elaboración propia.

Entre tanto, las arrugas y ondulaciones se definen como una deformación localizada de la pared del tubo, generalmente caracterizada por una protuberancia dominante hacia afuera. Las inspecciones no arrojaron resultados que indiquen presencia de arrugas u ondulaciones que se caracterizan por formar varios lóbulos alternos de baja amplitud y son menos severos que las arrugas.

4.1.10 Defectos de manufactura.

Esta amenaza incluye todos los defectos del proceso de fabricación de la tubería que incluye el cordón longitudinal de soldadura, la zona afectada por el calor, y

²¹ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2019). *Transportation Systems for Liquids and Slurries. ASME B 31.4*. New York: ASME.

puntos duros en el cuerpo de la tubería²². Durante la recolección de información de la trazabilidad de fabricación de la tubería se encontraron registros del montaje que indican que se usó la especificación de material API 5L X65 PSL2 para las dos líneas analizadas en este proyecto.

Los registros de ILI identificaron un total 42 anomalías por manufactura evidenciando que estas no han cambiado en el tiempo y por sus dimensiones son aceptables en los códigos de fabricación. Los defectos de manufactura están controlados, no muestran cambios durante la etapa de operación; por lo tanto, no representan riesgo en la integridad de las líneas de flujo, sin embargo, se tiene la incertidumbre si existe probabilidad de disminución de la resistencia del material dadas las condiciones de operación (presión y temperatura) durante los 25 años de trabajo de los ductos.

4.2 PRUEBA DE TENSIÓN

En la estación de raspadores de la línea PST1-PST2-CPF se reemplazó un tramo de tubería existente del cual se extrajeron probetas para realizar pruebas de tensión con el objetivo de identificar si existe algún cambio en la resistencia mecánica del material de la tubería.

Las probetas se prepararon según las dimensiones indicadas en ASTM A 370,²³ y se extrajeron de la sección longitudinal del tubo asignando la nomenclatura GT-T1, GT-T2, GT-T3 y GT-T4 según la posición horaria 12:00, 3:00, 6:00 y 9:00.

²² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2019). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API Recommended Practice 1160*. Washington DC: API.

²³ ASTM. (2021). *Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products A370*. West Conshohocken: ASTM International.

Fotografía 4. Tramo de tubería retirado para pruebas de tensión

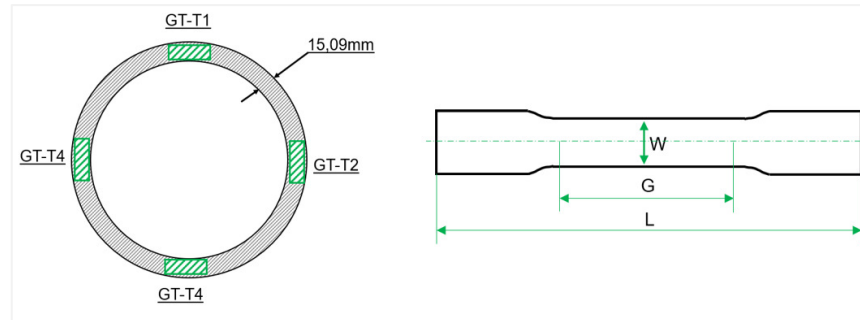


Fuente: elaboración propia.

La especificación de material del tubo objeto de prueba corresponde a un acero al carbono API 5LX65 PSL2²⁴, diámetro 20" y espesor 15.09 mm. Este material se caracteriza por tener alta resistencia mecánica y es empleado en la construcción de líneas de flujo para transporte de hidrocarburos. En la Tabla 35 se presentan los resultados de las pruebas de tensión para las 4 probetas.

²⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2018). *Line Pipe API SPECIFICATION 5L*. Washington, D.C.: American Petroleum Institute.

Figura 21. Tubo 20 pulgadas, ubicación de las probetas para tensión.



Fuente: elaboración propia.

Tabla 35. Resultados pruebas de tensión.

	Criterio API 5L X65 PSL 2	GT-T1	GT-T2	GT-T3	GT-T4
Longitud probeta L (mm)	-	200	200	200	200
Longitud calibrada G (mm)	-	51.3	50.19	50.52	50.43
Ancho probeta W (mm)	-	40.07	40.11	40.24	40.25
Espesor (mm)	-	14.86	14.92	14.84	14.81
Esfuerzo de Fluencia min/máx. (psi)	65300/87000	80786	75999	71421	72950
Esfuerzo de Tensión min/máx. (psi)	77600/110200	92243	90503	90503	90648
Elongación min %	24.4	32	33	32.5	33

Fuente: elaboración propia.

Los resultados muestran un tipo de fractura dúctil y los datos de esfuerzo de fluencia, esfuerzo de tensión y el porcentaje de elongación para las 4 probetas analizadas dentro de las tolerancias y requisitos de resistencia mecánica establecidos en la especificación de material API 5L X65 PSL2. Teniendo en cuenta lo anterior, se descarta defectos relacionados con el proceso de manufactura del material de tubería, altos esfuerzos de operación y fatiga del material por el efecto de repetición de ciclos de carga que pueden ser causados por el tiempo de operación del sistema.

Fotografía 5. Fractura dúctil pruebas de tensión

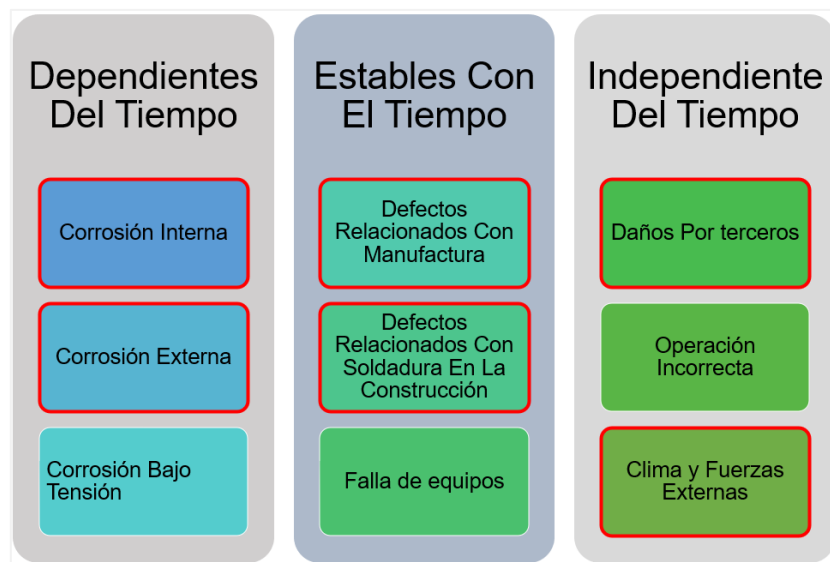


Fuente: Ecopetrol. Reporte de pruebas de tensión.

5. PLAN DE MANTENIMIENTO TRANSFERENCIA DE GAS

Basados en la identificación de los factores generadores de las pérdidas de metal y defectos geométricos se crea un plan de inspección, reparación y mantenimiento para los sistemas analizados en los numerales 2 y 3 del presente proyecto con el fin de mantener la confiabilidad y disponibilidad del sistema para 15 años de operación. En la Figura 22, se representa las amenazas que tienen el potencial de afectar la integridad de los ductos y están resaltadas aquellas que están directamente relacionadas con el potencial de generar defectos geométricos y pérdidas de metal del sistema analizado. Corrosión bajo tensión, falla de equipos y operación incorrecta no se tienen en cuenta para el plan de inspección, teniendo en cuenta que no hay registros o evidencias de defectos o mecanismos de daño que puedan ser atribuidos a estas amenazas.

Figura 22. Amenazas en sistemas de tubería



Fuente: elaboración propia.

5.1 TECNICAS DE INSPECCIÓN PARA IDENTIFICAR ANOMALÍAS EN DUCTOS

5.1.1 Validación directa.

Durante la etapa del proceso de inspección en línea, se realiza la combinación de una o varias técnicas de ensayos no destructivos, que permiten la caracterización y dimensionamiento real del tamaño del defecto. En la Tabla 36, se relaciona las técnicas apropiadas según el tipo de anomalía o defecto que se requiera evaluar. Para el caso de las tuberías analizadas en este proyecto, se identifica que aproximadamente el 98% de su longitud está enterrada lo cual dificulta la inspección mediante estas técnicas, salvo los casos que se requiera una o varias excavaciones para validar alguna anomalía reportada por las inspecciones ILLI o por las técnicas complementarias de Inspección de potenciales CIPS (Close Interval Potencial Survey) y DCVG (Direct Current Voltage Gradient).

Tabla 36. Efectividad de la técnica de ensayos no destructivos

Técnica	Pérdidas de metal		Defectos geométricos				Grieta
	Corrosión Interna	Corrosión Ext.	Abolladura	Pandeo	Arruga	Ovalidad	
Inspección visual	E	A	A	A	A	A	A
Tintas Penetrantes	E	E	E	E	E	E	A
Partículas Magnéticas	E	E	E	E	E	E	A
Radiografía	A	A	E	E	E	E	E
Ultrasonido	A	A	E	E	E	E	E
Escaneo Láser	E	A	A	A	A	A	E

A=Inspección muy efectiva, E= No aplica

Fuente: elaboración propia.

5.1.2 Herramientas de inspección interna II.

Estas son herramientas de inspección interna que viajan con el fluido de la línea y son utilizadas para la detección y dimensionamiento de defectos en tuberías. Del mismo modo que los métodos de ensayos no destructivos existen diferentes técnicas y su selección dependerá de la geometría del ducto, tipo de fluido, condiciones operativas y el tipo de defecto que se espera identificar. En la Tabla 37 se muestra el resumen de las técnicas de inspección aplicables a las líneas del presente proyecto.

Tabla 37. Efectividad de las técnicas de Inspección intrusiva en ductos

TIPO DEFECTO	PÉRDIDAS DE METAL		GEOMÉTRICOS				Grieta	Observaciones
	Corrosión Interna	Corrosión Ext.	Abolladura	Pandeo	Arruga	Ovalidad		
Caliper mecánico/electromecánico	E	E	A	A	A	A	E	
Mapeo Inercial	E	E	E	E	E	E	E	Localización/orientación
Flujo Magnético(MFL) Axial	B	B	D	D	D	D	D	Anomalías de manufactura
Flujo Magnético(MFL) Circunferencial	B	E	D	D	D	D	C	
Ultrasonido	B	B	D	D	D	D	E	
UT Grietas	E	E	E	E	E	E	A	
EMAT	E	E	E	E	E	E	A	

A=Inspección muy efectiva, B= efectiva, C=Ocasionalmente efectiva, D=Poco efectiva, E= No aplica
Fuente: elaboración propia.

5.1.3 Inspección de recubrimiento y sistemas de protección catódica.

Las líneas analizadas en el capítulo 3 y 4, cuentan con sistema de protección catódica, el cual debe ser monitoreado dado que, una pérdida de eficiencia de este

sistema se ve reflejado en desprotección de la tubería y por ende riesgo del fenómeno de corrosión externa en puntos con falla del revestimiento. El revestimiento de la tubería enterrada también es objeto de valoración mediante técnicas de inspección indirecta cuyos resultados pueden ser correlacionados con los datos del ILI para determinar puntos con presencia de corrosión externa.

Tabla 38. Efectividad de inspección del revestimiento en tuberías enterradas

Técnica	Eficiencia del Sistema PC	Zonas con fallos de Revestimiento	Defectos pequeños [$\leq 1\text{in}^2$] del Revestimiento	Defectos bajo zonas concreto	Notas
CIPS	B	C	E	E	
DCVG	E	B	B	B	
PCM	E	B	B	E	
Resistividad Del Suelo	E	E	E	E	Parámetro para análisis de causa
pruebas Físicoquímicas del terreno	E	E	E	E	Parámetro para análisis de causa

B= Inspección efectiva, C=Ocasionalmente efectiva, D=Poco efectiva, E= No aplica

Fuente: elaboración propia.

5.1.4 Inspección y monitoreo de corrosión interna.

Los monitoreos de corrosión interna, encaminados a prevenir defectos por este fenómeno, están relacionados principalmente con la toma de muestras del fluido para caracterización de los mismos que permitan identificar las amenazas activas para la integridad de las líneas, instalación de cupones de corrosión y probetas ER a nivel del *loop* de producción y líneas troncales para determinar tasas de corrosión y evaluar barreras de mitigación, medición de espesores con UT a través de sensores remotos para evaluar el crecimiento de defectos en zonas con alta

probabilidad de daño o alta consecuencia (HCA's) y caracterización de productos de corrosión recuperados de las zonas con fallas para determinar causalidad. Todos estos mecanismos pueden integrarse entre sí para el diagnóstico de procesos de corrosión activos. En la siguiente Tabla 39 se identifican los principales métodos o técnicas para la evaluación de procesos de corrosión interna.

Tabla 39. Principales técnicas de evaluación de corrosión interna

Técnica	Velocidad de corrosión	PWRC	Zonas con falla y/o daño por pérdida de espesor o pitting	Observaciones
Cupones De Corrosión	A	E	E	Determinación de ratas de corrosión y evaluación de barreras de mitigación
Probetas ER	B	E	E	
Cupones de Soldadura	E	B	E	Susceptibilidad de corrosión en juntas soldadas
Sensores UT Remotos (Ultracorr)	C	E	E	Seguimiento a defectos previamente identificados
Medición Gases Corrosivos (CO ₂ y H ₂ S)	C	D	E	Evaluación y seguimiento de amenazas activas
Caracterización Físicoquímica de Fluidos	C	D	E	Evaluación y seguimiento de amenazas activas
Caracterización Microbiológica de Fluidos	C	D	E	Evaluación y seguimiento de amenazas activas
Caracterización de productos de corrosión	E	E	B	Parámetro para análisis de causa

A=Inspección muy efectiva, B= efectiva, C=Ocasionalmente efectiva, D=Poco efectiva, E= No aplica

Fuente: elaboración propia.

5.2 PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PROPUESTO PARA LOS SISTEMAS DE TUBERÍA (TRANSFERENCIA DE GAS FLOREÑA-CUSIANA)

Una vez realizada la identificación de los factores que generan los defectos geométricos y pérdidas de metal, se establecieron las amenazas que están involucradas en este proceso resumidas en la Figura 22 que serán la base para establecer el plan de mantenimiento de los sistemas de tubería tratados en este proyecto.

Para cada amenaza identificada se establece una técnica de monitoreo e inspección con una frecuencia determinada, de tal manera que esta tenga el potencial de identificar las anomalías y se pueda predecir la falla en el ducto. En la Tabla 40 se muestra el resultado obtenido.

Tabla 40. Plan de inspección amenaza de corrosión interna

Técnica de Inspección o Monitoreo	Tramo o PK	Frecuencia	Criterio	Recomendaciones
Monitoreo de velocidad de corrosión (Vc) generalizada a través de cupones y probetas.	Cabezas de pozo XL5, XL4, XP1, TA27, V29 y cupón en la llegada de la troncal al CPF.	Bimensual	Velocidad de corrosión menor a 2mpy	Si, $V_c > 2\text{mpy}$; ajustar de tasa de inyección de inhibidor de corrosión.
Monitoreo de gases corrosivos	Llegada de la troncal a Cusiana y cabezas de pozos XL5, XL4, XP1, TA27, V29	Anual	Presión Parcial $\text{CO}_2 < 7 \text{ psi}$	Seguimiento a velocidades de corrosión
Monitoreo fisicoquímico de fluidos.	Cabezas de pozo XL5, XL4, XP1, TA27, V29, Toma muestras en el CPF Cusiana.	Anual	Sólidos menores a 1lb/10000Bls	Si, el % solidos supera se requiere seguimiento mensual y cálculo de recalcu de velocidades erosiónales
Monitoreo de velocidades erosiónales	Troncal PST1-CCPF	Anual	$V_f/V_e > \%85$	Ajustes operativos
Inspección en Línea (ILI) tipo MFL Axial	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	MAOP/Psegura $< 90\%$	Si, MAOP/Psegura $> 90\%$ Reparar

Técnica de Inspección o Monitoreo	Tramo o PK	Frecuencia	Criterio	Recomendaciones
				mediante instalación de camisa metálica tipo B
UT Sacan C	Tramo aéreo llegada al CPF Cusiana y PST1	Cada 5 años	MAOP/Psegura <90%	Si, MAOP/Psegura >90% Reparar mediante instalación de camisa metálica tipo B

Fuente: elaboración propia.

Tabla 41. Plan de inspección amenaza de corrosión externa

Técnica de Inspección o Monitoreo	Tramo o PK	Frecuencia	Criterio	Recomendaciones
CIPS líneas de flujo	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	Voff de -850 mV Vs CSE	Presencia de Bacterias o T>60°C se establece criterio - 950mV Vs CSE
Valoración del revestimiento por DCVG líneas de flujo	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	Sin defectos con %IR>60	Validación y reparación según metodología ECDA
Valoración de la Resistividad del suelo	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	No aplica	Clasificación corrosividad suelo
Valoración Físicoquímica y Microbiológica del suelo	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	No aplica	Determinación de agresividad de suelo
Inspección al estado del sistema de protección catódica (rectificador - cama anódica) LF	Rectificador campo Cusiana y plataforma XL	Mensual	100% Operativos	Plan de mantenimiento preventivo de acuerdo con la inspección
Inspección en Línea (ILI) tipo MFL Axial	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	MAOP/Psegura <90%	Recuperar revestimiento cuando aplique.
Inspección visual revestimiento tubería aérea	Tramos aéreos I	Anual	Evaluar pérdidas de metal	Reparar todos los defectos de revestimiento

Fuente: elaboración propia.

Tabla 42. Plan de inspección para amenazas estables con el tiempo

Técnica de Inspección o Monitoreo	Tramo o PK	Frecuencia	Criterio	Recomendaciones
Inspección en Línea (ILI) tipo MFL Axial	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	MAOP/Psegura <90%	Si, MAOP/Psegura >90% Reparar mediante instalación de camisa metálica tipo B
Inspección en Línea (ILI) tipo Geométrica	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Cada 5 años	Máximo 6% Reducción de OD	Reparar en caso de incumplimiento del criterio
Inspección en Línea (ILI) EMAT	PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Se recomienda en el año 2030	MAOP/Psegura <90%	Ejecutar análisis de integridad nivel 2 para grietas en caso de algún hallazgo durante la inspección.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 43. Plan de inspección amenazas Independientes del tiempo

Técnica de Inspección o Monitoreo	Tramo o PK	Frecuencia	Criterio	Recomendaciones
Recorrido de verificación del estado del Derecho de Vía	DDV PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Semestral	Identificar cambios en vegetación y construcciones nuevas	Seguimiento a intervenciones de terceros y movimientos del terreno
Recorrido de verificación del estado de cruces subfluviales mayores (Batimetrías)	Río Cusiana/Upamena	Anual	Cota de referencia	Crear históricos
Toma de ortofotos en plataformas y DDV	DDV PST1-CCPF/PST1-PST2-CPF	Anual	Identificar cambios en vegetación y construcciones nuevas	Analizar información
Análisis multitemporal 3D/4D	Alto el soldado	Anual	Imagen de referencia	Tomar ortofoto de referencia

Fuente: elaboración propia.

5.3 PLAN DE REPARACIÓN

El primer plan de reparación debe está direccionado hacia la atención de los puntos con susceptibilidad de daño por pérdida de espesor, sin embargo, el cálculo de velocidad de corrosión y vida remanente para los puntos con mayor profundidad estiman atención en un tiempo de 7 años en la línea PST1-CCPF. Este tiempo es mayor al proyectado en la próxima inspección ILI, por lo tanto, la reparación estará sujeta al análisis de resultados de esa inspección.

Para el caso de la línea PST1-PST2-CPF, se estima una vida remanente mínima de 20 años, no obstante, es indispensable continuar con el plan de inspección para monitorear las velocidades de corrosión, erosión o cualquier cambio que se presente durante la etapa de operación de los ductos.

La Tabla 44 muestra los resultados de los cálculos de velocidad de corrosión y vida remanente de las anomalías con pérdidas de espesor de la pared del tubo mayor a 25%. Esta proyección es realizada mediante las ecuaciones recomendadas por la práctica recomendada API 570 capítulo 7

$$\text{Velocidad de Corrosión} = \frac{\text{espesor}_{\text{inicial}} - \text{espesor}_{\text{actual}}}{\text{espesor}_{\text{inicial}}}$$

$$\text{Vida remanente (años)} = \frac{\text{espesor}_{\text{actual}} - \text{espesor}_{\text{requerido}}}{\text{años de operación}}$$

Tabla 44. Cálculo velocidad de corrosión y vida remanente

Troncal	Espesor Requerido pulgadas	Espesor inicial pulgadas	%Pérdida	Espesor Actual pulgadas	Tiempo de operación	V de corrosión. Mils	Vida remanente. años
					(años)		
PST1-PST2-CPF	0.221	0.5	30%	0.35	26	5769,0	5.8
PST1-PST2-CPF	0.221	0.5	29%	0.36	24	6042,0	6.0
PST1-PST2-CPF	0.221	0.5	28%	0.36	24	5833,0	5.8
PST1-PST2-CPF	0.221	0.5	27%	0.37	24	5625,0	5.6
PST1-PST2-CPF	0.221	0.5	26%	0.37	24	5417,0	5.4
PST1-CCPF	0.346	0.688	38%	0.43	24	10893,0	10.9

Troncal	Espesor Requerido pulgadas	Espesor inicial pulgadas	%Pérdida	Espesor Actual pulgadas	Tiempo de operación	V de corrosión. Mils	Vida remanente. años
					(años)		
PST1-CCPF	0.346	0.688	35%	0.45	24	10033,0	10.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	33%	0.46	24	9.46	12.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	31%	0.47	24	8887,0	14.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	30%	0.48	24	8.6	16.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	29%	0.49	24	8313,0	17.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	28%	0.5	24	8027,0	19.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	27%	0.5	24	7.74	20.0
PST1-CCPF	0.346	0.688	25%	0.52	24	7167,0	24.0

Fuente: elaboración propia.

5.3.1 Alternativa de reparación por adelgazamiento de la pared Interna del ducto.

Reemplazo de un tramo de tubería: Esta alternativa debe ser tomada solo como última opción teniendo en cuenta que el objetivo de los planes de inspección y análisis de integridad es implementar las acciones y controles necesarios para evitar la degradación del ducto.

El procedimiento de reparación consiste básicamente en realizar una excavación para encontrar la sección de la tubería afectada, corte del tramo de tubería que se desea reemplazar y soldadura del nuevo tramo. Este procedimiento tiene un componente técnico importante el cual inicia desde el aseguramiento de la especificación de material a instalar, calificación del procedimiento de soldadura, calificación de personal del soldador y las pruebas que garantizan la sanidad de la soldadura.

Fotografía 6. Reemplazo de tramo de tubería



Fuente: elaboración propia.

Instalación de camisas metálicas: Este método de reparación incluye la instalación de dos secciones cilíndricas generalmente fabricadas de tubería de la misma especificación, que abrazan todo el perímetro del tubo en el punto donde se ubica el defecto y se sueldan longitudinal y circunferencialmente para asegurar la resistencia mecánica en caso de presentar falla a causa de una pérdida de espesor.

En la

Tabla 45 se muestra el diseño planteado con base en la práctica recomendada (ASME PCC-2) para una posible reparación en cualquiera de las líneas analizadas.

Tabla 45. Diseño camisa metálica tipo B para líneas de flujo

		
	PST1-PST2-CPF	PST1.CCPF
Diámetro Externo	20"	20"
Longitud	longitud del defecto+4"	longitud del defecto+4"
Espesor	0.5"	0.688"
Material	API 5LX65	API 5LX65
Aseguramiento de calidad	Partículas Magnéticas pase de fondeo y ultrasonido a soldaduras longitudinales	

Fuente: elaboración propia.

Fotografía 7. Instalación de Full Encirclement Steel Sleeve



Fuente: elaboración propia.

5.3.2 Alternativa de reparación por adelgazamiento de la pared externa del ducto.

Los sistemas de tubería con defectos por corrosión externa tienen la particularidad de ser dimensionados con herramientas básicas de inspección visual y su reparación depende del porcentaje de pérdida de espesor que pueda comprometer la resistencia mecánica del ducto o simplemente recuperar el revestimiento como barrera de protección primaria. Con respecto a la condición de reparación donde se compromete la resistencia mecánica del ducto, es indispensable usar el método de reparación indicado en el numeral 5.3.1 con el uso de camisas metálicas tipo b.

Reparación del revestimiento: Considerando que el revestimiento existente es una combinación de procesos de revestimiento en fabrica tipo mixto, es necesario usar un procedimiento con recubrimiento de tipo líquido el cual esté diseñado para aplicar a condiciones de operación de la línea de flujo, de alta durabilidad, soporte condiciones de agresividad del suelo, alta resistencia mecánica y facilidad para aplicación en campo. En la Tabla 46 y Tabla 47, se relacionan las características técnicas del producto recomendado para aplicar en casos de reparación sobre las líneas del presente estudio.

Tabla 46. Propiedades del compuesto para reparar zonas corroídas

Propiedades	Producto: ARC 10
Adherencia por Tracción	3650 psi
Resistencia a la Compresión	13000 psi
Resistencia a la Flexión	10000 psi
Resistencia a la Tensión	4000 psi
Pérdida de peso por desgaste Taber (H-18/250 g/1000 ciclos)	275 mg
Dureza Durómetro Shore D	86
Resistencia al escurrimiento vertical a 21°C y 6 mm	Sin escurrimiento
Temperatura Máxima (Seco)	93°C

Fuente: elaboración propia.

Tabla 47. Propiedades del recubrimiento para aplicación en tuberías enterradas

Propiedades	Sigmaline 2500
Adherencia por Tracción	2200 psi
Espesor recomendado	24-40 mil
% Sólidos	100%
Elongación	-
Secado al tacto	30 min a 60°C
Curado Completo	12 horas a 40°C
Dureza Durómetro Shore D	-
Tolerancia humedad relativa	0-90%
Temperatura Máxima (Seco)	-
Temperatura Máxima (Húmedo)	120°C
Preparación superficie	SSPC SP 10

Fuente: elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

De acuerdo con los pronósticos de producción del campo Floreña y la estrategia de transferencia de gas definida por Ecopetrol se identifica que, a partir del 2022 y hasta 2031 se dispone de 60 MMSCFD de gas adicionales para ser tratados en el campo Cusiana cuyo beneficio es continuar manteniendo la disponibilidad de la planta hasta su capacidad nominal declarada de 270 MMSCFD.

El gas adicional proveniente de Floreña que a su vez es tratado en la planta de Cupiagua y enviado por la línea de inyección hacia Cusiana, es un gas cuyas propiedades son favorables para los ductos existentes teniendo en cuenta que la agresividad de gases corrosivos es baja dado que el contenido de CO₂ está por el orden del 2% y es un gas deshidratado.

Mediante el presente trabajo se logró identificar que las líneas de flujo PST1-CCPF y PST1-PST2-CPF son el activo principal para transferir gas entre los campos y los resultados de las inspecciones mediante inspección ILI, mostraron un panorama aceptable del estado de integridad estructural de estos ductos, razón por la cual se garantiza que estos pueden ser operados a condiciones de diseño hasta 2035 siempre que se implemente el plan de inspección y ensayo propuesto en este proyecto.

Mediante el uso del algoritmo creado con la herramienta Matlab para determinar el esfuerzo de falla de un defecto (metodología nivel 2 ASME B 31G), se pudo identificar que las anomalías más representativas no comprometen la resistencia mecánica del ducto, teniendo en cuenta que los resultados del esfuerzo de falla superaron el esfuerzo circunferencial a condiciones de diseño de los ductos analizados.

Los análisis de datos de las inspecciones ILI, no evidenciaron defectos geométricos significativos que amenacen la integridad de los ductos analizados, sin embargo, dentro del plan de inspección se creó frecuencia de seguimiento sobre los derechos de vía de tal manera que estos permitan identificar eventos geotécnicos o influencia de terceros que puedan llegar afectar la geometría del ducto.

Teniendo en cuenta el tamaño, profundidad y ubicación de las anomalías sobre la pared del tubo, se pudo determinar que las pérdidas de metal en los ductos analizados son causadas por el fenómeno de corrosión. El factor determinante para generar corrosión interna en los ductos analizados está influenciado por alta presión parcial de CO₂ en los cabezales de pozos. Por otro lado, el factor generador de anomalías por corrosión externa está asociado a la presencia de bacterias sulfato reductoras, agresividad del suelo e interferencia eléctrica en el sistema de protección catódica.

7. RECOMENDACIONES

Realizar un análisis de perfil de temperatura en el cuadro de válvulas de control que permitirá reducir la presión desde 5000 psi a 1200 psi en la plataforma XA, con el objeto de determinar una posible formación de hidratos bajo esta condición de operación. Así mismo implementar los controles que mitiguen este riesgo sobre las líneas de flujo asociadas a la transferencia de gas.

Crear el plan de inspección y ensayo sugerido en este proyecto y sistematizarlo en una herramienta corporativa con el objeto de mantener trazabilidad de la información y hacer el seguimiento riguroso al plan.

Usar el algoritmo de evaluación de defectos Nivel 2 creado en la herramienta Matlab, para evaluaciones futuras de los resultados de inspección.

Teniendo en cuenta que el foco principal de este proyecto era analizar el estado de integridad estructural de los ductos existentes para transferencia de gas, se sugiere complementar el estudio implementando una metodología de análisis de riesgo bajo las recomendaciones de ASME B31.8S.

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA GOMEZ, R., SANCHEZ SILVA, M., BASTIDAS ARTEAGA, E., SCHOEFS, F., & MUÑOZ, F. (2019). Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure - A review. *Engineering Failure Analysis*, nro. 98, pp. 190-214.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2016). *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems API 570*. Washington DC: API.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2018). *Line Pipe API SPECIFICATION 5L*. Washington, D.C.: American Petroleum Institute.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2019). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API Recommended Practice 1160*. Washington DC: API.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2019). *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems API RP-14E*. Washington DC: API.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE AND AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. (2016). *Fitness-For-Service API 579-1/ASME FFS-1*. Washington DC: API.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2010). *Gas Transmission and Distribution Piping System. ASME B 31.8*. New York: ASME.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2010). *Managing System Integrity of Gas Pipelines ASME B31.8 S*. New York,: ASME.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2012). *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B 31G*. New York: ASME.

- AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. (2019). *Transportation Systems for Liquids and Slurries. ASME B 31.4*. New York: ASME.
- ANSI/NACE/ISO 2015. (2015). *Petroleum, petrochemical, and natural gas industries Materials for use in H₂S containing environments in oil and gas production. ANSI/NACE MR0175*. Houston: NACE International.
- ASTM. (2021). *Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products A370*. West Conshohocken: ASTM International.
- ECOPETROL. (2015). *Paper Blowdown (Agotamiento) Cusiana y Cupiagua*. Bogotá: Ecopetrol.
- ECOPETROL. (2017). *Reporte de estudios de suelos 2017*. Bogotá: Ecopetrol.
- ECOPETROL. (2021). *Reporte de Cálculo de Velocidades Erosionales en líneas de flujo*. Bogotá: Ecopetrol.
- ECOPETROL. (2021). *Reporte de pruebas de tensión*. Bogotá: Control Calidad y Montajes S.A.S.
- ECOPETROL. (2022). *Ecopetrol: Reporte de monitoreo de fisicoquímico de la Troncal PST1-PST2_CPF*. Bogotá: Ecopetrol.
- GIUDICI, A. J., MATUSEVICH, A. E., CASTRO, L. M., & MASSA, J. C. (2016). Falla de gasoductos con defectos volumétricos. *Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica*, vol. 20, nro. 1, pp. 3-20.
- HIBBELER, R. C. (2017). *Mecánica de Materiales* (9 ed.). Mexico DF: Pearson Educación, p.877. ISBN 9786073241007.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. (2009). *Gestión de Integridad de Gasoductos. NTC 5747*. Bogotá D.C: El Instituto, 107 p.

KEITH ESCOE, A. (2006). *Piping and Pipelines Assessment Guide*. Oxford: Elsevier Science & Technology.

LYONS, C. J., RACE, J. M., CHANG, E., COSHAM, A., WETENHALL, B., & BARNETT, J. (2020). Validation of the NG-18 equations for thick walled pipelines. *Engineering Failure Analysis*, nro. 112, pp. 1-16.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (Diciembre de 2019). *Proyección Del Gas Natural En Colombia 2019-2033*. Obtenido de SIPG: <http://www.sipg.gov.co/>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2021). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2016-2020*. Obtenido de UMME: <https://www1.upme.gov.co/>

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. (2013). *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems NACE-RP-0169*. Houston, Texas: NACE International.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. (2018). *Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems, NACE SP 0106*. Houston: NACE International.

OSINERG. (2011). *Administración Integral de Ductos*. Lima, Perú: ABS Group.

XIE, M., & TIAN, Z. (2018). A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, nro. 92, pp. 222-239.

Anexos

Anexo 1. Algoritmo desarrollado Matlab Calculo del esfuerzo de falla método Área Efectiva ASME B 31G

```
%iiiiiiiiiiiiiiiiiiiiUNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDERiiiiiiiiiiiiiiiiiiii
%iiiiiiiiiiPROYECTO DE GRADO; MAESTRIA EN INGENIERÍA DE GAS Y PROCESOSiiiiiiii
%iiiiiiiiiiiiiiiiiiiiALEXANDER MONROY MARTINEZiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiiii
%iiiiiiiiiiCalculo del esfuerzo de falla método ÁREA EFECTIVA ASME B 31Giiii

clc
clear all

%INGRESO DE DATOS; Diligenciar datos en el archivo DatosCampo.xlsx
% Tomar Datos en Campo longitud X Vs profundidad d

datacampo=xlsread("DatosCampo.xlsx");
dataSMYS=datacampo(1,:);
dataD=datacampo(2,:);
datat=datacampo(3,:);
datax=datacampo(4,:);
datad=datacampo(5,:);

%Variables
SMYS=dataSMYS(1)    %esfuerzo de fluencia del material de la tubería
D=dataD(1)         %Diametro de la tubería
t=datat(1)        %espesor del tubo
Xcampo=datax      %Distancia del defecto
dcampo=datad      %Profundidad del defecto
Sflow=SMYS+69     %Esfuerzo de flujo

% Cálculo de longitudes y áreas individuales
k=length(Xcampo);
j=1;
for k=1:(k-1);
    Lon_li=Xcampo(j+1)-Xcampo(j);
    Longitud(j)=Lon_li;
    Area_j=(Xcampo(j+1)-Xcampo(j))*(dcampo(j+1)+dcampo(j))/2;
    Area_ind(j)=Area_j;
    j=j+1;
end

Lon2=[0];
Li=[Lon2 Longitud];    %longitud individual
Ai=[Lon2 Area_ind];    %Area Individual

n=length(Li); % Iteraciones para combinar áreas y longitudes individuales
k=0;
for j=1:n;
    y=1+k;
```

```

for i=1:n ;
    lon=Li((i+1):n);
    SumLi=sum(lon);
    AreaAi=Ai((i+1):n);
    SumAi=sum(AreaAi);

    A0ind=SumLi*t;
    ziind=SumLi^2/(D*t);
    if ziind<=50;
        Miind=sqrt(1+0.6275*ziind-0.003375*ziind^2);
    else
        Miind=3.392+0.3*ziind;
    end
    Sfallai=Sflow*((1-(SumAi/A0ind))/(1-((SumAi/A0ind)/Miind)));
    Pfallai=1000*2*t*Sfallai/D;

    Li_total(i,y)=SumLi;
    Ai_total(i,y)=SumAi;
    A0indivi(i,y)=A0ind;
    zi(i,y)=ziind;
    Mi(i,y)=Miind;
    Sfallai_total(i,y)=Sfallai;
    Pfalla_total(i,y)=Pfallai;
end

k=k+1;
n=n-1;
end
format bank
Ai_total;
Li_total;
Longitud;
Li
Ai
A0indivi;
zi;
Mi;
Sfallai_total
Pfalla_total
writematrix(Pfalla_total,'Presión de falla');
writematrix(Sfallai_total, 'Esfuerzo de Falla');
writematrix(Mi,'factor de abultamiento');
Mzeros=Pfalla_total;
Mzeros (Mzeros==0) = NaN;
Presionfallamin=min(min(Mzeros))
Szeros=Sfallai_total;
Szeros (Szeros==0) = NaN;
Sfallaimin=min(min(Szeros))

```

Anexo 2. Pipe Tally (muestra parcial)

www.rosen-group.com		20" PST1 - CPF		ROSEN empowered by technology																						
Cliente: Ecometal Padernora		Informe Final																								
Proyecto ROSEN No.: 14370-1225		Pipe Tally																								
Codigo ROSEN: 20P13 CPF																										
Tipo de Inspección: NPLA																										
Período de Inspección: Noviembre 2020																										
Número de revisión: 0																										
dist.del reg. []	a sold.aguas arriba []	no.de jun	long. de junta []	tipo de even	ident. de evento	tipo de sold.	dim. et	orient.hora	esp. [m]	ancho [m]	long. [m]	prof. máx. []	pared ir	ERF B3	comentario	altura										
-0,246		10	0,782	Soldadura					21,76							485,										
0,334				Toma				12:00							2"	485,										
0,536		20	1,519	Soldadura					28,54							485,										
1,348				Válvula											válvula de bola PST1	485,										
2,055		30	1,358	Soldadura					13,01							485,										
2,677				SopORTE externo				6:00								485,										
3,413		40	1,429	Soldadura					23,33							485,										
4,151				Válvula											válvula de bola	485,										
4,842		50	1,608	Soldadura					14,63							485,										
5,623				SopORTE externo				6:00								485,										
5,650				Toma				12:00							1,5"	485,										
6,199				Toma				12:00							1,5"	485,										
6,450		60	0,360	Soldadura					18,66							485,										
6,630				Brida												485,										
6,786	-0,336			Anomalia	Corrosión			5:26		95	17	11	INT	0,69	nota 3	485,										
6,810		70	0,493	Soldadura		costura longitudinal	CISL		12,70						EN = 12,70 mm	485,										
6,812	-0,002			Anomalia	Corrosión		CIGR	8:44		34	14	12	INT	0,69	nota 3	485,										
6,816	-0,006			Anomalia	Agrupación de Corrosión		PITT	6:49		22	25	11	INT	0,70	nota 3	485,										
6,820	-0,010			Anomalia	Corrosión		PITT	8:04		16	16	14	INT	0,70	nota 3	485,										
6,824	-0,014			Anomalia	Corrosión		CISL	8:19		15	9	25	INT	0,69	nota 3	485,										
6,826	-0,016			Anomalia	Corrosión		CISL	7:11		15	8	10	INT	0,69	nota 3	485,										
6,831	-0,021			Anomalia	Agrupación de Corrosión		GENE	3:29		210	58	25	INT	0,72	nota 3	485,										
6,832	-0,022			Anomalia	Corrosión		CISL	6:32		15	8	29	INT	0,69	nota 3	485,										
6,834	-0,024			Anomalia	Agrupación de Corrosión		PITT	5:39		29	35	26	INT	0,70	nota 3	485,										
6,836	-0,026			Anomalia	Corrosión		PITT	2:36		15	14	13	INT	0,69	nota 3	485,										
6,838	-0,028			Anomalia	Corrosión		PITT	5:15		15	23	24	INT	0,70	nota 3	485,										
6,852	-0,042			Anomalia	Agrupación de Corrosión		PITT	6:36		50	27	22	INT	0,70	nota 3	485,										

Nota: el archivo completo consta de 2069 registros y 26 campos, por lo que se presenta una imagen ilustrativa parcial de su contenido.