

**ELABORACIÓN DEL PANORAMA DE RIESGOS ASOCIADO A LA INTEGRIDAD DEL
SISTEMA DE TRANSPORTE FLOREÑA-YOPAL DE COINOGAS EN EL MARCO DE
LA NORMA ASME B31.8S**

DIEGO ALEJANDRO VELÁSQUEZ TARAZONA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2025

**ELABORACIÓN DEL PANORAMA DE RIESGOS ASOCIADO A LA INTEGRIDAD DEL
SISTEMA DE TRANSPORTE FLOREÑA-YOPAL DE COINOGAS EN EL MARCO DE
LA NORMA ASME B31.8S**

DIEGO ALEJANDRO VELÁSQUEZ TARAZONA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

ING. ROLANDO ENRIQUE GUZMÁN LÓPEZ

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2025

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	12
II.	JUSTIFICACIÓN	13
III.	OBJETIVOS.....	14
A.	Objetivo general	14
B.	Objetivos específicos	14
IV.	MARCO TEÓRICO	15
V.	METODOLOGÍA	16
VI.	CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS A LA INTEGRIDAD	17
A.	Dependientes del tiempo.....	18
B.	Estables en el tiempo	26
C.	Independientes del tiempo	28
VII.	RECOLECCIÓN, ANALISIS Y ORGANIZACIÓN DE DATOS	30
A.	ANÁLISIS CLASS LOCATION	32
B.	INSPECCIÓN IN LINE (ILI)	48
C.	ESTUDIO GEOTECNICO	53
D.	ESTUDIOS DE INTEGRIDAD	59
VIII.	SEGMENTACIÓN DE LA TUBERÍA.....	76
IX.	DETERMINACIÓN DE AMENAZAS AL GASODUCTO FLOREÑA-YOPAL	80
A.	AMENAZA DE CORROSIÓN INTERNA	84
B.	AMENAZA DE CORROSIÓN EXTERNA	93
C.	AMENAZAS POR SCC (STRESS CORROSION CRACKING).....	108
D.	AMENAZAS POR DEFECTOS DE FABRICACIÓN	109
E.	AMENAZAS POR DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN	111
F.	AMENAZAS POR FALLOS EN EQUIPOS.....	116
G.	AMENAZAS DE DAÑOS POR TERCEROS	121
H.	AMENAZAS POR FUERZAS EXTERNAS O RELACIONADAS AL CLIMA...	125
I.	AMENAZAS POR OPERACIONES INCORRECTAS.....	129
X.	PUNTOS CRÍTICOS	132
XI.	CONCLUSIONES	138
XII.	RECOMENDACIONES	140
	REFERENCIAS.....	142

ANEXOS 144

ANEXO 1 Panorama de riesgo 144

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Equipo Coinogas Yopal.....	12
Fig. 2 Daño en tubería por remoción en masa en invierno, agosto 2023-PK 12+400 ...	13
Fig. 3 Corrosión por hendidura circunferencial	18
Fig. 4 Corrosión interna	19
Fig. 5 Corrosión externa	19
Fig. 6 Corrosión por MIC	20
Fig. 7 Corrosión general	21
Fig. 8 Pitting.....	21
Fig. 9 Corrosión galvánica	22
Fig. 10 SCC	23
Fig. 11 SCC alto H ₂ S.....	24
Fig. 12 Corrosión intersticial	25
Fig. 13 Corrosión intergranular	26
Fig. 14 Anomalía por manufactura.....	27
Fig. 15 Elementos del City gate.....	28
Fig. 16 Class Location Yopal	29
Fig. 17 Remoción en masa sobre el DDV	30
Fig. 18 Personal de invias limpieza de cunetas, 19 de julio 2024 PK 11+400	31
Fig. 19 Área potencial de impacto	32
Fig. 20 Clases Floreña a PK 6.....	45
Fig. 21 Clases PK 6 a PK 11	45
Fig. 22 Clases PK 11 a PK 14	46
Fig. 23 Clases PK 14 a City gate Yopal	47
Fig. 24 Información de tubería para ILI.....	49
Fig. 25 Fenómeno de remoción en masa PK 12	54
Fig. 26 Variables de evaluación geo amenazas	58
Fig. 27 Matriz de priorización de geo amenazas	58
Fig. 28 Vista satelital del recorrido del gasoducto 6" CPF Floreñas @ Yopal.....	59
Fig. 29 Toma de potenciales poste a poste por parte de REDO.....	60
Fig. 30 Medición de Potencial Instant OFF.....	61

Fig. 31 Falta de kits de aislamiento	61
Fig. 32 Registros obtenidos inspección poste a poste realizados a la tubería CPF FLOREÑA @ YOPAL.....	62
Fig. 33 Perfil de potenciales ON/OFF obtenidos en las 16 estaciones de monitoreo	63
Fig. 34 Clasificación de anomalías y acciones recomendadas por ACVG, según Normatividad	64
Fig. 35 Resultados de Ensayos Cualitativos.....	71
Fig. 36 Composición Estimada de la Muestra	75
Fig. 37 Representación gráfica de la tubería junta a junta.....	76
Fig. 38 Representación gráfica de la tubería junta a junta de los 17.6 km de gasoducto	77
Fig. 39 Segmentación llegando al City gate de Yopal.....	77
FIG. 40 CROMATOGRAFÍA DE JUNIO.....	87
Fig. 41 Cromatografía de junio	98
Fig. 42 Reparación corrosión PK 5+311	98
Fig. 43 Reparación PK 14+210	99
Fig. 44 Grafico de ubicación de holidays en el gasoducto.....	103
Fig. 45 Grafica de los resultados de la inspección poste a poste	104
Fig. 46 Brida de entrada al city gate con falta de aislamiento en dos canutos	105
Fig. 47 Medición de parámetros URPC	105
Fig. 48 Regiones de probabilidad de SCC PH2S vs pH	109
Fig. 49 Ubicación de amenazas por defectos de construcción.....	116
Fig. 50 Esquema de mantenimiento general del GFY	117
Fig. 51 Localización geográfica de equipos en el gasoducto Floreña-Yopal	118
Fig. 52 Extracto de los P&ID TRAMPA DE LLEGADA CITY GATE	119
Fig. 53 EXTRACTO P&ID TRAMPA DE ENVÍO CPF FLOREÑA	119
Fig. 54 EXTRACTO P&ID PK 8 Y 12.....	120
Fig. 55 Vandalismo en el PK 17+200.....	122
Fig. 56 Distribución de clases.....	122
Fig. 57 Guía de respuesta ante incendios y fugas de gas.....	123
Fig. 58 Señalización sobre el paso del gasoducto.....	124

Fig. 59 Señalización	124
Fig. 60 Daños mecánicos vs Amenazas por terceros	124
Fig. 61 Mapa de amenazas por movimientos en masa escala	125
Fig. 62 Geología específica del gasoducto Floreña - Yopal.....	126
Fig. 63 Afloramiento del gasoducto y fuga en el río Cravo sur 2014	127
Fig. 64 Cruce del río Cravo sur.....	127
Fig. 65 Collage evento geológico 2011 PK 10+400	127
Fig. 66 PK 2+750.....	128
Fig. 67 Geo amenazas vs defectos mecánicos	128
Fig. 68 Extracto de procedimiento de engrase de válvulas	129
Fig. 69 Preoperacional engrase de válvulas.....	130
Fig. 70 Programación de actividades del 9 de noviembre	131
Fig. 71 PUNTOS CRÍTICOS POR DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN	133
Fig. 72 PUNTOS CRÍTICOS AMENAZAS POR FUERZAS EXTERNAS O RELACIONADAS AL CLIMA	135

LISTADO DE TABLAS

TABLA 1 LISTADO DE EDIFICACIONES CON ALTA CONCURRENCIA.....	34
TABLA 2 LISTADO DE INVASIONES AL DDV	37
TABLA 3 LISTADO DE ZONAS DE ALTA CONSECUENCIA.....	42
TABLA 4 CANTIDAD DE METROS DE ABARCA CADA CLASE	44
TABLA 5 LISTADO DE ANOMALÍAS SEGÚN ILI	51
TABLA 6 CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS MEDIOAMBIENTALES	55
TABLA 7 ANOMALÍAS EN EL REVESTIMIENTO SEVERAS ENTRE EL CPF FLOREÑA Y PK 14	66
TABLA 8 ANOMALÍAS EN EL REVESTIMIENTO SEVERAS ENTRE EL CITY GATE Y PK 14	67
TABLA 9 ENSAYOS EJECUTADOS SOBRE MUESTRAS SÓLIDAS	70
TABLA 10 ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA	71
TABLA 11 DETERMINACIÓN DE FASES CRISTALINAS MEDIANTE DRX	73
TABLA 12 COMPOSICIÓN ELEMENTAL MEDIANTE FLUORESCENCIA DE RAYOS X (FRX).....	73
TABLA 13 SEGMENTACIÓN DETALLADA TRAMO RÍO CRAVO SUR	78
TABLA 14 INFORMACIÓN MÍNIMA PARA LA EVALUACIÓN DE AMENAZAS	80
TABLA 15 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA ASIGNACIÓN DE AMENAZA POR CORROSIÓN INTERNA.....	84
TABLA 16 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL RUT 2019	86
TABLA 17 COMPARACIÓN CON ESPECIFICACIONES RUT FEBRERO-MARZO	88
TABLA 18 COMPARACIÓN CON ESPECIFICACIONES RUT ABRIL-MAYO	89
TABLA 19 COMPARACIÓN CON ESPECIFICACIONES RUT JUNIO-JULIO.....	90
TABLA 20 NIVELES DE CORROSIVIDAD DEL GAS.....	91
TABLA 21 CONDICIONES DEL GAS	92
TABLA 22 TABLA DE INFORMACIÓN PARA LAS AMENAZAS DE CORROSIÓN EXTERNA.....	93
TABLA 23 FENÓMENOS DE CORROSIÓN EXTERNA POR ILI	95
TABLA 24 COMPARATIVO CORROSIÓN EXTERNA ILI 2023 VS 2021	96
TABLA 25 VALORES DE ENTRADA DE CÁLCULOS DE ESPESOR.....	100

TABLA 26 RESULTADOS DEL CÁLCULO DE ESPESORES	100
TABLA 27 IDENTIFICACIÓN DE AMENAZAS DE CORROSIÓN EXTERNA.....	106
TABLA 28 INFORMACIÓN MÍNIMA PARA EVALUAR AMENAZAS POR SCC	108
TABLA 29 INFORMACIÓN MÍNIMA PARA EVALUAR DEFECTOS DE FABRICA A LO LARGO DEL GASODUCTO	109
TABLA 30 INFORMACIÓN BÁSICA DEL GASODUCTO.....	110
TABLA 31 INFORMACIÓN BÁSICA PARA A EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN	111
TABLA 32 ANOMALÍAS DE ILI DE ABOLLADURAS	113
TABLA 33 ANOMALÍAS DE ILI ARRUGAS.....	114
TABLA 34 INFORMACIÓN MÍNIMA DE EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR FALLOS EN EQUIPOS	116
TABLA 35 INFORMACIÓN MÍNIMA PARA LA EVALUACIÓN DE AMENAZAS DE DAÑOS POR TERCEROS.....	121
TABLA 36 INFORMACIÓN MÍNIMA PARA LA EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR FUERZAS EXTERNAS O RELACIONADAS AL CLIMA.....	125
TABLA 37 INFORMACIÓN MÍNIMA PARA EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR OPERACIONES INCORRECTAS.....	129
TABLA 38 PUNTOS CRÍTICOS AMENAZAS POR CORROSIÓN EXTERNA.....	133
TABLA 39 PUNTOS CRÍTICOS AMENAZAS DE INTERVENCIÓN POR TERCEROS	136



RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TITULO: ELABORACIÓN DEL PANORAMA DE RIESGOS ASOCIADO A LA INTEGRIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE FLOREÑA-YOPAL DE COINOGAS EN EL MARCO DE LA NORMA ASME B31.8S

AUTOR(ES): DIEGO ALEJANDRO VELÁSQUEZ TARAZONA

PROGRAMA: Facultad de Ingeniería Mecánica

DIRECTOR(A): ROLANDO ENRIQUE GUZMÁN LÓPEZ

RESUMEN

La empresa COINOGAS S.A. E.S.P para mejorar la calidad de sus servicios, optimización de costos de mantenimiento y eficiencia en actividades y procesos se ha enfocado en crear un programa de gestión de integridad basado en la norma gestión de integridad de sistemas de gasoductos ASME B31.8S. Por lo anterior, este proyecto se centra en la elaboración de un panorama de riesgos asociado a la integridad del gasoducto Floreña-Yopal, el cual consiste en la evaluación e identificación de amenazas siguiendo los lineamientos de la norma de gestión de integridad de sistemas de gasoductos ASME B31.8s, vital para hacer una valoración correcta de la integridad del gasoducto y optimización de las actividades previstas para la mitigación de amenazas. Al final se realizó el panorama de riesgo e identificaron puntos críticos relacionados a las amenazas presentes en el gasoducto.

PALABRAS CLAVE:

Integridad, amenazas, Información, gasoducto, Fenómeno, puntos críticos, corrosión, clase, anomalías

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned above a horizontal line.

V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO



GENERAL SUMMARY OF WORK OF GRADE

TITLE: PREPARATION OF THE RISK PANORAMA ASSOCIATED WITH THE INTEGRITY OF THE FLOREÑA-YOPAL TRANSPORT SYSTEM OF COINOGAS WITHIN THE FRAMEWORK OF THE ASME B31.8S STANDARD

AUTHOR(S): DIEGO ALEJANDRO VELÁSQUEZ TARAZONA

FACULTY: Escuela de Ingenierías

DIRECTOR: ROLANDO ENRIQUE GUZMÁN LÓPEZ

ABSTRACT

In order to improve the quality of its services, optimize maintenance costs and efficiency in activities and processes, the company COINOGAS S.A. E.S.P has focused on creating an integrity management program based on the ASME B31.8S gas pipeline system integrity management standard. Therefore, this project focuses on the development of a risk overview associated with the integrity of the Floreña-Yopal gas pipeline, which consists of the evaluation and identification of threats following the guidelines of the ASME B31.8s gas pipeline system integrity management standard, which is vital for a correct assessment of the integrity of the gas pipeline and optimization of the activities planned for threat mitigation. In the end, a risk overview was created and critical points related to the threats present in the gas pipeline were identified.

KEYWORDS:

Integrity, threats, information, pipeline, phenomenon, critical points, corrosion, class, anomalies

V° B° DIRECTOR OF GRADUATE WORK

I.INTRODUCCIÓN

COINOGAS S.A. E.S.P. como empresa de transporte del gas natural desarrolla actividades de administración, operación y mantenimiento de gasoductos y facilidades de gas natural, montaje y mantenimiento de válvulas e instrumentación; inspección de sistemas de protección catódica; obras de geotecnia y rocería; tratamiento de gas natural; medición de volúmenes transportado y calidad de gas natural de acuerdo con el reglamento único de transporte de gas natural – RUT.[1]

COINOGAS es una empresa con más de 17 años de experiencia en el sector del gas, cuyo objetivo de es brindar recursos y servicios de alta calidad mediante el uso de personal competente, tecnología avanzada y enfoques innovadores. Todo esto se lleva a cabo dentro de una cultura corporativa que prioriza la calidad y la responsabilidad social, protegiendo a los empleados y otros grupos de interés.[1]



Fig. 1 Equipo Coinogas Yopal

II. JUSTIFICACIÓN

La empresa COINOGAS S.A. E.S.P para mejorar la calidad de sus servicios, optimización de costos de mantenimiento y eficiencia en actividades y procesos se ha enfocado en crear un programa de gestión de integridad basado en la norma gestión de integridad de sistemas de gasoductos ASME B31.8S. Por lo anterior, este proyecto se centra en la elaboración de un panorama de riesgos, vital para hacer una valoración correcta de la integridad del gasoducto y optimización de las actividades previstas para la mitigación de amenazas.

Existen 22 causas catalogadas por el Comité Internacional de Investigación de ductos (PRCI), nombrada dentro de la norma ASME B31.8S, que representan una amenaza para la integridad de los ductos dentro de las cuales están las amenazas relacionadas con el clima y fuerzas externas, por su parte la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), en colaboración con la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y la Fundación Tecnalia, han publicado un informe que señala que la industria energética en América Latina es altamente vulnerable al cambio climático y destaca la necesidad de mejorar su capacidad de adaptación. Específicamente el transporte de gas natural a través de ductos puede ver comprometida la integridad de las tuberías y disminuir su capacidad de transporte debido a las altas temperaturas.[2]

En dichos reportes se identifican los problemas que ocurren actualmente en la región relacionados al impacto que tiene el cambio climático sobre la eficiencia de los diferentes métodos de generación de energía y su infraestructura, haciendo énfasis en la necesidad de adaptarnos a los nuevos cambios del ambiente y priorizar la integridad de las instalaciones y elementos clave para la producción energética como el gas natural.



Fig. 2 Daño en tubería por remoción en masa en invierno, agosto 2023-PK 12+400

III. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Elaborar el panorama de riesgos enfocado en la integridad del gasoducto Floreña-Yopal de COINOGAS S.A. E.S.P. mediante la implementación de la norma ASME B31.8S Gestión de Integridad de Sistemas de Gasoductos, complemento de la norma internacional ASME B31.8, para evidenciar y catalogar las amenazas que ocurren a lo largo de la tubería desde la trampa de envío en el CPF Floreña hasta la trampa de recibo en el city gate Yopal.

B. Objetivos específicos

- Recopilar, revisar e integrar información para usar con eficacia los datos necesarios para el análisis y valoración de amenazas, mediante el uso de la norma ASME B31.8S como guía al indicar los requisitos de los datos a usar.
- Identificar y clasificar amenazas al sistema de tuberías, para lograr una visualización clara de los puntos más vulnerables que tiene el gasoducto de Floreña-Yopal tomando como base, el uso de la información previamente recopilada y analizada.
- Realizar un panorama de riesgos, a través de un listado maestro de las amenazas a la integridad del gasoducto Floreña-Yopal basado en la norma ASME B31.8S, segmentando la tubería y sus componentes, para darle una visión amplia a la empresa COINOGAS S.A. E.S.P. de los puntos críticos del gasoducto y de esa manera poder tomar acciones de cualquier tipo con el fin de salvaguardar la integridad de la tubería.

IV. MARCO TEÓRICO

El uso apropiado de estas normas conlleva a satisfacer los reglamentos jurídicos al igual que al aumento de la seguridad pública y a la reducción del costo de operaciones rutinarias. Esto todo mediante el uso de estas normas que cuentan con las prácticas más avanzadas y procesos más eficaces de la industria en general.[3]

ASME ha estado definiendo la seguridad de las tuberías desde 1922. La norma B31.8S de gestión de la integridad del sistema de gasoductos de ASME cubre sistemas de gasoductos terrestres construidos con materiales ferrosos, incluidas tuberías, válvulas, accesorios conectados a tuberías, unidades compresoras, estaciones de medición, estaciones reguladoras, estaciones de entrega, soportes y conjuntos fabricados. Sus principios, procesos y enfoques se aplican a todo el sistema para todos los sistemas de tuberías.[4]

La norma ASME B31.8S está diseñada específicamente para proporcionar al operador la información necesaria para desarrollar e implementar un programa eficaz de gestión de la integridad utilizando prácticas y procesos probados de la industria. La gestión eficaz del sistema puede disminuir los costos de reparación y reemplazo, prevenir fallas de funcionamiento y minimizar el tiempo de inactividad del sistema.[4]

Como principios de administración de integridad, se debe tener como información esencial registros completos de materiales, diseños, construcción de la línea y reparaciones realizadas a lo largo del tiempo. La integración de información y recolección de esta son aspectos clave, debido a que da un contexto cada vez más completo de la confiabilidad del activo; un programa de administración de integridad debe ser dinámico y flexible, con una actualización constante, producir y evaluar informes periódicamente de su efectividad.

V. METODOLOGÍA

Recopilación, inspección y organización de datos.

- Revisión de fuentes de datos sobre el gasoducto Floreña-Yopal.
- Verificar la calidad y consistencia de datos.
- Integración correcta de datos, con el fin de contrastarlos entre sí y lograr un análisis correcto.

Recolección de información necesaria para catalogar las posibles amenazas del gasoducto.

- Identificar la información clave para una correcta valoración de las posibles amenazas.
- Tener en cuenta las intervenciones realizadas al gasoducto Floreña-Yopal para el análisis.
- Revisar detenidamente los diversos estudios e informes sobre el estado del gasoducto Floreña-Yopal y su entorno.

Identificar las amenazas potenciales del gasoducto Floreña.

- Catalogar los elementos que conforman el gasoducto Floreña-Yopal.
- Identificar las amenazas potenciales, dentro de las 22 causas fundamentales clasificadas por el Pipeline Research Committee International (PRCI).
- Clasificación de las amenazas que pueden afectar los segmentos de tubería a lo largo del gasoducto Floreña-Yopal.

Listar y asignar amenazas del ducto.

- Realizar un listado para catalogar las amenazas que pueden sufrir los elementos del gasoducto.
- Elaborar un panorama de riesgos en el cual relacione las amenazas geográficamente.

VI. CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS A LA INTEGRIDAD

Identificar amenazas potenciales es el primer paso en la gestión de integridad. Existen 22 causas catalogadas por el Comité Internacional de Investigación de ductos (PRCI) que representan una amenaza para la integridad del ducto. Una de las causas es “desconocida”, es decir, no se identificó la causa principal.[6]

Las otras 21 están agrupadas en 9 categorías de tipo de falla, de acuerdo con la naturaleza y características de crecimiento, y 3 tipos de defectos relacionados con el tiempo:

a) Dependiendo del tiempo

- 1) Corrosión externa
- 2) Corrosión interna
- 3) Fractura por corrosión (SCC)

b) Estable

- 1) Defectos de fábrica
 - a) Unión de tubos defectuosa.
 - b) Tubo defectuoso.
- 2) Relacionada con soldadura/ensamble
 - a) Soldadura alrededor del tubo defectuosa
 - b) Soldadura de fabricación defectuosa
 - c) Arrugas o dobleces
 - d) Roscas estropeadas, tubos rotos, fallas en los acoples
- 3) Equipo
 - a) Fallas en los O-ring
 - b) Fallas en el equipo de alivio
 - c) Fallas en la empaquetadura/sellos de la bomba
 - d) Varios

c) Independiente del tiempo

- 1) Daños mecánicos/Terceros
 - a) Daño infligido por primeros, segundos o terceros (falla instantánea)
 - b) Tubo dañado con anterioridad (falla retrasada)
- c) Vandalismo

- 2) Operaciones incorrectas
 - a) Operacional incorrecto
- 3) Relacionado con el clima y fuerzas externas
 - a) Clima frío
 - b) Rayos
 - c) Movimientos de tierra
 - d) Lluvias fuertes o inundaciones

Pueden ocurrir varios factores en simultáneo o incluso fluctuaciones de presión significativas en tuberías pueden causar fatiga, por lo que debe analizar las amenazas a segmentos individuales del gasoducto y para ello se debe recopilar información con el fin de catalogarlas.[5]

A. Dependientes del tiempo

Corrosión.

Es la degradación electroquímica y natural de un metal, en la que éste regresa a su estado nativo en la naturaleza, ósea, un óxido. En otras palabras, el metal se combina nuevamente con el oxígeno. Otros términos que se han usado para describir la corrosión son acción galvánica y electrólisis.



Fig. 3 Corrosión por hendidura circunferencial

Nota: fuente <https://www.dreim.com/es/2022/02/07/reconocer-y-prevenir-la-corrosion-por-hendiduras/>

A continuación, se describen brevemente los diferentes tipos de corrosión:

Corrosión interna (aplicable en picaduras y grietas)

La concentración de oxígeno, la dureza del agua, la existencia de microorganismos, la velocidad del fluido, la arquitectura de las tuberías y la selección incorrecta de la dosis del inhibidor de corrosión son los principales culpables.[7]



Fig. 4 Corrosión interna

Nota: fuente <https://www.la.nch.com/corrosioacuten-por-picadura-o-lquopittingrdquo>

Corrosión externa (aplicable en picaduras y grietas)

En el caso de las plantas ubicadas cerca de la costa, la corrosión externa es un problema importante porque la sal del agua evaporada puede corroer el exterior de las tuberías de metal. En algunas partes de México, las plantas pintan sus tuberías exteriores una vez al año para preservar su superficie.[7]



Fig. 5 Corrosión externa

Nota: fuente <https://www.corzan.com/es-mx/blog-sp/como-eliminar-corrosion-de-tuberias-en-aplicaciones-industriales>

Corrosión Inducida por Microbiológicos (MIC)

Fenómeno bioelectroquímico en materiales metálicos, que genera una pérdida localizada de metal por efecto de la adhesión a las superficies donde se acumulan productos ligados a los procesos metabólicos de organismos vivos como bacterias, algas u hongos (microbiológicos). Un ejemplo de este tipo de seres vivos pueden ser las bacterias BSR.

Las siglas BSR hacen referencia al tipo de bacteria reductora de sulfato (sésiles). Las bacterias reductoras de sulfato son organismos que realizan un proceso de reducción del sulfato a través de su actividad metabólica, transformándolo en sulfuro de hidrógeno (H_2S) bajo la biopelícula producida sobre la superficie del metal.



Fig. 6 Corrosión por MIC

Nota: fuente <https://www.dreiym.com/es/2022/07/11/causas-comunes-de-la-corrosion-por-influencia-microbiologica/>

Corrosión general

El tipo de corrosión más común, que también es el más sencillo de identificar y evitar. Si bien no es común, es poco común que la corrosión general produzca fallas catastróficas. Debido a esto, la corrosión general se considera menos como una preocupación importante y más como una preocupación cosmética. La corrosión general afecta la superficie de un metal de manera bastante uniforme. El cálculo de la presión de servicio debe tener en cuenta el retroceso gradual del espesor de la pared del componente.[6]

La superficie del acero al carbono se deteriora en un entorno marino o corrosivo, lo que hace que crezca una capa de óxido. Esta capa se espesa con el tiempo y finalmente se desprende, lo que permite la formación de una nueva capa.[6]

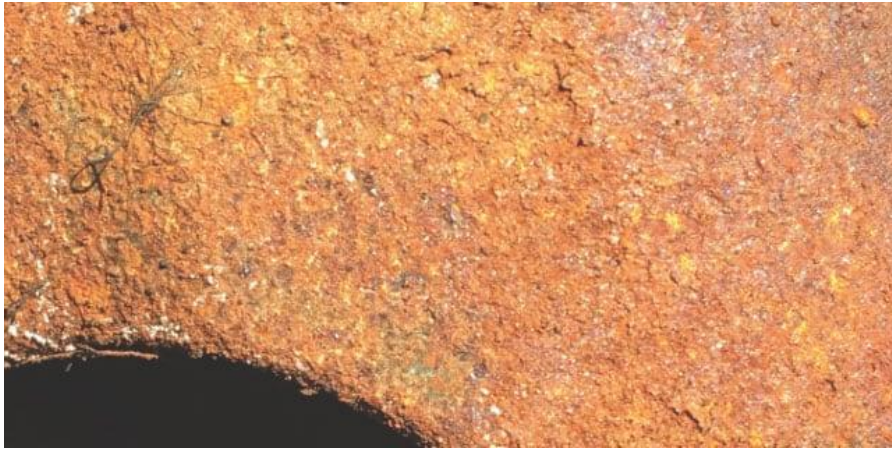


Fig. 7 Corrosión general

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types#uniform>

Corrosión por pitting

Se refiere a la formación de varias cavidades en la superficie del metal, delimitadas a un área pequeña, que perforan la pared de la tubería, normalmente se encuentra en zonas con alto contenido de cloruros a altas temperaturas. A medida que se degrada la capa de óxido pasivo del material, también conocida como capa de óxido protectora, el metal se vuelve vulnerable a la pérdida de electrones. Como resultado, el hierro del metal se disuelve en la parte más anódica de la grieta y luego se extiende hacia la parte superior para formar óxido u óxido de hierro. La concentración de solución de cloruro de hierro dentro de una grieta puede aumentar a medida que se profundiza y, con el tiempo, volverse ácida. Las fugas, las perforaciones en las paredes de las tuberías y las grietas se propagan más rápidamente como resultado de estas modificaciones.[6]

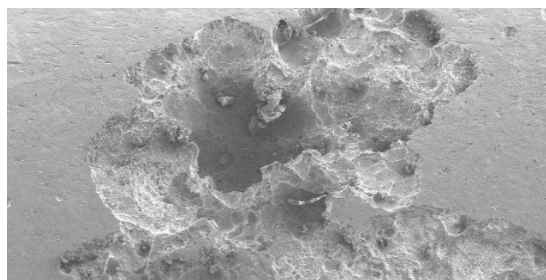


Fig. 8 Pitting

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types>

Corrosión galvánica

Cuando materiales con diferentes potenciales de electrodo entran en contacto entre sí en presencia de un electrolito, se produce corrosión galvánica. La capa pasiva del acero inoxidable se forma espontáneamente cuando el metal entra en contacto con el aire, con lo que se evita la corrosión. Gracias a la capa pasiva, el material se vuelve menos propenso a la corrosión y más noble. El índice anódico, que expresa la diferencia de potencial o voltaje de los metales medidos en agua de mar frente a un electrodo estándar, se puede utilizar para determinar la compatibilidad de los metales.[6]



Fig. 9 Corrosión galvánica

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types#galvanic>

Stress corrosión cracking (SCC)

Debido a que puede arruinar un componente a niveles de tensión inferiores a la resistencia a la tracción de una aleación, el quiebre por corrosión bajo tensión (SCC, por sus siglas en inglés de stress corrosión cracking) es sumamente perjudicial, aún más si tenemos en cuenta lo difícil que es predecir un fallo por este tipo de fenómenos. Los aceros inoxidables austeníticos son susceptibles a la SCC cuando hay iones de cloruro presentes. En la punta de la grieta, donde la tensión de tracción es más alta, los iones interactúan con el material para promover la propagación de la grieta. Puede ser difícil de identificar durante el proceso y la falla final puede ser una sorpresa.[6]

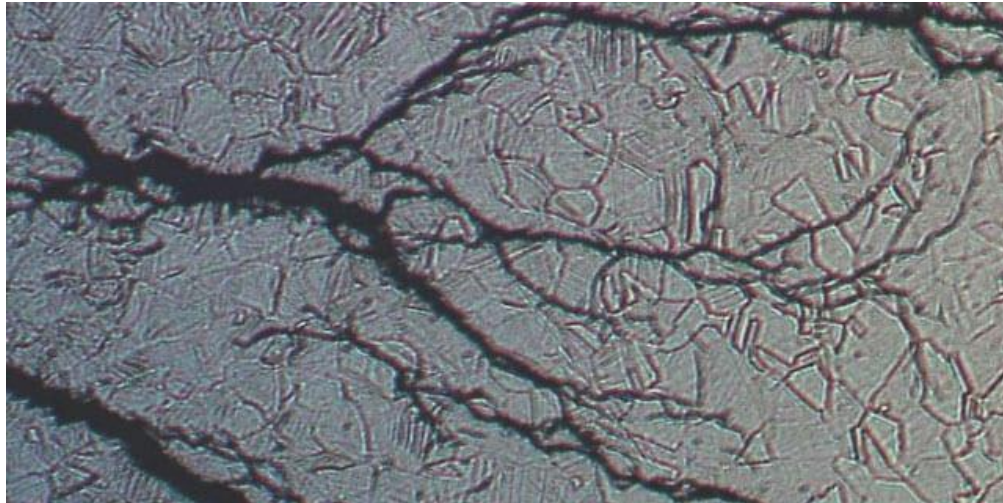


Fig. 10 SCC

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types#stress>

SCC de Sulfuros a Alta Presión Parcial de Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

Corrosión bajo tensión de sulfuros La corrosión bajo tensión por sulfuro (SSC), comúnmente conocida como agrietamiento, es la degradación del metal provocada por la interacción entre la humedad y el sulfuro de hidrógeno (H₂S). Cuando hay agua presente, el H₂S es extremadamente cáustico. Debido a los efectos combinados de la corrosión y la tensión de tracción, esta situación puede debilitar el material e inducir el agrietamiento. [6]

Cuando aumenta cualquiera de los siguientes factores, existe una mayor probabilidad de SSC:

- El metal debe ser susceptible a SSC.
- El entorno debe tener un alto contenido de azufre (HS).
- Las tensiones de tracción aplicadas y residuales deben ser mayores que el valor crítico.

En comparación con los materiales menos propensos a SSC, existe una mayor probabilidad de SSC cuando se combinan mayores cantidades de las siguientes características:

- Resistencia a la tracción y dureza del material.
- Concentración de iones de hidrógeno (pH más bajo).
- Presión parcial de H₂S

- Resistencia total a la tracción (aplicada + residual).
- Tiempo de exposición.
- El riesgo de SSC aumenta a bajas temperaturas cuando los materiales tienden a ser menos dúctiles.



Fig. 11 SCC alto H₂S

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types#sour-gas>

Corrosión Intersticial Localizada en Entornos con contenido de cloro

En un sistema de fluidos normal, se pueden encontrar huecos debajo de los depósitos y los residuos en las superficies, entre los tramos de tuberías adyacentes y entre la tubería y los soportes o bridas de la tubería. En las instalaciones de tuberías, los huecos son casi difíciles de evitar y presentan el mayor peligro de corrosión cuando son extremadamente delgados.[6]

De manera similar a la corrosión por picaduras, la corrosión intersticial comienza cuando se rompe la capa de óxido pasivo protectora del metal. La desintegración favorece la aparición de pequeñas grietas. Las grietas se extienden por la superficie del hueco a medida que se hacen más profundas y grandes. La tubería puede acabar perforando. La corrosión por picaduras se produce a temperaturas sustancialmente más altas que las intersticiales.[6]

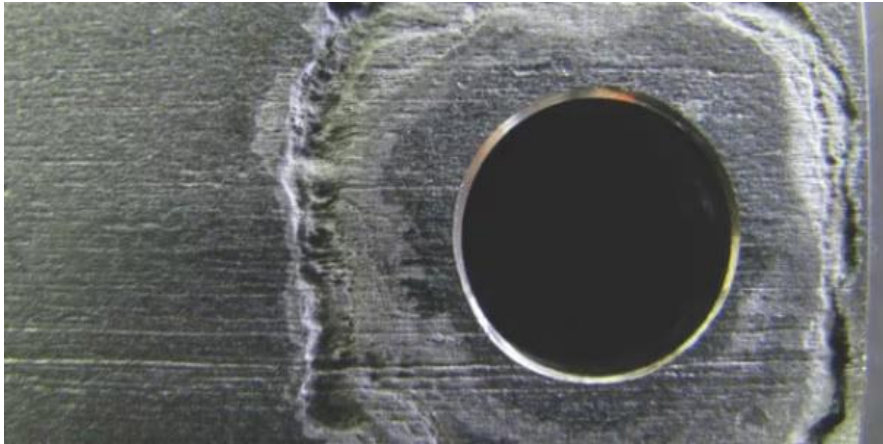


Fig. 12 Corrosión intersticial

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types>

Corrosión intergranular

Tenga en cuenta que todos los metales están compuestos de granos sueltos para comprender la corrosión intergranular (IGC). Los átomos se organizan metódicamente en una red tridimensional dentro de cada grano. La IGC apunta al material en los límites de grano, o los puntos donde convergen los granos constituyentes del metal.[6]

Los límites de grano pueden experimentar la formación de carburos durante la soldadura, el tratamiento térmico o la exposición a altas temperaturas. Con el tiempo, estas precipitaciones de carburo pueden aumentar de tamaño. La distribución uniforme de los elementos constituyentes del metal se ve alterada por la formación de carburo, lo que agota el material cerca de los límites de grano de elementos esenciales como el cromo. Las grietas intergranulares pueden ocurrir cuando las áreas empobrecidas en cromo son atacadas por fluidos corrosivos (como ácidos). Debido a que estas fracturas pueden propagarse por todo el material y pasar desapercibidas, la IGC es un tipo de corrosión riesgosa.[6]

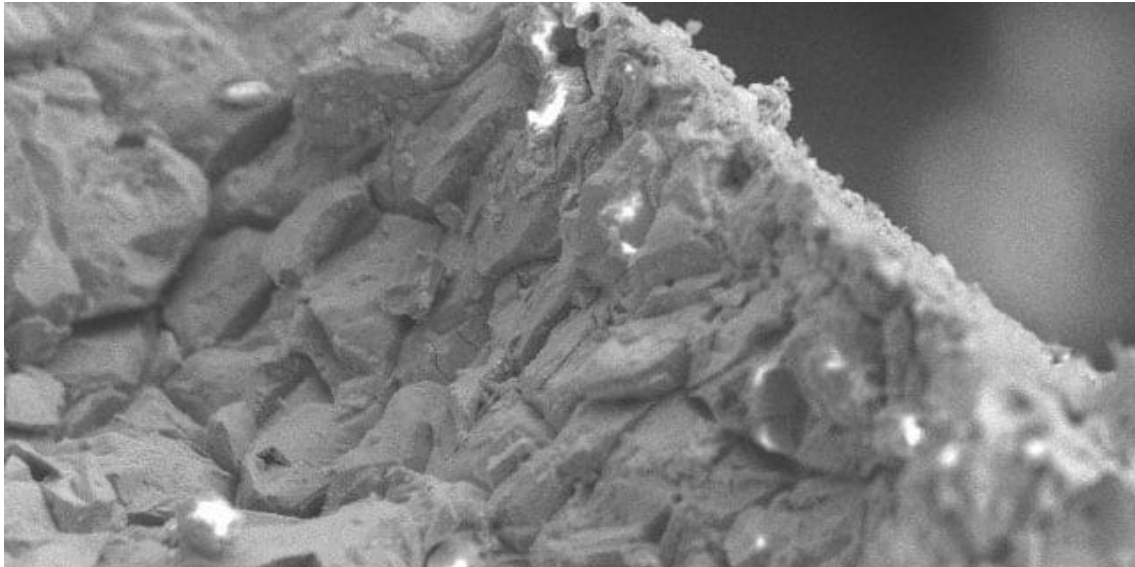


Fig. 13 Corrosión intergranular

Nota: fuente <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types#intergranular>

B. Estables en el tiempo

Las amenazas que dependen de un único momento en el tiempo y que deben ser atendidas durante la operación son aquellas que se consideran estables en el tiempo, ya que las acciones correctivas solo se pueden tomar en el momento en que la amenaza se materializa, como por ejemplo durante la producción de materiales, la construcción del gasoducto o la elección e instalación de accesorios y equipos.

Toda la documentación del momento en que se llevaron a cabo estas actividades debe conservarse porque, si bien su análisis y aprobación adecuada se debió realizar en su momento, es crucial determinar si un fallo en la integridad depende de estas consideraciones preliminares, ya que las amenazas que plantean estas actividades son estables en el tiempo.

Defectos de fábrica

Este peligro tiene en cuenta todas las características de fabricación de las tuberías y accesorios, como las pruebas de resistencia a la tracción, las pruebas metalográficas y los controles de calidad según las diversas normas que se aplican en cada situación. Además, el origen de la tubería, los tratamientos térmicos a los que fue sometida, los tipos de recubrimientos que recibió y la calidad del producto final.

Si existe una costura de soldadura longitudinal en la tubería, se requieren radiografías y documentación de las inspecciones que se le realizaron.

Dado que pueden existir cambios en el Schedule, el diámetro o incluso el fabricante (fecha de producción y lote) de la tubería, toda esta documentación debe estar evidente en los segmentos de la tubería donde se instaló cada tipo de tubería.

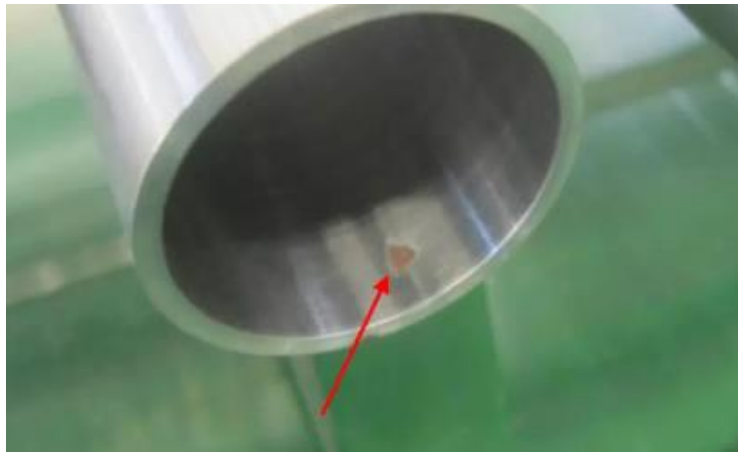


Fig. 14 Anomalía por manufactura

Nota: fuente <https://proqc.com.mx/blog/lista-de-verificacion-calidad-mecanica/>

Equipos y accesorios

En la selección de los accesorios se deben tener en cuenta todos los elementos y equipos relacionados con el correcto funcionamiento de un gasoducto. Es decir, desde el inicio hasta el final de cada segmento del gasoducto, se encuentran las estaciones de cruce, bypasses, city gates, los colectores, las trampas de lanzamiento y recepción, los sistemas de protección catódica, las estaciones de monitoreo y señalización.

En esta situación, es fundamental contar con un inventario completo de todos los equipos y accesorios conectados al gasoducto, junto con información sobre cuándo se fabricó, se instaló, dónde se encuentra exactamente, cualquier mal funcionamiento o modificación y sus especificaciones técnicas.



Fig. 15 Elementos del City gate

Nota: fuente COINOGAS S.A. ESP

C. *Independientes del tiempo*

Las amenazas que están dentro de esta clasificación son aquellas que pueden ocurrir de manera repentina, es decir, en cualquier momento del tiempo sin tener que ver con situaciones pasadas, siendo estas impredecibles. Dentro de las amenazas dependientes del tiempo se encuentran los daños ocasionados por terceros, fallas por operaciones incorrectas y las geo amenazas.

Daños por terceros

Los daños mecánicos o por terceros son aquellas anomalías que pueden generar fallas ocasionadas por la intervención de agentes externos, en las cuales se deben tener en cuenta las actividades de mitigación que consiste en mayor medida en monitoreo constante de todo el sistema a evaluar, para ello se debe analizar patrullajes periódicos del DDV, estaciones de monitoreo, señalización, cruces especiales, conexiones ilegales, puntos con expuestos a erosión o actividades que puedan afectar la tubería como excavaciones.

Es importante para un programa de gestión de integridad donde el gasoducto este enterrado, tener un plan de comunicación en el cual se puedan transmitir datos e información pertinente sobre el ducto que atraviesa sus propiedades, que no se pueden realizar obras civiles en ese terreno para evitar daños mecánicos producto, del uso de maquinaria pesada o trabajos manuales, por lo que se deben tener identificados los puntos de interés, áreas de futura expansión social con construcciones ya sea de carácter residencial o industrial y de alta consecuencia de tal manera que se pueda tener un panorama completo con el fin de aplicar las distintas

medidas de mitigación correspondiente a los parámetros planteados en las normas ASME B31.8 y B31.8s.



Fig. 16 Class Location Yopal

Nota: fuente Informe Geográfico fotografía aérea e ingeniería

Operación incorrecta

Al igual que cualquier maquinaria o equipo, los gasoductos son vulnerables a un funcionamiento inadecuado, ya que un funcionamiento deficiente somete a una tensión excesiva a las piezas, accesorios y equipos, lo que en última instancia conduce a una falla. Por este motivo, debe pensar en documentar los parámetros de funcionamiento, como la temperatura, la presión, el caudal, la velocidad del flujo y la calidad del gas transportado. Cualquier variación o fluctuación en estos parámetros ayuda a determinar si el gasoducto está funcionando correctamente y también proporciona información sobre la propagación de otras amenazas, como las que dependen del tiempo.

Geo amenazas

La mera existencia de un activo en el medio ambiente requiere de una consideración especial, ya que tiene el potencial de dañarlo. Por este motivo, se debe estudiar el entorno y el clima de cada gasoducto para identificar las medidas que se deben adoptar para convivir con el medio ambiente.

Los gasoductos deben diseñar su trazado para dar cabida a una variedad de condiciones climáticas y geográficas, debido a las características geográficas del territorio colombiano. Por ello, se debe mantener documentación topográfica de todo

el trazado y una descripción del desarrollo climatológico al que está expuesto el gasoducto. Para determinar si estos factores pudieron haber afectado al gasoducto, se deben mantener registros en el tiempo de movimientos telúricos, deslizamientos, avalanchas, incrementos de caudales de fuentes hídricas, épocas de invierno y verano, entre otros comportamientos. A pesar de que este peligro es independiente del tiempo, el registro del comportamiento de estos elementos puede darnos los medios para detener el daño.



Fig. 17 Remoción en masa sobre el DDV

Nota: fuente Técnicos de COINOGAS S.A. ESP

VII. RECOLECCIÓN, ANALISIS Y ORGANIZACIÓN DE DATOS

En primer lugar, es necesario establecer y recopilar los datos y la información que describen los segmentos y las amenazas potenciales. Los datos integrados se examinan para determinar el estado actual del gasoducto, señalar las posibles ubicaciones que amenazan la integridad y evaluar los impactos operativos, ambientales y públicos.

Es importante tener a la mano información sobre operación, mantenimiento, patrullaje (recorrido del derecho de vía DDV), diseño, historial de fallas y preocupaciones, que sea analizable independientemente en cada segmento o sistema del gasoducto. También incluyen condiciones o acciones que afectan el aumento del defecto (deficiencias en la protección catódica), reduzcan las propiedades de la tubería (soldadura de campo) o se relacionan con la introducción de nuevos defectos (excavación cercana).[5]



Fig. 18 Personal de invias limpieza de cunetas, 19 de julio 2024 PK 11+400

Nota: fuente Técnicos de COINOGAS SA ESP

Identificar los acontecimientos y/o las condiciones específicas para la localización que podrían conducir a una falla de la tubería y proporciona una comprensión de la probabilidad y de las consecuencias de un acontecimiento. El producto de las valoraciones de riesgo debe incluir la naturaleza y localización de los riesgos más significativos de la tubería.

El código B31.8 maneja el riesgo para la integridad de tuberías ajustando factores de diseño y seguridad, e inspección y frecuencias del mantenimiento. A continuación, se describe cómo determinar el área que es afectada por una falla de la tubería (área potencial de impacto) para evaluar consecuencias potenciales de un evento con gas natural.

$$r = 0.69 * D\sqrt{p}$$

- D= diámetro exterior de la tubería, pulg (mm).
- p= presión de operación máxima permitida en el segmento de tubería (MAOP), psi (kPa).
- r= radio circulo de impacto, pie (m).

Se pueden considerar otros factores tales como la profundidad de entierro de la tubería, lo que reduce su área de impacto, y el conteo de viviendas para determinar las consecuencias relativas.

Los factores para considerar en la evaluación de las consecuencias dentro de la zona de impacto:

- Densidad poblacional
- Proximidad de población en la tubería
- Proximidad de población con movilidad limitada.
- Daños a la propiedad.
- Daños ambientales.
- Efectos de fugas de gas sin ignición.
- Seguridad del suministro (impacto de la interrupción del servicio).
- Convivencia y necesidad pública.
- Potencial de fallas secundarias.

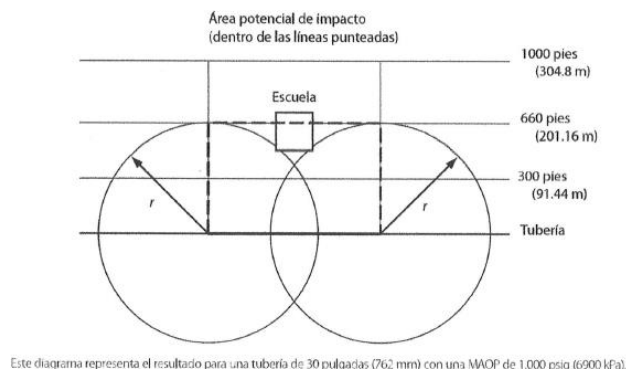


Fig. 19 Área potencial de impacto

Nota: fuente ASME B31.8s

A. ANÁLISIS CLASS LOCATION

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, COINOGAS S.A. ESP realizó la gestión para que un contratista realizará el levantamiento de un class location alrededor de todo el DDV del gasoducto, con el fin de mapear y registrar todas las edificaciones que estén cerca del gasoducto, las cuales pueden llegar a ser de alta consecuencia debido a que se encuentran dentro del rango de impacto calculado por la fórmula de rango de impacto en caso de una explosión causada por la liberación de la presión interna del ducto.

Sin embargo, este análisis no se realizó basándose ni en la norma ASME B31.8 ni en la B31.8s, siguen los lineamientos establecidos por las normas vigentes NTC 3728 (Clases de localidad) y NTC 5747 (Áreas de alta consecuencia) se procede a realizar la clasificación del gasoducto objeto de estudio.

$$r = 0,69 * 6 * \sqrt{1200}$$

$$r = 143,40 \text{ pies} \stackrel{o}{\Rightarrow} r = 43,71 \text{ metros}$$

En donde

0,69 es el factor para gas natural

d = diámetro externo del tubo, en pulgadas

p = máxima presión de operación permisible (MAOP) para el segmento evaluado, en psig

r = radio de impacto potencial, en pies

Las edificaciones son todas aquellas estructuras o cerramientos ubicados dentro del área correspondiente al estudio.

Se clasifican de forma general en:

- EDOH:** Edificación destinada a ocupación humana en donde la gente trabaja o vive.
- No EDOH:** Construcciones o edificaciones que no cumplen con las condiciones anteriores.
- Sitio Identificado:** Áreas o lugares abiertos (al aire libre) o cerrados, ubicados en el área de influencia del estudio, en los que existe una alta densidad de personas durante espacios de tiempo considerables.
- Invasiones:** Son aquellas edificaciones que se encuentran dentro del DDV del ducto.

El análisis a detalle del class location se presenta dentro del **anexo 1**. Sin embargo, se relaciona a continuación el resumen de las clasificaciones más relevantes dando paso primero a los sitios identificados:

TABLA 1
LISTADO DE EDIFICACIONES CON ALTA CONCURRENCIA

PK	Tipo	Nombre	4 pisos	Estado	Unidades	Este	Norte
01+842	Tienda	Doña Hermencia	No	Ocupado	1	1180486	1092109
01+872	Tienda	La Guamalera	No	Ocupado	1	1180475	1092075
02+219	Coliseo	Coliseo	No	Ocupado	1	1180654	1091774
06+158	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1182667	1088740
06+195	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1182700	1088722
06+437	Acueducto	Acueducto	No	Ocupado	1	1182788	1088428
07+216	Restaurante	Delikiosco	No	Ocupado	1	1183275	1087924
07+988	Acueducto	Acueducto	No	Ocupado	1	1183847	1087399
08+412	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1183924	1086926
08+424	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1183974	1086953
08+574	Coliseo	Coliseo	No	Ocupado	1	1184073	1086863
09+021	Iglesia	Iglesia Nuestra Señora de Las Mercedes	No	Ocupado	20	1184203	1086508
10+144	Tienda	Tienda Doña Mery	No	Ocupado	1	1184463	1085459
10+155	Restaurante	Piqueteadero La Cabuya	No	Ocupado	1	1184514	1085418
10+761	Cruce con vía principal	Cruce vía	No	Ocupado	1	1185111	1085251

PK	Tipo	Nombre	4 pisos	Estado	Unidades	Este	Norte
10+922	Hotel	Mi Refugio, Granja Ecoturistica	No	Ocupado	20	1185267	1085290
11+432	Hotel	Finca Hotel Salem	No	Ocupado	20	1185698	1085324
14+787	Restaurante	La Curiara	No	Ocupado	1	1187452	1083798
14+872	Hotel	Estadero Pueblito Llanero	No	Ocupado	1	1187422	1083709
14+916	Cancha	Canchas Sinteticas Soccer Five	No	Ocupado	1	1187422	1083664
14+916	Restaurante	JIPI-JAPA	No	Ocupado	1	1187278	1083647
14+916	Conjunto Residencial	Conjunto Residencial	Si	Ocupado	150	1187359	1083620
14+959	Cancha	Canchas Sinteticas Copa Mundo	No	Ocupado	1	1187675	1083704
15+119	Policia	Policia Metropolitana de Yopal	No	Ocupado	40	1187682	1083525
15+120	Conjunto Residencial	Caminos de Sirivana	Si	Ocupado	250	1187485	1083462
15+131	Conjunto Residencial	Conjunto Residencial	No	Ocupado	32	1187444	1083437
15+353	Conjunto Residencial	Torres de Cubaro	Si	Ocupado	120	1187565	1083242

PK	Tipo	Nombre	4 pisos	Estado	Unidades	Este	Norte
15+717	Educativo	Liceo Moderno Celestin Freinet	Si	Ocupado	200	1187770	1082903
15+897	Centro Comercial	Homecenter	Si	Ocupado	200	1187993	1082868
15+908	Conjunto Residencial	Conjunto Residencial	Si	Ocupado	256	1187875	1082759
15+929	EDS	Rivarca Center	No	Ocupado	1	1188109	1082917
16+105	Iglesia	Iglesia Vida Asambleas de Dios	No	Ocupado	20	1188000	1082608
16+145	Restaurante	La Casa de Eyha	No	Ocupado	1	1188022	1082577
16+179	Institucional	Casa de Justicia Yopal	No	Ocupado	20	1188014	1082527
16+197	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1188079	1082550
16+223	Balneario	Parque Acuatico Nacua	No	Ocupado	50	1188220	1082632
16+384	Iglesia	Consolidacion Vida a Las Naciones	Si	Ocupado	50	1188245	1082448
16+499	Restaurante	Kokoripollo	No	Ocupado	1	1188418	1082375
16+537	Iglesia	Iglesia del Espiritu Santo	No	Ocupado	20	1188087	1082254
16+575	EDS	Biomax	No	Ocupado	1	1188207	1082249
16+592	Restaurante	Asadero El Chavito	No	Ocupado	1	1188133	1082199

PK	Tipo	Nombre	4 pisos	Estado	Unidades	Este	Norte
16+606	Bar	Cirlito Lindo	No	Ocupado	1	1188172	1082197
16+726	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1188209	1082087
16+785	Micromercado	Micromercado	No	Ocupado	10	1188457	1082083
16+931	Parque	Parque	No	Ocupado	10	1188180	1081866
17+034	Educativo	Colegio	No	Ocupado	200	1188256	1081731
17+057	Cancha	Cancha	No	Ocupado	1	1188258	1081703
17+431	Hotel	Motel Amoblados Aeropuerto	No	Ocupado	20	1188310	1081432
17+431	Institucional	Centro de Desarrollo Infantil Compartir	No	Ocupado	20	1188296	1081572

TABLA 2
LISTADO DE INVASIONES AL DDV

Vereda	PK	Tipo	Clas e	4 pisos o mas	Estado	Unidades Habitables	Este	Norte	CLASE
Guamale ra	01+331	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1180379, 75	1092589,52	clase 3
Guamale ra	01+459	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1180423, 83	1092469,31	clase 3
Guamale ra	01+638	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1180471, 38	1092297,84	clase 3

Vereda	PK	Tipo	Clase	4 pisos o mas	Estado	Unidades Habitables	Este	Norte	CLASE
Guamale ra	02+526	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1180826, 54	1091569,45	clase 3
Guamale ra	04+642	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1182175, 92	1090113,57	clase 2
Guamale ra	05+806	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1182498, 32	1089050,84	clase 3
Guamale ra	05+816	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1182502, 08	1089041,43	clase 3
Guamale ra	05+828	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1182505, 1	1089029,93	clase 3
Guamale ra	05+900	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1182532, 82	1088962,79	clase 3
Guamale ra	06+017	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1182563, 06	1088852,23	clase 3
Guamale ra	08+295	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1183969, 05	1087119,58	clase 3
La Vega	08+941	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1184181, 86	1086582,91	clase 3
La Vega	08+960	Vivienda	EDO H	No	Ocupado	1	1184186, 56	1086564,14	clase 3

Vereda	PK	Tipo	Clase	4 pisos o mas	Estado	Unidades Habitables	Este	Norte	CLASE
La Vega	08+970	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184188,42	1086554,3	clase 3
La Vega	08+983	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184193,71	1086542,47	clase 3
La Vega	09+018	Iglesia	Sitio Identificado	No	Ocupado	20	1184202,87	1086507,83	clase 3
La Vega	09+044	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184211,36	1086483,92	clase 3
La Vega	09+055	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184213,82	1086473,41	clase 3
La Vega	09+063	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184216,06	1086465,14	clase 3
La Vega	09+073	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184219,18	1086455,53	clase 3
La Vega	09+080	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184220,3	1086448,61	clase 3
La Vega	09+086	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184221,64	1086442,8	clase 3

Vereda	PK	Tipo	Clase	4 pisos o mas	Estado	Unidades Habitables	Este	Norte	CLASE
La Vega	10+121	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184577,99	1085545,16	clase 3
La Vega	10+133	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184582,21	1085533,24	clase 3
La Vega	10+928	Hotel	Sitio Identificado	No	Ocupado	20	1185266,79	1085290,41	clase 3
Area Urbana Yopal	14+776	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1187423,83	1083794,3	Clase 3

Para efecto de clasificación del ducto se utiliza la metodología de milla deslizante y se aplican los conceptos establecidos en la NTC 3728 para dicha categorización como se enuncia a continuación:

Localidad Clase 1: Es cualquier sección de 1600 m de longitud que tiene 10 o menos edificaciones destinadas a ocupación humana (EDOH).

Localidad Clase 2: Es cualquier sección de 1600 m de longitud que tiene más de 10, pero menos de 46 edificaciones destinadas a ocupación humana (EDOH).

Localidad Clase 3: Es cualquier sección de 1600 m de longitud que tiene 46 o más edificaciones destinadas a ocupación humana (EDOH), excepto cuando prevalece una localidad clase 4.

Localidad Clase 4: Es cualquier sección de 1600 m de longitud que tiene 46 o más edificaciones destinadas a ocupación humana (EDOH), donde más del 50% de estas tienen más de 4 pisos, donde el tráfico es pesado y/o denso y donde puede haber numerosas redes de otros servicios enterradas.

Para la definición de fronteras se toman en cuenta los criterios de agrupamiento (Cluster) que se definen como grupos de edificaciones destinadas a ocupación humana que están cercanamente espaciados y que daría como resultado un notable y claro incremento en la densidad de edificios con respecto a las áreas circundantes, como ejemplo de este criterio se pueden tomar urbanizaciones o grupos de casas en sitios despoblados o zonas de camping.

A continuación, se presentan los resultados del estudio:

TABLA 3
LISTADO DE ZONAS DE ALTA CONSECUENCIA

LOCACIÓN			2023			
PK INICIAL (m)	PK FINAL (m)	VEREDA	LONGITUD DEL TRAMO (m)	UNIDADES (IMPACTO)	CLASE	
-0,905	900	La Cabaña	900	4	CLASE 1	
900	2838	La Cabaña	1938	117	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA
2838	3110	Guamalera	272	0	CLASE 1	
3110	5140	Guamalera	2030	12	CLASE 2	
5140	5507	Guamalera	367	0	CLASE 1	
5507	6836	Guamalera	1329	104	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA
6836	7087	Guamalera	251	0	CLASE 1	
7087	9489	Guamalera	2402	277	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA
9489	9836	La Vega	347	0	CLASE 1	
9836	11724	La Vega	1888	120	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA
11724	14554	Buena Vista Baja	2820	6	CLASE 1	
14554	17663,623	Area Urbana Yopal	2887	3342	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA
TOTAL				3982		
CRECIMIENTO				798		
ALTA CONSECUENCIA				3960		

ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA

Son áreas localizadas en una línea de gas natural, en donde una fuga o una ruptura de la tubería puede afectar severamente zonas densamente pobladas en forma permanente o esporádica.

Para la correcta definición de estas áreas se deben tener en cuenta los siguientes conceptos:

Sitios Identificados: A partir de la definición previamente presentada se deben tener en cuenta los siguientes criterios para su clasificación:

Un área exterior o estructura abierta que es ocupada por 20 o más personas por lo menos durante 50 días, en un periodo de 12 meses (los días y semanas no son necesariamente consecutivos)

- Balnearios
- Estadios
- Canchas
- Parques

Una EDOH que es ocupada por 20 o más personas por lo menos durante 50 días, en un periodo de 12 meses (los días y semanas no son necesariamente consecutivos).

- Monasterios
- Tiendas
- Supermercados
- Iglesias
- Estaciones de policía
- Hotel / Motel

Una edificación o instalación ocupada por personas que se encuentran confinadas, tienen movilidad limitada o puede ser difícil su evacuación.

- Cárceles
- Hospitales
- Colegios
- Guarderías
- Ancianatos

En consideración de lo anterior se especifican los siguientes criterios para identificación de áreas de alta consecuencia.

- Clases de localidad 3, de acuerdo con la NTC 3728.
- Clases de localidad 4, de acuerdo con la NTC 3728.
- Clases de localidad 1 o 2, donde el radio de impacto potencial (RIP) es mayor de 200 metros, y el área dentro del círculo de impacto potencial contienen 20 o más EDOH.
- Clases de localidad 1 o 2, donde el círculo de impacto potencial contiene un sitio identificado.
- Zonas de alto o denso tráfico vehicular.

TABLA 4
CANTIDAD DE METROS DE ABARCA CADA CLASE

CLASES	(m) totales	%
CLASE 1	4957	28
CLASE 2	2030	12
CLASE 3	10444	60
TOTAL	17431	100,0

TOTAL, DE INVASIONES	26
-------------------------	----



Fig. 20 Clases Floreña a PK 6

Nota: fuente Class location del DDV de COINOGAS



Fig. 21 Clases PK 6 a PK 11

Nota: fuente Class location del DDV de COINOGAS



Fig. 22 Clases PK 11 a PK 14

Nota: fuente Class location del DDV de COINOGAS



Fig. 23 Clases PK 14 a City gate Yopal

Nota: fuente Class location del DDV de COINOGAS

B. INSPECCIÓN IN LINE (ILI)

La herramienta ILI (smart pigs) inicialmente fue concebida para la industria de los ductos en los años 70s con el fin de detectar corrosión y deformaciones en tuberías; sin embargo, a lo largo de los años y con los distintos avances tecnológicos han mejorado su rango, aplicabilidad y exactitud a la hora de realizar mediciones; además de que se puede equipar con otro tipo de herramientas para determinar datos y hacer inspección de diferentes tipos de anomalías. La incertidumbre y fiabilidad varía según cada herramienta, condiciones de la tubería, y otros factores. Al “correr” un programa ILI, el operador deberá evaluar las capacidades de las herramientas disponibles para la inspección y formular un plan para verificar los resultados.

Hoy en día, el uso de la herramienta ILI es un procedimiento estándar para la recolección de información requerida para la evaluación de integridad y estudios de ajustados a requerimientos (fitness for purpose). Su mayor trabajo es proporcionar exactitud sobre información geométrica acerca de la longitud, anchura, profundidad, orientación y localización del defecto. La más grande ventaja del ILI es su capacidad de evaluar la circunferencia entera de la tubería mientras el ducto sigue en operación. La selección de la herramienta y la exactitud es vital para el éxito de la actividad, y esto es importante para entender las fortalezas y debilidades de la herramienta de inspección; y tenemos que ser conscientes de eso cuando los hacemos parte del kit de herramientas de evaluación de defectos.

Normalmente, el operador de la tubería debe responder las preguntas realizadas por el proveedor de ILI que debe enumerar los parámetros de medición de defectos (la especificación del tamaño del defecto debe ser menor que el tamaño del defecto que se quiere encontrar) y la diferenciación de los tipos de anomalías. Al seleccionar la herramienta para realizar la corrida del ILI, se realiza una revisión de las características de la tubería a evaluar (grado de acero, tipo de soldaduras, longitud, diámetro, espesor de pared, perfiles de elevación, etc.) y evidentemente las anomalías que se quieren hallar al usar esta herramienta entre las cuales encontramos las anomalías de pérdida de metal, quiebres, cambios en la geometría de la tubería, cambios metalúrgicos, etc.; además de un mapeo de los componentes presentes en todo el tramo de tubería evaluado.

Detalles de la línea

línea	EPF Floreña – City Gate Yopal
lanzamiento	EPF Floreña
recepción	City Gate Yopal
diámetro nominal	06 pulgadas
producto	Gas
longitud*	18.02 km
año de construcción	2005
tipo de tubería**	Sin costura
grado de acero**	API 5L X42
espesor nominal**	7.11 mm
MAOP**	8.27 MPa (1,199.46 PSI)
presión de diseño**	15.17 MPa (2,200.22 PSI)
SMYS**	289.58 MPa (42,000.01 PSI)
SUTS**	413.69 MPa (60,000.64 PSI)
radio mínimo de curvatura***	Ninguna curva < 20D
historial ILI	Inspección ILI en 2015 por ROSEN

*en desvío de lo informado por el cliente. La distancia total registrada por la herramienta fue de 17.664 km

**confirmado por el cliente

***registrado

Fig. 24 Información de tubería para ILI

Nota: fuente ILI realizado por Rosen para COINOGAS S.A. ESP

La empresa Perenco, en conjunto con Coinogas, con el fin de enfocarse en la integridad del gasoducto Floreña-Yopal realizaron una evaluación de anomalías usando la herramienta ILI, enfocada en la detección de anomalías de pérdida de material (internas y externas), anomalías geométricas (arrugas y abolladuras) y anomalías por manufactura. Tomando en cuenta los datos obtenidos por la herramienta; como parte de las practicas se realizó un análisis y caracterización de cada uno de los descubrimientos hechos.

La Inspección se concluyó satisfactoriamente y los resultados principales de esta inspección en la línea pueden resumirse de la siguiente manera:

- En total, 13 indicaciones de pérdida de metal con una pérdida de espesor calculada por encima del límite determinado han sido registradas.
- 11 anomalías han sido clasificadas como anomalías de pérdida de metal externas causadas por corrosión, 2 anomalías han sido clasificadas como anomalías de pérdida de metal internas causadas durante el proceso de manufactura.

La pérdida de espesor máxima de anomalías no reparadas es calculada con 36 % de pérdida de espesor. Además, nueve (9) abolladuras por encima del límite de reporte fueron registradas. La máxima profundidad reportada de una abolladura fue calculada con 8.1% de profundidad con respecto al diámetro exterior.

Adicionalmente, se registraron cuatro (4) anomalías geométricas clasificadas como “arrugas/ondulaciones” y una (1) indicación geométrica clasificada como “otra anomalía”. Finalmente, dos (2) anomalías clasificadas como anomalías reparadas fueron reportadas en esta sección de tubería.

TABLA 5
LISTADO DE ANOMALÍAS SEGÚN ILI

AMENAZAS ILI					
No.	UBICACIÓN	COORDENADAS			ANOMALÍAS
		LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)	
1	5,620	N 05° 26' 28.755"	W 72° 27' 14.187"	570,969	Anomalía / Anomalía - Otra / p. protrusión
2	672,150	N 05° 26' 10.452"	W 72° 27' 07.135"	538,067	Anomalía / Corrosión
3	1534,812	N 05° 25' 48.664"	W 72° 26' 59.034"	488,544	Anomalía / Corrosión
4	1537,094	N 05° 25' 48.594"	W 72° 26' 59.014"	488,628	Anomalía / Corrosión
5	3149,259	N 05° 25' 04.294"	W 72° 26' 37.159"	472,932	Anomalía / abolladura simple / área de CC
6	3704,584	N 05° 24' 48.372"	W 72° 26' 29.593"	462,216	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación
7	4394,645	N 05° 24' 36.175"	W 72° 26' 11.736"	440,844	Anomalía / abolladura simple / área de CC
8	4507,959	N 05° 24' 34.545"	W 72° 26' 08.588"	446,962	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación
9	6086,021	N 05° 23' 51.503"	W 72° 25' 49.557"	429,700	Anomalía / abolladura simple / área de CC
10	9263,432	N 05° 22' 33.010"	W 72° 24' 56.421"	395,581	Anomalía / Anomalía de Manufactura
11	9655,033	N 05° 22' 21.580"	W 72° 24' 54.166"	389,986	Anomalía / Corrosión
12	10429,466	N 05° 22' 01.160"	W 72° 24' 42.302"	388,987	Anomalía / abolladura simple / área de CC
13	10703,843	N 05° 21' 58.850"	W 72° 24' 33.855"	399,592	Anomalía / abolladura simple
14	11191,385	N 05° 21' 55.606"	W 72° 24' 21.381"	439,059	Anomalía / Corrosión
15	11200,412	N 05° 21' 55.683"	W 72° 24' 21.104"	439,488	Anomalía / abolladura simple / área de CC
16	11510,733	N 05° 21' 51.708"	W 72° 24' 12.544"	444,694	Anomalía / Corrosión

AMENAZAS ILI					
No.	UBICACIÓN	COORDENADAS			ANOMALÍAS
		LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)	
17	13046,771	N 05° 21' 31.748"	W 72° 23' 51.112"	378,698	Anomalía / Corrosión
18	14876,789	N 05° 21' 10.522"	W 72° 23' 12.914"	338,770	Anomalía / abolladura simple / área de CC
19	14877,337	N 05° 21' 10.505"	W 72° 23' 12.913"	338,786	Anomalía / abolladura simple / bajo grapa
20	14988,285	N 05° 21' 06.939"	W 72° 23' 12.609"	342,407	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación
21	15020,139	N 05° 21' 05.916"	W 72° 23' 12.512"	344,806	Anomalía / Anomalía de Manufactura / nota 1
22	17589,777	N 05° 19' 53.794"	W 72° 22' 36.323"	321,950	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación

C. ESTUDIO GEOTECNICO

Cuando se tiene un activo rodeado del medio ambiente, lo primero que se debe considerar es que va a ser afectado y dañado por este, por lo tanto, es esencial el estudio del medio y el clima que rodea al gasoducto para poder determinar las medidas que se deben tomar para establecer una convivencia sana con el medio en el que se encuentra.

Por las condiciones climáticas y geográficas del oriente colombiano, presencia cercana de fallas geológicas, ríos y abundantes zonas boscosas; los gasoductos deben tener documentación sobre todos los cambios en el comportamiento de los temblores, fenómenos de remoción en masa, procesos de erosión por fuentes fluviales, tiempos de verano e invierno, entre otros; a través del tiempo con respecto a la tubería para determinar los posibles daños en el ducto.

Los fenómenos de remoción en masa son procesos complejos en todo el sentido de la palabra viéndose reflejado en la variedad de definiciones que tiene, pero para propósitos de este informe, remoción en masa es un término generalmente usado para caracterizar la caída de rocas y sedimentos orgánicos bajo la acción de la gravedad. Los procesos de socavación y erosión lateral corresponden a procesos en los cuales interviene fuentes hídricas; la socavación es una excavación o degradación del fondo y orillas de la fuente hídrica debido a las acciones erosivas que desgastan los suelos.

Cualquier incidente natural, social o técnico que pueda poner en peligro la vida, la propiedad, la salud o el medio ambiente de una comunidad se considera una amenaza, según la Ley 1523 de 2012 de Colombia. Esta cubre calamidades naturales como terremotos, tsunamis, inundaciones, sequías, incendios forestales, enfermedades y otros temas.[9]

Todos los eventos atmosféricos, hidrológicos, geológicos y de incendios que tienen el potencial de afectar negativamente a las personas, sus estructuras y sus actividades debido a su ubicación, intensidad y frecuencia se denominan "amenazas naturales".[8]

Los fenómenos de remoción en masa es el proceso por el cual ocurren desplazamientos de un volumen de suelo, rocas, tierras, detritos o escombros, ladera abajo por la acción de la gravedad o por intervención antrópica de manera súbita o lenta, se presentan frecuentemente en zonas de morfología montañosa y escarpada, donde los

procesos erosivos y la meteorización son intensos, llegando a constituir riesgos geológicos potenciales para las personas y sus bienes económicos.[10]

COINOGAS preocupado por el estado del gasoducto y los procesos que se desarrollan alrededor del mismo, decide realizar un estudio geotécnico enfocado en varios puntos en los cuales, con anterioridad, se han presentado diversos eventos relacionados al clima cambiante, fenómenos de remoción en masa y socavación en los tramos donde el ducto coincide con fuentes hídricas, causando así varios cortes en el suministro de gas desde pocas horas hasta un mes y fugas que han afectado la integridad del gasoducto y las actividades de la empresa.

Las inspecciones se llevaron a cabo el 24 de abril y el 1 de junio de 2024, en respuesta a un período de intensas lluvias en mayo que provocó deslizamientos de tierra e inundaciones en algunas áreas, poniendo en peligro la estabilidad de varios tramos del oleoducto y generando preocupación por la integridad y seguridad del gasoducto.

A continuación, se presenta la relación de los puntos verificados y levantados, mostrando una localización geoespacial y la relación entre puntos antiguos y puntos nuevos levantados.

A partir de la identificación y seguimiento de puntos de interés y puntos críticos, se realiza un análisis de las condiciones geológico-geotécnicas que influyen en el desarrollo de eventos que pueden generar o están generando algún tipo de afectación o interferencia en el DDV del gasoducto de 6" de Floreña al Citygate Yopal.



Fig. 25 Fenómeno de remoción en masa PK 12

Nota: fuente Registro fotografico Coinogas

TABLA 6
CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS MEDIOAMBIENTALES

PK	Coordenadas		TIPO	GRADO DE IMPORTANCIA	GRADO DE AFECTACIÓN	PRIORIZACIÓN
	Latitud (N)	Longitud (O)				
00+850	5°26'6.56"N	72°27'2.64"O	Seguimiento remoción en masa	MEDIO	BAJO	BAJO
00+920	5°26'4.19"N	72°27'0.96"O	Seguimiento Socavación lateral	MEDIO	MEDIO	MEDIA
00+980	5°26'2.36"N	72°26'59.99"O	Seguimiento obras control de remoción en masa	MEDIO	BAJO	BAJO
01+420	5°25'49.66"N	72°26'59.60"O	Seguimiento obras control de remoción en masa	MEDIO	MEDIO	MEDIA
02+750	5°25'14.09"N	72°26'41.90"O	Remoción en masa	ALTO	ALTO	ALTA
03+000	5°25'5.20"N	72°26'37.64"O	Remoción en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
03+200 -	5°24'56.55"N	72°26'34.84"O	Remoción en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
03+250						
03+350	5°24'53.14"N	72°26'33.34"O	Remoción en masa	MEDIO	MEDIO	MEDIA
04+600	5°24'34.03"N	72°26'8.29"O	Seguimiento obras control de remoción en masa y socavación lateral	MEDIO	BAJO	BAJO
04+700	5°24'36.05"N	72°26'10.99"O	Seguimiento procesos de socavación	MEDIO	BAJO	BAJO

PK	Coordenadas		TIPO	GRADO DE IMPORTANCIA	GRADO DE AFECTACIÓN	PRIORIZACIÓN
	Latitud (N)	Longitud (O)				
04+900	5°24'28.63"N	72°25'59.71"O	Seguimiento	ALTO	ALTO	ALTA
05+200	5°24'7.76"N	72°25'56.19"O	Remoción en masa	ALTO	ALTO	ALTA
05+750	5°24'1.71"N	72°25'54.36"O	Remoción en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
08+600	5°22'47.98"N	72°24'59.69"O	Seguimiento obras control de procesos de socavación	MEDIO	BAJO	BAJO
09+100	5°22'30.98"N	72°24'54.65"O	Seguimiento obras y procesos de socavación	ALTO	ALTO	ALTA
9+900	5°22'8.00"N	72°24'48.50"O	Remoción en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
10+200	5°22'1.08"N	72°24'41.11"O	Remoción en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
10+350	5°21'59.94"N	72°24'36.19"O	Remoción en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
11+100	5°21'53.43"N	72°24'18.84"O	Tubería área	ALTO	BAJO	MEDIO
11+200	5°21'51.63"N	5°21'55.05"N	Tubería área	ALTO	BAJO	MEDIO
11+700	72°24'13.87"O	72°24'1.88"O	Seguimiento obras control erosión	MEDIO	BAJO	BAJO
11+800	5°21'55.25"N	72°23'59.91"O	Tubería área	ALTO	BAJO	MEDIO
11+900	5°21'55.89"N	72°23'57.06"O	Seguimiento obras control erosión	BAJO	BAJO	BAJO
12+200	5°21'49.60"N	72°23'50.47"O	Seguimiento obras control erosión	ALTO	MEDIO	ALTO
12+700	5°21'35.89"N	72°23'49.78"O	Seguimiento obras control de fenómeno de remoción	MEDIO	BAJO	BAJO

PK	Coordenadas		TIPO	GRADO DE IMPORTANCIA	GRADO DE AFECTACIÓN	PRIORIZACIÓN
	Latitud (N)	Longitud (O)				
12+900	5°21'31.65"N	72°23'51.02"O	Seguimiento obras control de fenómeno de remoción	MEDIO	MEDIO	MEDIA
14+500	5°21'18.38"N	72°23'13.77"O	Seguimiento obras de control de la socavación	ALTO	MEDIO	ALTO
14+800	5°21'6.65"N	72°23'12.61"O	Seguimiento interferencia antrópica	ALTO	ALTO	ALTO

VARIABLE EVALUADA	CARACTERISTICAS DE EVALUACION	CALIFICACION	DESCRIPCION CUALITATIVA
GRADO DE IMPORTANCIA	Este indice considera principalmente factores relacionados con la posibilidad de que se genere alguna afectación existente o futura tanto del DDV como de los elementos que componen el gasoducto, indicando las acciones preventivas o correctivas que se puedan llegar a generar. Variando de esto se establecen tres niveles de importancia, clasificados como grado de importancia Alto, Medio y Bajo.	ALTO	Se deberán tomar medidas de intervención CORRECTIVAS, las cuales implican desarrollar acciones directas en la reconstrucción de elementos, construcciones de nuevas obras o el desarrollo de estudios y diseños en casos donde el nivel de ingeniería es complejo y se requiera de la generación de insumos técnicos tales como; topografía, batimetría, estudios geológicos, suelos, diseño geotécnico y elaboración de cantidades de obra y presupuestos.
		MEDIO	Se deberán tomar medidas de intervención CORRECTIVAS y/o PREVENTIVAS, con las cuales se pueda llegar a disminuir las afectaciones que se presenten en el punto de interés. De esta forma los puntos clasificados con una importancia media, podrá ser intervenido de manera directa, con indicaciones de las actividades que se deben desarrollar para contribuir con la integridad del DDV.
		BAJO	Se podrán tomar medidas PREVENTIVAS, principalmente enfocadas al monitoreo y seguimiento del punto de interés, con el fin de evaluar la evolución de los procesos que se estén generando o se puedan llegar a generar.
VARIABLE EVALUADA	CARACTERISTICAS DE EVALUACION	CALIFICACION	DESCRIPCION CUALITATIVA
GRADO DE AFECTACION	Para este indice se tienen en cuenta aspectos como; daños en infraestructura de contención, protección u obras complementarias, estado de avance de los eventos naturales o antrópicos que se estén generando sobre el DDV, interferencias de terceros dentro del DDV. Por lo que estos se calificarán como grado de afectación Alto, Medio o Bajo.	ALTO	Se relaciona con el desarrollo de eventos de gran impacto o estado el mal estado de las obras existentes, las cuales están afectando directamente o indirectamente con la integridad del DDV o la tubería del Gasoducto.
		MEDIO	Se relaciona con el desarrollo de eventos recientes de complejidad media, o inicios de deterioro de las obras existentes, las cuales están afectando o pueden llegar a afectar directamente o indirectamente la integridad del DDV o la tubería del Gasoducto.
		BAJO	se relaciona con puntos donde no se evidencian afectación directas o indirectas al DDV o la tubería del gasoducto, pero que por factores de monitoreo y seguimiento a obras existentes o eventos naturales o antrópicos antiguos se debe seguir verificando el estado y avance de los procesos que se puedan llegar

Fig. 26 Variables de evaluación geo amenazas

Nota: fuente Informe geotécnico de Coinogas

MATRIZ PARA LA DETERMINACION DE LA PRIORIZACION DE PUNTOS			
GRADO DE IMPORTANCIA ALTO	PRIORIZACIÓN MEDIA	PRIORIZACIÓN ALTA	PRIORIZACIÓN ALTA
GRADO DE IMPORTANCIA MEDIO	PRIORIZACIÓN BAJA	PRIORIZACIÓN MEDIA	PRIORIZACIÓN ALTA
GRADO DE IMPORTANCIA BAJO	PRIORIZACIÓN BAJA	PRIORIZACIÓN BAJA	PRIORIZACIÓN MEDIA
	GRADO DE AFECTACIÓN BAJO	GRADO DE AFECTACIÓN MEDIO	GRADO DE AFECTACIÓN

Fig. 27 Matriz de priorización de geo amenazas

Nota: fuente Informe geotécnico de Coinogas

Se realizó el seguimiento, verificación e identificación de hallazgos, por medio de la inspección visual del DDV, planteando la problemática y las características que rigen cada uno de los puntos levantados en campo, esto se expresa en el numeral 4, donde se describen los puntos de interés geotécnico, dicho levantamiento se realiza en dos temporadas diferentes, la primera visita se realiza el día 24 de abril de 2024 antes de iniciar la temporada de lluvias, y la segunda visita se realiza el día 01 de junio de 2024, durante temporada de lluvias y después de varios reportes de afectaciones en zonas cercanas al gasoducto, por lo que el diagnóstico presenta las

consideraciones en dos periodos diferentes de tiempo, con la evolución en cada punto.

D. ESTUDIOS DE INTEGRIDAD

INSPECCIÓN POSTE A POSTE

El sistema de protección catódica es una técnica que reduce la corrosión de la superficie metálica haciendo de esa superficie el cátodo de una celda electroquímica mediante la cual se protege la tubería metálica subterránea contra el deterioro por corrosión externa.

La inspección de potenciales en un sistema de protección catódica es fundamental para asegurar que las tuberías, tanques y otras estructuras metálicas estén adecuadamente protegidas contra el fenómeno de la corrosión externa. Este proceso incluye una serie de pasos para evaluar el funcionamiento del sistema y su capacidad para proteger adecuadamente una estructura metálica.

La evaluación periódica que se aplicó, por parte de la empresa REDO para Coinogas, al gasoducto de 6" comprendido entre la estación Floreña y Yopal, se implementó bajo una Inspección Poste a Poste (PAP) la cual, es una técnica avanzada que sirve para evaluar la eficacia de un sistema de protección catódica de manera puntual, donde, se obtiene mediciones de voltaje ON/OFF en cada una de las estaciones de prueba instaladas a lo largo del trayecto para el caso en mención un total de 16 estaciones de monitoreo.

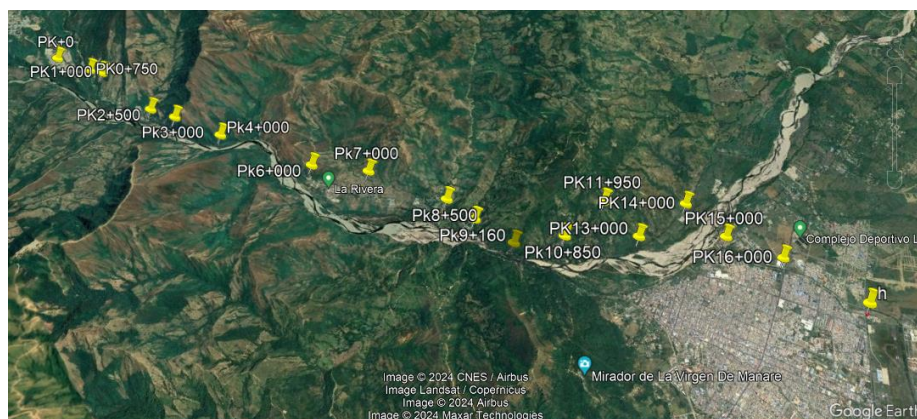


Fig. 28 Vista satelital del recorrido del gasoducto 6" CPF Floreñas @ Yopal

Nota: fuente KMZ inspección poste a poste

Para realizar la verificación oportuna de una inspección poste a poste no solo se evaluaron los potenciales instant ON e instant OFF, si no que adicional, se realiza una inspección y observaciones sobre el estado de; la unidad rectificadora, estructura física de las estaciones de monitoreo, conexiones, pintura, tornillería, entorno, etc.

Dicho lo anteriormente las mediciones recopiladas en la inspección poste a poste, son referenciadas y validas bajo los criterios descritos en la norma NACE SP 0169-2024 de mantener una polarización igual o más electronegativa de -850 mV, respecto a una celda de referencia de cobre sulfato de cobre Cu/CuSO₄.

El ciclo utilizado en el interruptor de corriente se hizo con relación 3 a 1 segundos encendido y apagado respectivamente, la cual presenta mayor cantidad de tiempo en encendido (On), esto ayuda a reducir los errores y caídas de potencial producida por la despolarización de la tubería con los tiempos de apagado, y asegurar la lectura durante la inspección.



Fig. 29 Toma de potenciales poste a poste por parte de REDO

Nota: fuente Informe de inspección poste a poste

Dentro de los resultados obtenidos, se puede interpretar que los potenciales de polarización o instant off, se encuentran cumpliendo con la normatividad NACE SP 0169 de 2024, la cual, nos indica que se debe mantener niveles de polarización iguales o más electronegativos de -850mV.

Para la estación de monitoreo No 14+000 se reporta que uno de los cables de conexión se encuentra desconectado; pero, el otro se encuentra en buenas condiciones y se visualiza una medida de ON/OFF de - 1190mV / **-776 mV** el cual se encuentra fuera de norma, este aterrizamiento de la corriente puede ser generado

por fallas en conexiones de la estación o problemas en algún kit de aislamiento cercano a la estación de monitoreo.



Fig. 30 Medición de Potencial Instant OFF

Nota: fuente Informe de inspección poste a poste

La instalación del “kit 1” permite que la protección catódica cubra la zona enterrada que es de aproximadamente 10 metros de la línea de 2 in; adicional, permite que no se pierda la corriente por la tubería naranja que es la línea que va hacia la planta (lugar actual donde se está yendo gran parte de la corriente de protección catódica).

La instalación de “kit 2” permite que la corriente no se pierda por la línea naranja hacia la planta (**ver Fig. 31**) dado que aísla la tubería de 2 in que está soldada al gasoducto de 6 in.

A continuación, se presenta los resultados obtenidos en los relevamientos ON/OFF para el gasoducto de 6” comprendido entre el CPF de Floreñas y Yopal:

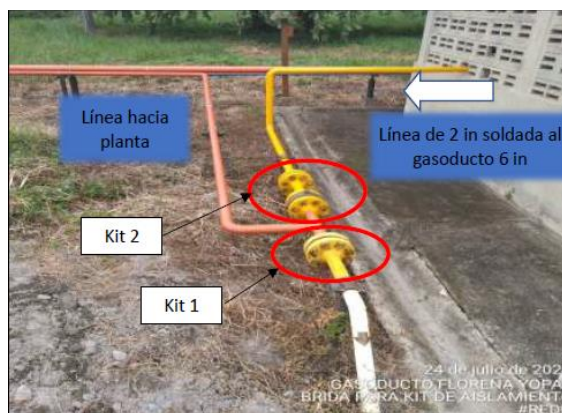


Fig. 31 Falta de kits de aislamiento

Nota: fuente Informe de inspección poste a poste

LEVANTAMIENTO DE POTENCIALES POSTE A POSTE E INSPECCIÓN DE ESTACIONES DE MONITOREO																																		
Fecha	Poste	Cable				Inspección visual																Coordenadas		Observaciones										
		ON (mV)	OFF (mV)	VAC (mV)	Resistencia (Ω)	Poste			Pintura			Tapa				Baquelita				Cables					Tornillería				Marquillas					
						B	R	M	B	R	M	B	M	NT	N	B	M	NT	N	B	M	NT	N		B	M	NT	N	B	M	NT	N	Latitud	Longitud
martes, 23 de julio de 2024	0+000	-1026	-850	0,259	1,16	X			X			X					X					X					X					5.440.612.806	-72.454.380.386	Suciedad en conexiones y baquela
martes, 23 de julio de 2024	0+750	-1315	-1154	0,961	0,52	X			X			X					X					X					X					5.435.516.718	-72.450.983.499	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	1+000	-1376	-1152	0,743	0,77	X			X			X					X					X					X					5.433.762.540	-72.449.575.306	Suciedad en conexiones y baquela
martes, 23 de julio de 2024	2+500	-1371	-982	2,59	0,14	X			X			X					X					X					X					5.422.432.432	-72.446.273.064	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	3+000	-1391	-999	0,786	0,21	X			X			X					X					X					X					5.418.399.693	-72.443.810.350	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	4+000	-1374	-1045	0,858	0,16	X			X			X					X					X					X					5.411.284.246	-72.439.446.173	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	6+000	-1483	-1093	1,338	0,38	X			X			X					X					X					X					5.397.860.625	-72.430.545.431	Poste con alta vegetacion, suciedad en conexiones y baquela
martes, 23 de julio de 2024	7+000	-1529	-1108	1,308	0,9	X			X			X					X					X					X					5.391.696.101	-72.423.907.131	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	8+500	-1592	-1073	1,815	0,8	X			X			X					X					X					X					5.380.514.897	-72.416.891.744	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	9+160	-1611	-1082	1,296	0,52	X			X			X					X					X					X					5.375.289.276	-72.415.467.733	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	10+000	-1600	-1060	1,237	0,17	X			X			X					X					X					X					5.368.614.268	-72.413.189.240	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	10+850	-1636	-1030	1,076	0,22	X			X			X					X					X					X					5.364.956.081	-72.406.357.070	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	11+950	-1708	-1004	0,595	0,3	X			X			X					X					X					X					5.365.652.224	-72.398.017.293	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	13+000	-1704	-1064	0,264	0,46	X			X			X					X					X					X					5.358.396.369	-72.397.243.594	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	14+000	-1190	-766	0,074	N-A	X			X			X					X					X					X					5.358.298.423	-72.387.483.732	Conexión inestable, presenta una alta resisitividad
martes, 23 de julio de 2024	15+000	-1885	-987	0,137	0,74	X			X			X					X					X					X					5.350.657.949	-72.386.559.181	Sin novedades
martes, 23 de julio de 2024	16+000	-2081	-933	0,217	0,29	X			X			X					X					X					X					5.343.196.236	-72.382.177.143	Sin novedades

Fig. 32 Registros obtenidos inspección poste a poste realizados a la tubería CPF FLOREÑA @ YOPAL

Nota: fuente Informe de inspección poste a poste

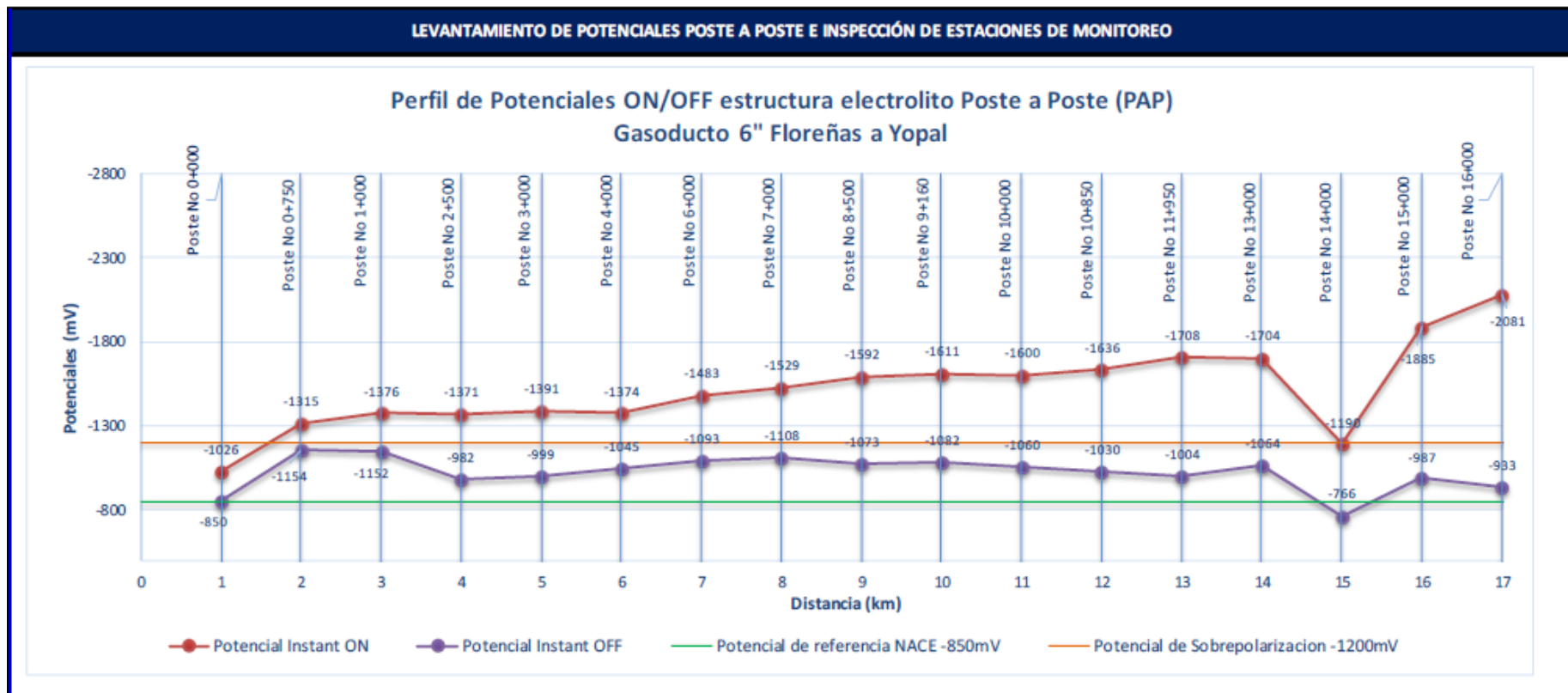


Fig. 33 Perfil de potenciales ON/OFF obtenidos en las 16 estaciones de monitoreo

Nota: fuente Informe de inspección poste a poste

INSPECCIÓN PCM/ACVG

PCM es una técnica de inspección basada en la atenuación del campo electromagnético usada para valorar la calidad del revestimiento externo de una sección de tubería metálica enterrada. ACGV es una técnica para la inspección detallada del recubrimiento que mide los cambios en la corriente de fuga permitiendo la identificación y clasificación de las discontinuidades (holidays) de una tubería enterrada.

La clave de la técnica PCM es la corriente de una muy baja frecuencia: 4 Hz (cercana a DC) aplicada por el transmisor a la estructura enterrada, ya que esta corriente se comporta virtualmente de la misma manera que la corriente de protección catódica. El receptor PCM detecta y mide los campos magnéticos producidos por esta corriente y los procesa internamente para determinar la magnitud de esta corriente y su dirección sobre la superficie.

Cuando una indicación es encontrada, la magnitud de la corriente cae; y puede ser atribuida a una discontinuidad en el revestimiento o a un contacto directo con otra estructura. La pérdida de corriente de PCM puede ser virtualmente proporcional a la cantidad de corriente de protección catódica involucrada en el comportamiento de la indicación.

La evaluación del estado del recubrimiento se hará bajo el criterio establecido por la norma NACE TM0109 de 2009 "Aboveground Survey Techniques for the Evaluation of Underground Pipeline Coating Condition", rango de caracterización de defectos.

RANGOS	CLASIFICACIÓN	ACCIONES RECOMENDADAS
0-30 dB	Aceptable	Mantener protección catódica según criterios
30-60 dB	Leve	Evaluar la opción de reparar dependiendo de la proximidad de la cama de ánodos y otras estructuras importantes y protección catódica según criterios.
60-80 dB	Moderado	Programar reparación, afecta el sistema de protección catódica
80-100 dB	Severo	Reparación inmediata, afecta el consumo de corriente del sistema de protección catódica y se daño masivo puede estar presente.

Fig. 34 Clasificación de anomalías y acciones recomendadas por ACGV, según Normatividad

Nota: fuente Informe de inspección PCM/ACVG

Para continuar con los estudios relacionados con la integridad del gasoducto, se realizó una inspección PCM/ACVG para establecer la calidad del revestimiento y los puntos en los cuales se da una fuga de corriente, indicador de discontinuidad en el revestimiento o interacción con otra estructura metálica cercana, lo que debilita la acción también de la protección catódica, estas inspecciones se realizaron en dos etapas; la primera comienza desde la cama anódica de la URPC del city gate Yopal hasta la locación conocida como “el bunker” con una distancia de alrededor de 3km sobre el DDV; la segunda inspección se realizó desde el bunker hasta el CPF FLOREÑA, la planta de producción que entrega el gas, al terminar los resultados fueron los siguientes:

TABLA 7
ANOMALÍAS EN EL REVESTIMIENTO SEVERAS ENTRE EL CPF FLOREÑA Y PK 14

ITE M	DISTANCIA (m)	PROFUNDIDAD (m)	Mapeo de corriente (mA)	Defecto (dB μ V)	Observaciones
195	11749,35	1,68	1330	71,5	Valvula km 12, Anomalia No 174
187	12007,32	1,77	1330	76,25	Anomalia No 167
184	12135,51	1,75	980	80,25	Anomalia No 164
163	12673,39	1,31	950	77,25	Anomalia No 144
162	12678,64	1,24	1530	81	Anomalia No 143
161	12683,05	991	1890	75,75	Anomalia No 142
160	12704,13	683	1600	79,25	Anomalia No 141
159	12727,48	354	1450	84,75	Anomalia No 140
158	12786,25	205	1160	75	Anomalia No 139
151	13065,89	205	1030	77,75	Anomalia No 133

TABLA 8
ANOMALÍAS EN EL REVESTIMIENTO SEVERAS ENTRE EL CITY GATE Y PK 14

ITEM	DISTANCIA (m)	PROFUNDIDAD (m)	Mapeo de corriente (mA)	Defecto (dB μ V)	Observaciones
91	1907,88	1,5	253	70,75	ANOMALIA No 84
41	751,35	2,02	932	73,75	ANOMALIA No 38
32	576,25	1,39	945	77,75	ANOMALIA No 29
30	549,23	1,73	1010	71	ANOMALIA No 27
25	488,88	1,79	862	82	ANOMALIA No 22
20	387,54	1,43	989	71,25	ANOMALIA No 17

En total se registraron 282 anomalías entre grado menor, moderadas y severas. Se cuenta con 9 anomalías menores, 257 moderadas y 16 anomalías severas, clasificadas según se muestra en la *Ilustración 34*, como medida correctiva, REDO recomienda realizar una atención inmediata a las anomalías de grado severo, y realizar un 30% de reparaciones a las de grado moderado. A lo largo de un plazo no mayor a dos años (2 años) nuevamente realizar una inspección del estado del recubrimiento. Adicional realizar un relevamiento de potenciales de protección catódica con el propósito de identificar zonas donde no sea eficiente este ítem, y/o conocer si las anomalías tanto de grado moderado y menor se encuentran protegidas catódicamente. Dentro de la inspección con el equipo PCM se observa que el drenaje de corriente suministrado por el equipo 3 Amp, en la mayoría de las camas temporales instaladas, se observan atenuaciones graduales durante la inspección, algunas zonas con disipaciones de corriente, que muy posiblemente se asocian a defectos con grados severos entre 70 dB μ V @ 90 dB μ V. Además, recomienda realizar un relevamiento tipo CIPs a largo plazo en todo el derecho de vía (16 km) y a mediano plazo en la zona donde se presenta cruce con la tubería de 4", con el propósito de identificar algún tipo interferencia y verificar el estado de la protección catódica.

Entre el PK 12+000 y el PK 10+500 el gasoducto 6" FLA – YPL está completamente aérea, programar una inspección visual del recubrimiento de la línea y control de calidad del esquema de recubrimiento de acuerdo con normativas de AMPP presente en los tramos aéreos del gasoducto con el objeto de evaluar el desempeño actual del mismo. Tampoco se revisaron los tramos del PK 0+850 hasta el PK 1+000, entre el PK 4+000 hasta el PK 4+400, desde el PK 6+000 hasta 7+300 y 7+950 hasta PK 8+000; debido a diversas situaciones que van desde falta de permisos hasta problemas de accesibilidad. El resto de los resultados se encuentran anexos en un informe y tabla de resultados entregados por REDO que no se adjuntan en este pdf debido a lo extensa de la información de la inspección PCM/ACVG.

ANÁLISIS MUESTRA DE RESIDUOS DE CORRIDA DE RASPADOR

Durante la limpieza con el raspador de la tubería, el “marrano” se lleva consigo todos los residuos acumulados en las paredes internas del gasoducto, estos residuos son enviados normalmente a un análisis fisicoquímico para analizar la cantidad de sólidos orgánicos e inorgánicos, puesto que la presencia de estos se debe a la condensación de las moléculas desde su estado gaseoso. Los hidrocarburos, dependiendo de su relación con el agua, pueden generar un ambiente corrosivo o servir como inhibidores de la corrosión interna al formar películas en la superficie del metal.

La recolección de la muestra asociada a la limpieza interna se llevó a cabo por funcionarios de COINOGAS, el día 24 de mayo del 2024 en el tramo: Floreña - Yopal. La evaluación del potencial corrosivo de la muestra analizada se fundamentó en el análisis de resultados de los parámetros fisicoquímicos evaluados.

TABLA 9
ENSAYOS EJECUTADOS SOBRE MUESTRAS SÓLIDAS

Ítem	Ensayos	Norma de Referencia	Tramo Floreña - Yopal
			CIC-0301-24
1	Determinación de Solubilidad por Diclorometano	ASTM D5058	X
2	Determinación de Solubilidad por Agua	ASTM D5058	X
3	Determinación Cualitativa de Carbonatos	ASTM D2331	X
4	Determinación Cualitativa de Sulfuros	ASTM D4978	X
5	Determinación Cualitativa Compuestos Ferromagnéticos	ASTM D2331	X
6	Determinación de Cenizas	ASTM D482	X
7	Determinación de Humedad	ASTM D2216	X
8	Determinación de Materia Orgánica	EPA 9071B	X
9	Determinación de Fases Cristalinas (DRX)*	Espectrometría Método Rietveld	X
10	Fluorescencia de Rayos X (FRX)*	Método de Espectrometría FRX por Longitud de Onda	X
11	Granulometría	NTC-1522	X
12	Determinación del Potencial de Hidrógeno (en Extracto Acuoso)	NTC ISO 5264	X
13	Determinación de Conductividad (en Extracto Acuoso)	SM 2510 B (modificado)	X
14	Determinación de Cloruros (en Extracto Acuoso)	SM 4500 Cl B (modificado)	X
15	Determinación de Sulfatos (en Extracto Acuoso)	ASTM C1580	X
16	Valoración de la Dureza del Sólido	Dureza Moh's	X

El análisis fisicoquímico cualitativo (ver **Fig. 35**) realizado a los residuos del raspador demostró la capacidad de disolverse en diclorometano (DCM), siendo esto asociado a depósitos de sustancias orgánicas propias del fluido que se transporta. La no solubilidad en el agua indica presencia de compuestos inorgánicos y oleosos no miscibles en medios acuosos. Una vez adicionado el ácido clorhídrico a la muestra sólida, se observó efervescencia por la liberación del CO₂ y presencia de óxidos de

hierro identificados por su coloración amarilla en presencia de HCl; lo anterior confirma la existencia de productos de corrosión que son formados por la reacción entre el CO₂ y el agua libre. Adicionalmente se evidencio presencia de calcita, debido a la reacción de la muestra con el ácido acético, en una proporción de 4.68%.

Se evidenciaron sulfuros en la composición que pueden ser de origen biogénico (metabolismo bacteriano) o resultado de reacciones químicas. En la prueba de tirilla de plomo se indica una leve coloración, lo cual nos indica una baja proporción de estos compuestos azufrados, aunque el análisis elemental determino azufre en 0.93% con relación al total de la muestra analizada, que al depositarse genera celdas de corrosión y afectación localizada, u otro tipo de compuestos como sulfatos (sustrato en el metabolismo de microorganismos como las BSR), sin limitarse a ellos.


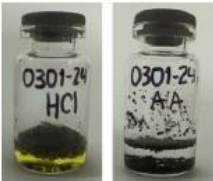


Código Muestra		Solubilidad	Carbonatos	Sulfuros	Ferromagnéticos		
Tramo Floreña - Yopal	CIC-0301-24						
		Insoluble en Agua Parcialmente Soluble en DCM		Positivo para Carbonatos Totales y Carbonatos de Calcio		Positivo	Positivo

Fig. 35 Resultados de Ensayos Cualitativos

Nota: fuente ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE UNA (1) MUESTRA DE RESIDUO DE CORRIDA DE RASPADOR, RECOLECTADA POR EL PERSONAL DE COINOGAS S.A. E.S.P.

TABLA 10
ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA

Ensayo (Unidades)	Tramo: Floreño – Yopal CIC-0301-24
Determinación de Materia Orgánica (%)*	18,7
Contenido de Humedad (%) ² *	6,95
Contenido de Sólidos (Cenizas) (%)*	74,3
Potencial de Hidrógeno (Unidades de pH)	6,19
Conductividad (µS/cm)	3380
Cloruros (mg/Kg)	5238
Sulfatos (mg/Kg)	715

En la **tabla 10** se presentan los resultados de los análisis gravimétricos, que categoriza la muestra como un sólido de naturaleza inorgánica principalmente, con un porcentaje de cenizas de 74.3% y de materia orgánica de 18.7%. Se destaca la presencia de agua en un 6.95%, lo que genera un riesgo por viabilizar la generación de procesos de corrosión, debido a que el agua actúa como un medio electrolítico acelerando los procesos corrosivos y la proliferación de microorganismos. No se pudo definir de manera más exacta la concentración de agua en la muestra, debido a la propia metodología (pérdida de peso por calentamiento a 105°C) ya que pueden presentarse la pérdida de compuestos más volátiles que el agua que a menor temperatura se evaporan, como es el caso del Heptano (punto de ebullición 98°C), suponiendo así una pérdida de peso que no es posible estimar mediante el método gravimétrico.

Con relación al análisis anterior, se registra un valor de pH de 6.19, además, se observó un valor de conductividad 3380 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Es imperativo mencionar que la presencia de agua en el material acumulado en zonas críticas del gasoducto podría favorecer al crecimiento de microorganismos con potencial corrosivo, dada la disponibilidad de sustrato en el medio como fuente de alimento. Lo precedente, teniendo en cuenta la concentración de sulfatos reportada, con un valor equivalente a 715 mg/Kg.

Para estimar la composición inorgánica de las muestras sólidas se realizó la determinación de las fases cristalinas, mediante la técnica de Difracción de Rayos X (ver **TABLA 11** DETERMINACIÓN DE FASES CRISTALINAS MEDIANTE DRX) así como la determinación de la composición elemental a través del análisis por Fluorescencia de Rayos X (ver **tabla 12**).

En la prueba de compuestos ferromagnéticos señalan la presencia de óxidos y partículas metálicas que pueden ser asociados a procesos de corrosión activos, desgaste natural de material o limpieza de raspadores; asociados con la fase de magnetita de 2.08%.

TABLA 11
DETERMINACIÓN DE FASES CRISTALINAS MEDIANTE DRX

Fases Cristalinas		
Nombre	Fórmula	Tramo: Floreña – Yopal* (%)
Cuarzo	SiO ₂	7,66
Albita	NaAlSi ₃ O ₈	2,01
Moscovita	KAl ₂ (Si ₃ Al)O ₁₀ (OH,F) ₂	0,89
Calcita	CaCO ₃	4,68
Magnetita	Fe ²⁺ Fe ³⁺ ₂ O ₄	2,08
Amorfos		57,01

TABLA 12
COMPOSICIÓN ELEMENTAL MEDIANTE FLUORESCENCIA DE RAYOS X (FRX)

Analito		Tramo: Floreña – Yopal* (%)
Calcio	Ca	<u>13,14</u>
Hierro	Fe	<u>8,72</u>
Silicio	Si	<u>7,97</u>
Aluminio	Al	<u>2,76</u>
Sodio	Na	1,11

Azufre	S	0,93
Mercurio	Hg	<u>0,54</u>
Magnesio	Mg	0,54
Cloro	Cl	0,39
Titania	Ti	0,25
Potasio	K	0,16
Manganeso	Mn	0,11
Estroncio	Sr	0,03
Zinc	Zn	0,03
Fosforo	P	0,02
Cromo	Cr	0,02
Cobre	Cu	0,01
Niquel	Ni	0,01
Vanadio	V	0,01
Zirconio	Zr	0,01
PPC	-	15,94

Se destaca el Cuarzo en mayor proporción (7,66%), que, junto con la Albita y la Moscovita, se asocian, principalmente, con minerales provenientes de arenas arrastradas por el fluido desde la fuente. Adicionalmente, la presencia de Calcita (4,68%) confirma la prueba positiva para carbonatos detectada cualitativamente. Asimismo, se detectó Magnetita este compuesto proporciona la capacidad de adsorber agua, iones disueltos y gases, acelerando así los procesos activos de corrosión (ver **Fig. 36**).

Es importante resaltar la presencia de Mercurio en la muestra evaluada, este elemento es altamente volátil, es importante continuar con el monitoreo y seguimiento del mercurio, puesto que puede llegar a tener un impacto negativo en la infraestructura, debido a la formación de amalgamas, así como posibles afectaciones al personal que manipula estos residuos.

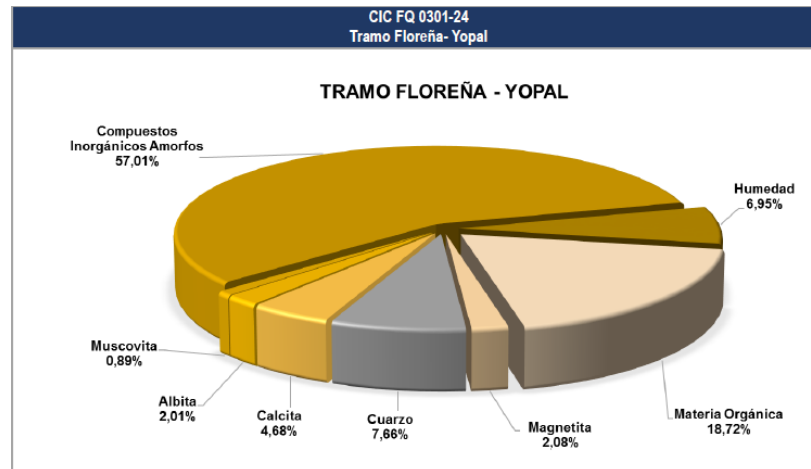


Fig. 36 Composición Estimada de la Muestra

Nota: fuente ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE UNA (1) MUESTRA DE RESIDUO DE CORRIDA DE RASPADOR, RECOLECTADA POR EL PERSONAL DE COINOGAS S.A. E.S.P.

La dureza es la resistencia que ofrece la superficie lisa de un mineral a ser rayada. El grado de dureza viene determinado por la observación de la facilidad o dificultad relativa con que un mineral es rayado por otro o por una lima o punta de acero. La dureza Mohs establece una escala de diez (10) minerales corrientes, de manera que con estos valores se pueda, por comparación, definir la dureza relativa de cualquier mineral.

De acuerdo con la composición química determinada y de la dureza Mohs del sólido asociado a la limpieza interna del tramo *Floreña – Yopal*, es poco probable la afectación de este sólido a la tubería, en términos de daños por abrasión o erosión del sistema. Lo anterior, debido a que el sólido presentó una dureza Mohs de 3 en comparación con el valor obtenido para el material API 5L X42 (rango entre 3 y 4).

VIII. SEGMENTACIÓN DE LA TUBERÍA

Como parte del panorama de riesgos, es esencial tener puntos de referencia para localizar de manera precisa la tubería, sus uniones, acoples, válvulas, etc.; permitiendo así una imagen más completa y realista del gasoducto, facilitando la asignación de las amenazas que suponen un riesgo para la operación del ducto, su integridad y todo a su alrededor. Tomando en cuenta lo anterior, se decidió realizar la segmentación junta a junta del gasoducto, usando de referencia la información suministrada por el ILI debido a ser una herramienta que presenta una mayor exactitud a la hora de mapear el gasoducto; como resultado de este ejercicio, se segmentó la tubería en **1598 segmentos** con un promedio de longitud de **11.054 m**, su distancia promedio se reduce tomando en cuenta que se toman también como referencia tramos cortos como en la trampa de envió donde a pocos centímetros se encuentran válvulas y otros complementos teniendo segmentos cortos de tubería; en la segmentación también se ubican los accesorios que vienen dentro de estos. Todo lo anteriormente mencionado se encuentra ubicado de inicio a fin mediante coordenadas geográficas mejorando la visión que se tiene del gasoducto y en caso de una emergencia encontrar más fácilmente el rango de afectación de cualquier siniestro.



Fig. 37 Representación gráfica de la tubería junta a junta.

Nota: fuente Google earth ILI

Como se muestra en la **Fig. 37** los segmentos se ven reflejados mediante la indicación azul que representa la soldadura de los tubos, de esa manera se identifica el inicio y el fin de cada uno a lo largo de los cerca de **17.6 kilómetros** que comprenden el gasoducto.

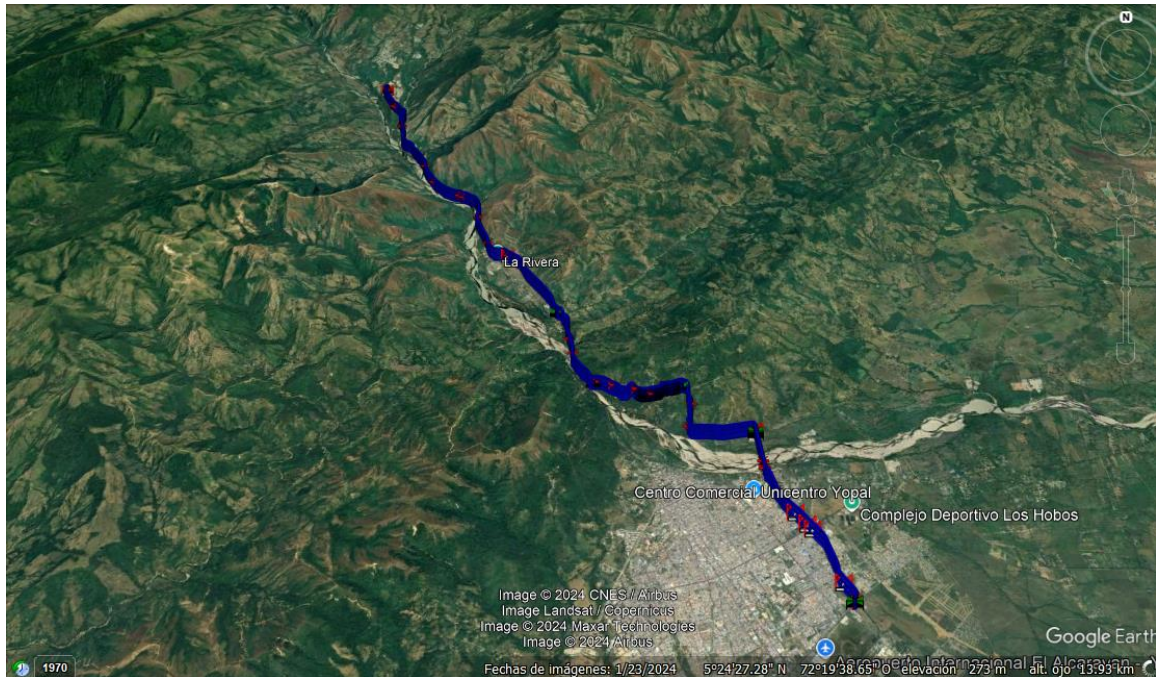


Fig. 38 Representación gráfica de la tubería junta a junta de los 17.6 km de gasoducto
Nota: fuente Google earth ILI



Fig. 39 Segmentación llegando al City gate de Yopal

Nota: fuente Google earth ILI

TABLA 13
SEGMENTACIÓN DETALLADA TRAMO RÍO CRAVO SUR

SEGMENTACIÓN	UBICACIÓN GEOGRAFICA								
	DISTANCIA		LONGITUD DE SECCIÓN (m)	INICIO			FIN		
	INICIO (m)	FIN (m)		LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)	LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)
SEG 1330	14636,087	14637,060	0,973	N 05° 21' 18.253"	W 72° 23' 13.757"	340,088	N 05° 21' 18.221"	W 72° 23' 13.754"	340,060
SEG 1331	14637,06	14649,076	12,016	N 05° 21' 18.221"	W 72° 23' 13.754"	340,060	N 05° 21' 17.837"	W 72° 23' 13.709"	339,190
SEG 1332	14649,076	14657,965	8,889	N 05° 21' 17.837"	W 72° 23' 13.709"	339,190	N 05° 21' 17.553"	W 72° 23' 13.680"	339,055
SEG 1333	14657,965	14666,082	8,117	N 05° 21' 17.553"	W 72° 23' 13.680"	339,055	N 05° 21' 17.292"	W 72° 23' 13.646"	339,291
SEG 1334	14666,082	14678,205	12,123	N 05° 21' 17.292"	W 72° 23' 13.646"	339,291	N 05° 21' 16.903"	W 72° 23' 13.598"	339,580
SEG 1335	14678,205	14690,269	12,064	N 05° 21' 16.903"	W 72° 23' 13.598"	339,580	N 05° 21' 16.516"	W 72° 23' 13.550"	339,737
SEG 1336	14690,269	14702,423	12,154	N 05° 21' 16.516"	W 72° 23' 13.550"	339,737	N 05° 21' 16.125"	W 72° 23' 13.509"	339,648
SEG 1337	14702,423	14707,918	5,495	N 05° 21' 16.125"	W 72° 23' 13.509"	339,648	N 05° 21' 15.947"	W 72° 23' 13.509"	339,853
SEG 1338	14707,918	14720,017	12,099	N 05° 21' 15.947"	W 72° 23' 13.509"	339,853	N 05° 21' 15.555"	W 72° 23' 13.502"	339,856
SEG 1339	14720,017	14732,155	12,138	N 05° 21' 15.555"	W 72° 23' 13.502"	339,856	N 05° 21' 15.163"	W 72° 23' 13.480"	340,132
SEG 1340	14732,155	14744,300	12,145	N 05° 21' 15.163"	W 72° 23' 13.480"	340,132	N 05° 21' 14.774"	W 72° 23' 13.443"	341,570
SEG 1341	14744,3	14756,390	12,09	N 05° 21' 14.774"	W 72° 23' 13.443"	341,570	N 05° 21' 14.388"	W 72° 23' 13.381"	341,185
SEG 1342	14756,39	14768,506	12,116	N 05° 21' 14.388"	W 72° 23' 13.381"	341,185	N 05° 21' 14.002"	W 72° 23' 13.316"	340,446
SEG 1343	14768,506	14780,613	12,107	N 05° 21' 14.002"	W 72° 23' 13.316"	340,446	N 05° 21' 13.613"	W 72° 23' 13.269"	339,571
SEG 1344	14780,613	14791,250	10,637	N 05° 21' 13.613"	W 72° 23' 13.269"	339,571	N 05° 21' 13.269"	W 72° 23' 13.257"	339,177
SEG 1345	14791,25	14800,819	9,569	N 05° 21' 13.269"	W 72° 23' 13.257"	339,177	N 05° 21' 12.965"	W 72° 23' 13.197"	338,826
SEG 1346	14800,819	14801,691	0,872	N 05° 21' 12.965"	W 72° 23' 13.197"	338,826	N 05° 21' 12.938"	W 72° 23' 13.192"	338,787
SEG 1347	14801,691	14812,211	10,52	N 05° 21' 12.938"	W 72° 23' 13.192"	338,787	N 05° 21' 12.600"	W 72° 23' 13.142"	338,595
SEG 1348	14812,211	14813,254	1,043	N 05° 21' 12.600"	W 72° 23' 13.142"	338,595	N 05° 21' 12.567"	W 72° 23' 13.138"	338,595
SEG 1349	14813,254	14825,436	12,182	N 05° 21' 12.567"	W 72° 23' 13.138"	338,595	N 05° 21' 12.175"	W 72° 23' 13.089"	338,698
SEG 1350	14825,436	14837,729	12,293	N 05° 21' 12.175"	W 72° 23' 13.089"	338,698	N 05° 21' 11.780"	W 72° 23' 13.044"	338,756
SEG 1351	14837,729	14849,922	12,193	N 05° 21' 11.780"	W 72° 23' 13.044"	338,756	N 05° 21' 11.389"	W 72° 23' 12.986"	338,677

SEGMENTACIÓN	UBICACIÓN GEOGRAFICA								
	DISTANCIA		LONGITUD DE SECCIÓN (m)	INICIO			FIN		
	INICIO (m)	FIN (m)		LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)	LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)
SEG 1352	14849,922	14862,011	12,089	N 05° 21' 11.389"	W 72° 23' 12.986"	338,677	N 05° 21' 11.000"	W 72° 23' 12.938"	338,398
SEG 1353	14862,011	14872,267	10,256	N 05° 21' 11.000"	W 72° 23' 12.938"	338,398	N 05° 21' 10.669"	W 72° 23' 12.916"	338,678
SEG 1354	14872,267	14884,450	12,183	N 05° 21' 10.669"	W 72° 23' 12.916"	338,678	N 05° 21' 10.274"	W 72° 23' 12.906"	339,001
SEG 1355	14884,45	14896,547	12,097	N 05° 21' 10.274"	W 72° 23' 12.906"	339,001	N 05° 21' 09.884"	W 72° 23' 12.878"	339,382
SEG 1356	14896,547	14908,631	12,084	N 05° 21' 09.884"	W 72° 23' 12.878"	339,382	N 05° 21' 09.496"	W 72° 23' 12.831"	339,882
SEG 1357	14908,631	14920,789	12,158	N 05° 21' 09.496"	W 72° 23' 12.831"	339,882	N 05° 21' 09.104"	W 72° 23' 12.786"	339,788
SEG 1358	14920,789	14932,956	12,167	N 05° 21' 09.104"	W 72° 23' 12.786"	339,788	N 05° 21' 08.711"	W 72° 23' 12.752"	339,719
SEG 1359	14932,956	14945,048	12,092	N 05° 21' 08.711"	W 72° 23' 12.752"	339,719	N 05° 21' 08.321"	W 72° 23' 12.723"	339,246
SEG 1360	14945,048	14957,036	11,988	N 05° 21' 08.321"	W 72° 23' 12.723"	339,246	N 05° 21' 07.934"	W 72° 23' 12.685"	339,352
SEG 1361	14957,036	14957,660	0,624	N 05° 21' 07.934"	W 72° 23' 12.685"	339,352	N 05° 21' 07.914"	W 72° 23' 12.683"	339,342
SEG 1362	14957,66	14969,734	12,074	N 05° 21' 07.914"	W 72° 23' 12.683"	339,342	N 05° 21' 07.525"	W 72° 23' 12.647"	339,208
SEG 1363	14969,734	14970,920	1,186	N 05° 21' 07.525"	W 72° 23' 12.647"	339,208	N 05° 21' 07.487"	W 72° 23' 12.645"	339,175
SEG 1364	14970,92	14981,990	11,07	N 05° 21' 07.487"	W 72° 23' 12.645"	339,175	N 05° 21' 07.135"	W 72° 23' 12.624"	340,749
SEG 1365	14981,99	14986,402	4,412	N 05° 21' 07.135"	W 72° 23' 12.624"	340,749	N 05° 21' 06.998"	W 72° 23' 12.614"	341,915
SEG 1366	14986,402	14997,573	11,171	N 05° 21' 06.998"	W 72° 23' 12.614"	341,915	N 05° 21' 06.644"	W 72° 23' 12.581"	343,703
SEG 1367	14997,573	15006,671	9,098	N 05° 21' 06.644"	W 72° 23' 12.581"	343,703	N 05° 21' 06.350"	W 72° 23' 12.554"	344,129
SEG 1368	15006,671	15018,786	12,115	N 05° 21' 06.350"	W 72° 23' 12.554"	344,129	N 05° 21' 05.960"	W 72° 23' 12.516"	344,762
SEG 1369	15018,786	15030,925	12,139	N 05° 21' 05.960"	W 72° 23' 12.516"	344,762	N 05° 21' 05.578"	W 72° 23' 12.484"	347,123

En la **tabla 13** hace referencia a la sección que comprende el río Cravo Sur y los segmentos que se encuentran dentro, debido a la gran cantidad de tramos se decide mostrar una porción de la segmentación para dar una referencia y presentarlo en el informe.

IX. DETERMINACIÓN DE AMENAZAS AL GASODUCTO FLOREÑA-YOPAL

Definir correctamente las amenazas que sufre la tubería permite tomar acciones preventivas para preservar la integridad del ducto y asegurar la normalidad de las actividades de la empresa. Todas las amenazas deben ser incluidas dentro de un programa de gestión de integridad de gasoductos como afirma la norma B31.8s, analizarlas según la información que se tenga e identificando el impacto potencial de estas amenazas sobre el gasoducto. Cada amenaza debe ser evaluada por separado para cada sección, es por eso por lo que tener la información y resultados de inspección se vuelven importantes pues la no disponibilidad de estos datos no es una justificación para eximir el segmento de una amenaza, por lo tanto, al no estar disponible se asume que la amenaza particular es aplicable para la sección analizada. Sin embargo, para ciertas condiciones se deben realizar diversos estudios fuera de los que se encuentran determinados en el método de evaluación de integridad prescriptivo presente en la norma ASME B31.8s (ver **tabla 14**) y por lo tanto los requerimientos de datos pueden variar como es el caso del gasoducto Floreña-Yopal, debido a que los eventos que se han presentado que terminan en fallos o alteración negativa en la entrega del servicio de gas.

TABLA 14

INFORMACIÓN MÍNIMA PARA LA EVALUACIÓN DE AMENAZAS

AMENAZAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO	CORROSIÓN EXTERNA	Año de instalación
		Tipo de tubería
		Grado de la tubería
		Material de la tubería
		Fecha de aplicación de revestimiento
		Tipo de revestimiento
		Condición de revestimiento (PCM)
		Temperatura de operación (°F)
		Tipo de suelo
		Condición del suelo
		pH

		Contenido de sulfatos
		Resistividad del suelo
		Niveles de polarización
		ILI
		MIC detectado
		Historial de fugas
		Espesor nominal de pared (in)
		Estado de la URPC
		Años con protección catódica
		Diámetro externo (in)
		Presión de diseño (psi)
		SUTS (tensión de rotura)
		SYMS (psi)
		MAOP (psi)
		Nivel de estrés operativo (%SYMS)
	CORROSIÓN INTERNA	Reporte de inspección (ILI)
		Espesor de nominal de pared (in)
		Diámetro interno (in)
		Cromatografías de gases
		Calidad del gas (RUT)
		Parámetros operativos
		Cupones de corrosión
		Análisis de residuo de raspador
		Presencia de piernas muertas
		Prueba Hidrostática
		Presencia de MIC
	SCC	Nivel de estrés operativo (%SYMS)
Revestimiento		
Edad de la tubería		

AMENAZAS ESTABLES EN EL TIEMPO		Temperatura de operación (°F)	
		ILI	
		Distancia a unidad compresora	
	DEFECTOS DE	Material de la tubería	
		Año de instalación	
		Proceso de fabricación	
		Tipo de costura	
		Presión de operación	
		Resultado de ensayos	
		DEFECTOS CONSTRUCTIVOS	Material de la tubería
			Identificación de arrugas
			Identificación de acoples
			Refuerzo de acoples post construcción
			Procedimiento de soldadura
			Refuerzo de soldadura
			Ensayos no destructivos
			Test hidrostático
			Inspección (Bell hole)
			Potencial fuerzas externas
			Propiedades del suelo y profundidad de arrugas
Temperatura de operación (°F)			
Radios de curvatura			
Planos de construcción			
Presión operativa			
FALLAS EN	Falla en válvulas de alivio		
	Historial de falla de equipos		
	Año de instalación de equipos que fallaron		
	Falla en válvulas reguladoras		

AMENAZAS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO		Falla en bridas
		Desviación en equipos con actuadores
		Desviación en alivios con actuadores
		Hoja de vida de accesorios
		Fallo por O'rings, empaques y sellos
	DAÑOS POR TERCEROS	Incidentes de vandalismo
		Informes de inspección de tubería
		Daños previos
		Historial de intrusiones
		Señalizaciones
		Cruces
		Mecanismos de comunicación
		ILI por abolladuras y socavados en la parte superior de la tubería
		Localidad
		Recorrido DDV
Invasiones al DDV		
GEOAMENAZA	Geografía	
	Fallas sísmicas	
	Topografía y condiciones de suelo	
	Inventario de cuerpos de agua	
	Reportes climáticos	
	Información de geotecnia	
OPERACIONES	Información de auditoria	
	Información de los procedimientos	
	Fallas causadas por operaciones incorrectas	
	Monitoreo de cambios de parámetros operativos	

A. AMENAZA DE CORROSIÓN INTERNA

Ciertos componentes que constituyen el gas natural (por ejemplo, oxígeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, bacterias, etc.) tienen la capacidad de causar fenómenos de corrosión o influenciar en los distintos mecanismos de corrosión. La identificación del gas potencialmente corrosivo y líquidos en la tubería pueden lograrse mediante el análisis de las condiciones de operación, composición del fluido, monitoreo físico y la inspección de resultados de estudios u otras consideraciones según la NACE SP0106-2018. A continuación, se presenta de forma resumida la información requerida por la norma ASME B31.8s para evaluar la amenaza de corrosión interna a lo largo del gasoducto Floreña-Yopal.

TABLA 15
INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA ASIGNACIÓN DE AMENAZA POR
CORROSIÓN INTERNA

CORROSIÓN INTERNA	Reporte de inspección (ILI)	NO
	Espesor de nominal de pared (in)	0,28
	Diámetro interno (in)	6,065
	Cromatografías de gases	SI
	Calidad del gas (RUT)	NO CUMPLE
	Parámetros operativos (°T gas y presión)	SI
	Cupones de corrosión	NO
	Análisis de residuo de raspador	SI
	Presencia de piernas muertas	NO
	Prueba Hidrostática	NO
	Presencia de MIC	POSIBLE

En el caso de la corrosión interna, se presenta mediante un tipo de pérdida de material llamado, corrosión electroquímica, que hace énfasis en la transferencia de electrones a través de un medio electrolítico, este proceso cuenta con 4 actores, el ánodo, el cátodo, un paso metálico y el electrolito, los tres primeros los aporta la tubería y el medio electrolito se ve representado por el gas natural transportado; de esta manera eliminar uno de estos agentes que propician la corrosión es imposible,

por lo que no queda más que realizar actividades de mitigación y monitoreo de tal manera que se pueda mantener a raya cualquier eventualidad.

Durante la corrida del ILI del año 2023 no se encontraron puntos que sufrieran de pérdida de material, puesto que la herramienta no fue programada para el análisis de estas anomalías. Tampoco se puede tomar en cuenta el uso de cupones de corrosión para medir la tasa de pérdida de material. Por lo tanto, como métodos de monitoreo de corrosión interna se tienen las cromatografía, análisis de componentes corrosivos, análisis de los residuos extraídos por corrida de raspador y la revisión constante de los parámetros operativos del gasoducto.

TABLA 16
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL RUT 2019

RUT				
	Especificaciones	Sistema internacional	Sistema inglés	
NOTA 1	Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³	Nota 1: Todos los datos sobre metro o pie cúbicos de gas están referidos a condiciones estándar.
NOTA 1	Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³	Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.
NOTA 2	Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos	
	Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS	
	Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS	Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO ₂ y nitrógeno. El oxígeno se considera como un contaminante.
	Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%	2%	
	Contenido de N ₂ máximo en % volumen	5%	5%	Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.
NOTA 3	Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%	
	Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,1%	Nota 5: Calculado con el poder calorífico superior en base volumétrica a condiciones estándar definidas en la presente resolución y con la densidad relativa real a las mismas condiciones estándar.
	Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6,0 Lb/MPCS	
	Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F	
	Temperatura de entrega mínimo	7,2°C	45°F	
NOTA 4	Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc	
NOTA 5	Número de wobbe	Entre 46.6 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ ft ³	

El RUT (reglamento único de transporte), norma elaborada por la CREG de manera que este reglamento rige únicamente para Colombia, sin embargo, funciona como compendio de información tomada tanto por la NACE (asociación nacional de ingenieros de corrosión) como de las normas ASME, establece reglas para la construcción, operación, distribución y condiciones de operaciones que debe tener en cuenta una empresa a la hora de transportar gas natural como se muestra en la **tabla 16**.

Al tener reunidos los datos obtenidos tanto por la cromatografía (ver **Fig. 40**) como por los resultados de los estudios de sustancias corrosivas, se puede hacer un comparativo con las especificaciones dadas por el RUT la cuales se ven en la **tabla 17, tabla 18 y tabla 19**, que, en términos simples, al cumplir con estos parámetros no se debería presentar desgaste de material más allá de un proceso de corrosión natural debido al contacto con el fluido con el cual convive el gasoducto.

Para tener en consideración, salvo acuerdo entre partes, el gas deberá entregarse a una presión de **1200 psi**. El punto de rocío de hidrocarburos a cualquier presión no deberá exceder los **45°F (7.2°C)**; en cuanto a la calidad del gas, la entrega del gas deberá ser tal que no forme líquido.[11]

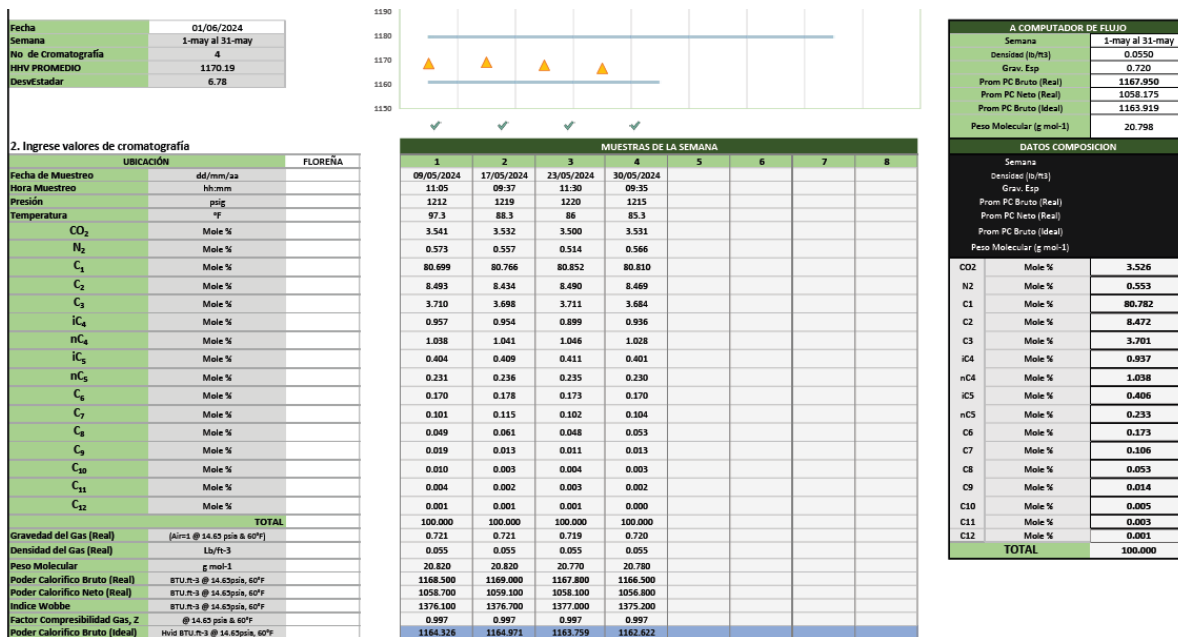


TABLA 17
COMPARACIÓN CON ESPECIFICACIONES RUT FEBRERO-MARZO

	COMPARATIVO	FEBRERO		MARZO	
	RUT	FLOREÑA	CITY GATE	FLOREÑA	CITY GATE
Especificaciones	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/ft ³	1177,20 BTU/ft ³	1103,35 BTU/ft ³	1189 BTU/ft ³	1104,285 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/ft ³				
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	0,25 grano/100PCS (6 mg/m ³)	NO INFO	0,188 grano/100PCS	NO INFO	0,125 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	1,0 grano/100PCS (23 mg/m ³)	NO INFO	NO INFO	NO INFO	NO INFO
Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%	3,502%	3,646%	3,514%	3,632%
Contenido de N ₂ máximo en % volumen	5%	0,510%	0,530%	0,520%	0,529%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	4,012%	4,176%	4,034%	4,161%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,00%	0,0%	0,00%	0,0%
Contenido máximo de vapor de agua	6,0 Lb/MPCS	NO INFO	373,8 Lb/MPCS (6 mg/L)	NO INFO	311,5 lb/MPCS (5 mg/L)
Temperatura de entrega máximo	120°F	93 F	93 F	93 F	93 F
Temperatura de entrega mínimo	45°F				
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0.7 grano/1000 pc (1,6 mg/m ³)	NO INFO	NO INFO	NO INFO	NO INFO
Número de wobble	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³	1379,699681	1325,399133	1385,841128	1382 BTU/ft ³

TABLA 18
COMPARACIÓN CON ESPECIFICACIONES RUT ABRIL-MAYO

	COMPARATIVO	ABRIL		MAYO	
	RUT	FLOREÑA	CITY GATE	FLOREÑA	CITY GATE
Especificaciones	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/ft ³	1190,60 BTU/ft ³	1103,23 BTU/ft ³	1170,70 BTU/ft ³	1104,611 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/ft ³				
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H2S máximo	0,25 grano/100PCS (6 mg/m ³)	NO INFO	0,03 grano/100PCS	NO INFO	0,125 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	1,0 grano/100PCS (23 mg/m ³)	NO INFO	NO INFO	NO INFO	NO INFO
Contenido CO2 máximo en % volumen	2%	3,506%	3,676%	3,512%	3,638%
Contenido de N2 máximo en % volumen	5%	0,514%	0,539%	0,517%	0,539%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	4,020%	4,215%	4,029%	4,177%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,00%	0,0%	0,00%	0,0%
Contenido máximo de vapor de agua	6,0 Lb/MPCS	NO INFO	124,6 Lb/MPCS (2 mg/L)	NO INFO	249,2 Lb/MPCS (4 mg/L)
Temperatura de entrega máximo	120°F	93 F	93 F	93 F	93 F
Temperatura de entrega mínimo	45°F				
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0.7 grano/1000 pc (1,6 mg/m ³)	NO INFO	NO INFO	NO INFO	NO INFO
Número de wobble	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³	1386,952539	1349 BTU/ft ³	1375,961651	1366 BTU/ft ³

TABLA 19
COMPARACIÓN CON ESPECIFICACIONES RUT JUNIO-JULIO

	COMPARATIVO	JUNIO		JULIO	
	RUT	FLOREÑA	CITY GATE	FLOREÑA	CITY GATE
Especificaciones	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/ft ³	1167,950	1102,301 BTU/ft ³	1172,467	1103,267 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/ft ³	BTU/ft ³		BTU/ft ³	
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H2S máximo	0,25 grano/100PCS (6 mg/m ³)	NO INFO	0,094 grano/100PCS	NO INFO	0,125 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	1,0 grano/100PCS (23 mg/m ³)	NO INFO	NO INFO	NO INFO	NO INFO
Contenido CO2 máximo en % volumen	2%	3,526%	3,634%	3,525%	3,629%
Contenido de N2 máximo en % volumen	5%	0,553%	0,540%	0,530%	0,654%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	4,079%	4,174%	4,055%	4,283%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,00%	0,0%	0,00%	0,5%
Contenido máximo de vapor de agua	6,0 Lb/MPCS	NO INFO	311,5 lb/MPCS (5 mg/L)	NO INFO	249,2 Lb/MPCS (4 mg/L)
Temperatura de entrega máximo	120°F	89,2°F	91°F	95,66°F	97 F
Temperatura de entrega mínimo	45°F				
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0.7 grano/1000 pc (1,6 mg/m ³)	NO INFO	NO INFO	NO INFO	NO INFO
Número de wobbe	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³	1376,44 BTU/ft ³	1339 BTU/ft ³	1379,1 BTU/ft ³	1343 BTU/ft ³

Como resultado de analizar las cromatografías y estudios de calidad del gas, no cumple con el contenido de dióxido de carbono y humedad en el gas natural, en cuanto al oxígeno, por falta de información hasta el momento se toma como una muestra descartable por contaminación a la hora de su obtención.

Para las tuberías que transportan gas, el contenido de H₂S, CO₂ y O₂ son medibles y teniendo en cuenta los parámetros de operación como la presión, se puede hallar la presión parcial de estos gases corrosivos. La evaluación del potencial corrosivo se toma en base a la norma **NACE SP 0106-2018**. La corrosión interna puede ocurrir por parte del CO₂ disuelto en agua en su estado líquido. Si no hay presencia de H₂O en estado líquido, el dióxido de carbono no es corrosivo; sin embargo, en presencia del agua líquida la presión parcial de CO₂, es usada como guía para definir la corrosividad del CO₂ en el gasoducto, tal y como se muestra en la **tabla 20**.^[12]

TABLA 20
NIVELES DE CORROSIVIDAD DEL GAS

CORROSIVIDAD	VALOR DE PRESIÓN PARCIAL
CORROSIVO EN PRESENCIA DE AGUA	>30 PSI
PODRÍA SER CORROSIVO	3-30 PSI
NO CORROSIVO	<3 PSI

La corrosión puede generarse por el H₂S. Como ocurre con el CO₂, el potencial de que un fenómeno de corrosión por sulfuro de hidrogeno se produzca, va de la mano con la presión parcial del mismo sumado a las condiciones de operación. Sin embargo, sus efectos se notan mucho más en el SCC (stress corrosion cracking) del cual se hablará más adelante.

El oxígeno no está presente naturalmente en las formaciones de gas natural. Igualmente, cuando el oxígeno está presente incluso en bajas cantidades puede ocasionar corrosión. Principalmente es preocupante su presencia en tuberías que transportan agua o hidrocarburos.^[12]

TABLA 21
CONDICIONES DEL GAS

	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO
PRESIÓN DEL SISTEMA (PSI)	1190	1190	1190	1190	1190	1190
CO2 (%)	3,646%	3,632%	3,676%	3,638%	3,634%	3,629%
PRESIÓN PARCIAL CO2 (PSI)	43,38502	43,22199	43,74202	43,292 2	43,244 6	43,1851
H2S (PPM)	3	2	0,5	4	1,5	2
PRESIÓN PARCIAL H2S (PSI)	0,00357	0,00238	0,000595	0,0047 6	0,0017 85	0,00238
VALOR DE HUMEDAD (Lb/MPCS)	373,8	311,5	124,6	249,2	311,5	249,2
TEMPERATURA DEL GAS (°F)	93	93	93	93	89,2	95,66
WATER DEW POINT (°F)	-28,70	-28,70	-28,70	-28,70	-28,70	-28,70
PH	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19

Los resultados obtenidos de los análisis de calidad del gas y monitoreo continuo de humedad y punto de rocío (ver **tabla 21**); nos muestran valores muy por encima de los límites correspondiente a la humedad con un valor promedio de 269.96 lb/MPCS incumpliendo con las especificaciones del RUT (límite máximo 6.0 lb/MPCS), cabe recalcar que las secciones evaluadas tienen las mismas condiciones de operación (1200 psi y 93°F de temperatura promedio). Sin embargo, el punto de rocío está a una temperatura de -28.7°F, cumpliendo con el reglamento (45°F dew point máx).

Adicionalmente, en las tablas anteriores se consolidan los datos de los valores de %CO₂ presentes en el gas, los cuales se encuentran por encima de los valores establecidos por el RUT (2%), se pueden observar valores de presión parcial del CO₂ por encima de los 30 psi, ubicándolo en el nivel de “corrosivo en presencia de agua”. Teniendo en cuenta los valores de presión parcial del CO₂, de humedad y punto de rocío;

no se presenta una amenaza de corrosión interna en el gasoducto, más allá del proceso de corrosión natural. Para que los valores fuera de parámetros adquieran relevancia, se deben generar situaciones poco probables durante la operación del gasoducto.

B. AMENAZA DE CORROSIÓN EXTERNA

Para analizar las amenazas de corrosión externa, la norma ASME B31.8s requiere la siguiente información mínima para que sea evaluada una amenaza de corrosión externa:

TABLA 22

TABLA DE INFORMACIÓN PARA LAS AMENAZAS DE CORROSIÓN EXTERNA

CORROSIÓN EXTERNA	Año de instalación	2005
	Tipo de tubería	Sin costura
	Grado de la tubería	X42
	Material de la tubería	API 5L
	Fecha de aplicación de revestimiento	2005
	Tipo de revestimiento	FBE
	Condición de revestimiento (PCM)	282 indicaciones
	Temperatura de operación (°F)	93
	Tipo de suelo	NO
	Condición del suelo	NO
	pH	NO
	Contenido de sulfatos	NO
	Resistividad del suelo	NO
	Niveles de polarización	SI
	ILI	SI
	MIC detectado	NO
	Historial de fugas	SI
	Espesor nominal de pared (in)	0,28
Estado de la URPC	Operativo	
Años con protección catódica	18	

Diámetro externo (in)	6,625
Presión de diseño (psi)	2200
SUTS (tensión de rotura)	60000
SYMS (psi)	42000
MAOP (psi)	1200
Nivel de estrés operativo (%SYMS)	NO

La herramienta ILI permite identificar cualquier tipo de anomalías que puedan afectar al gasoducto, siempre que este equipada con los artilugios correctos. El ILI del 2023 se centró en el análisis de anomalías de pérdida de metal externas y geométricas. Para el análisis de las amenazas de corrosión externa se presentaron varios fenómenos activos como muestra la siguiente tabla:

TABLA 23
FENÓMENOS DE CORROSIÓN EXTERNA POR ILI

dist.del reg. [m]	latitud	longitud	altura [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	Pos.horaria	ubicación superf.	dim_o	d [%]
14210,033	N 05° 21' 31.685"	W 72° 23' 15.659"	346,910	-2,283	Anomalía / Corrosión	9:34	EXT	PITT	36
1541,558	N 05° 25' 48.456"	W 72° 26' 58.974"	488,821	-0,075	Anomalía / Corrosión	5:36	EXT	CIGR	24
5311,708	N 05° 24' 14.616"	W 72° 25' 57.589"	448,445	-1,899	Anomalía / Corrosión	11:41	EXT	CIGR	22
11510,733	N 05° 21' 51.708"	W 72° 24' 12.544"	444,694	-6,492	Anomalía / Corrosión	6:26	EXT	CISL	19
1537,094	N 05° 25' 48.594"	W 72° 26' 59.014"	488,628	-7,827	Anomalía / Corrosión	10:11	EXT	CISL	16
672,150	N 05° 26' 10.452"	W 72° 27' 07.135"	538,067	-4,695	Anomalía / Corrosión	11:51	EXT	PITT	15
1534,812	N 05° 25' 48.664"	W 72° 26' 59.034"	488,544	-5,545	Anomalía / Corrosión	1:08	EXT	PITT	15
12604,621	N 05° 21' 44.413"	W 72° 23' 48.936"	452,828	-11,346	Anomalía / Corrosión	11:26	EXT	PITT	15
9655,033	N 05° 22' 21.580"	W 72° 24' 54.166"	389,986	-4,632	Anomalía / Corrosión	7:55	EXT	CISL	14

dist.del reg. [m]	latitud	longitud	altura [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	Pos.horaria	ubicación superf.	dim_o	d [%]
13046,771	N 05° 21' 31.748"	W 72° 23' 51.112"	378,698	-4,522	Anomalía / Corrosión	2:01	EXT	CISL	14
11191,385	N 05° 21' 55.606"	W 72° 24' 21.381"	439,059	-4,429	Anomalía / Corrosión	6:19	EXT	CIGR	10

Una vez agrupados los fenómenos activos, se encontraron varios que habían sido reparados por la empresa dueña del gasoducto, estas anomalías se ven identificadas con el color verde en la **tabla 23**, estos 4 defectos se habían identificado dentro del ILI realizado en el año 2021, y se les estaba realizando un seguimiento debido a su severidad ya que tenían una pérdida de material severos (ver **tabla 24**), su reparación consistió en un refuerzo no metálico para restaurar su integridad, como se muestra en la **Fig. 41**, **Fig. 42** e **Fig. 43**.

TABLA 24
COMPARATIVO CORROSIÓN EXTERNA ILI 2023 VS 2021

2023					2021				
CORROSIÓN					CORROSIÓN				
dist.del reg. [m]	evento / comentario	Pos.horaria	dim_o	d [%]	dist.del reg. [m]	evento / comentario	Pos.horaria	dim_o	d [%]
14210,033	Anomalía / Corrosión	9:34	PITT	36	14210,046	CORR	9:31	PITT	34
1541,558	Anomalía / Corrosión	5:36	CIGR	24	1541,559	CORR	9:46	CIGR	33

2023					2021				
CORROSIÓN					CORROSIÓN				
5311,708	Anomalía / Corrosión	11:41	CIGR	22	5311,713	CORR	11:49	PITT	40
11510,733	Anomalía / Corrosión	6:26	CISL	19					
1537,094	Anomalía / Corrosión	10:11	CISL	16					
672,150	Anomalía / Corrosión	11:51	PITT	15	672,149	CORR	11:54	PITT	15
1534,812	Anomalía / Corrosión	1:08	PITT	15					
12604,621	Anomalía / Corrosión	11:26	PITT	15	12604,619	CORR	11:23	PITT	14
9655,033	Anomalía / Corrosión	7:55	CISL	14	9655,046	CORR	7:43	CIGR	15
13046,771	Anomalía / Corrosión	2:01	CISL	14	13046,772	CORR	1:59	PITT	19
11191,385	Anomalía / Corrosión	6:19	CIGR	10	11191,369	CORR	6:12	CIGR	18



Fig. 41 Cromatografía de junio

Nota: fuente In Line Inspection 06FLOEYP 2023



Fig. 42 Reparación corrosión PK 5+311

Nota: fuente In Line Inspection 06FLOEYP 2023

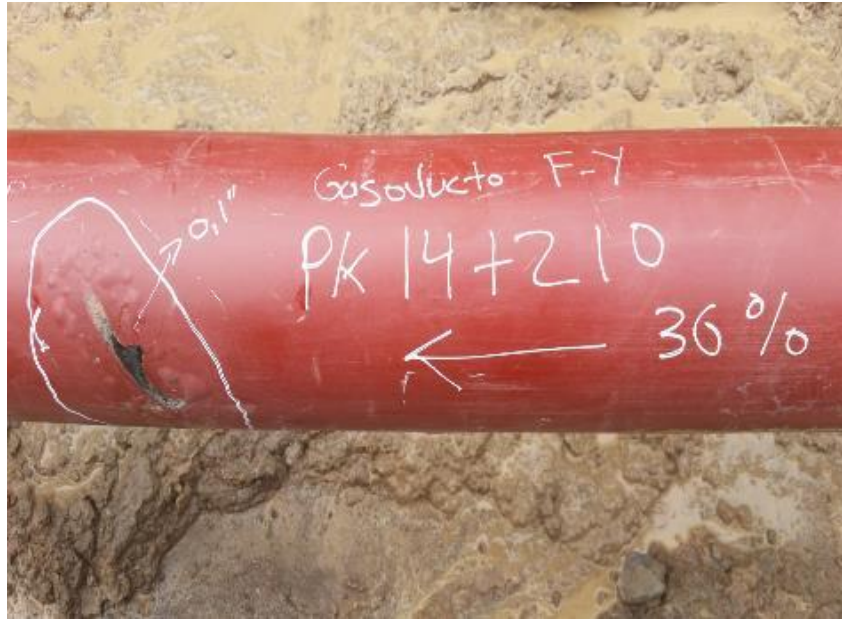


Fig. 43 Reparación PK 14+210

Nota: fuente In Line Inspection 06FLOEYP 2023

Según la norma ASME B31.8, el transporte, la instalación o la reparación de tuberías no deben reducir el espesor de la pared en ningún punto a un espesor menor al 90 % del espesor nominal de la pared, es decir, no se admiten pérdidas de espesor superiores al 10%. Cabe recalcar que el espesor al que se hace referencia la norma es al espesor calculado por la siguiente formula:

$$P = \frac{2st}{D} FET$$

P (Presión de diseño, psi)
D (diámetro exterior, in)
t (Espesor de pared)
T (factor disminución de temperatura)
s (tensión mínima de fluencia, psi)
E (factor de junta longitudinal)
F (factor de diseño según clase de localidad)

Normalmente las empresas hacen sobre dimensionamientos en la selección de espesores en tuberías, primero hay que saber cuál es el requerido por presión y localidad, luego cual es el espesor nominal de la tubería comprada. Tomando ese criterio se realizan los siguientes cálculos:

TABLA 25
VALORES DE ENTRADA DE CÁLCULOS DE ESPESOR

	Clase 1, DIV1	Clase 1, DIV2	Clase 2	Clase 3	Clase 4
D (diámetro exterior, in)	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625
P (Presión de diseño, psi)	1199,46	1199,46	1199,46	1199,46	1199,46
T (factor disminución de temperatura)	1	1	1	1	1
S (tensión mínima de fluencia, psi)	42000	42000	42000	42000	42000
E (factor de junta longitudinal)	1	1	1	1	1
F (factor de diseño según clase de localidad)	0,8	0,72	0,6	0,5	0,4

TABLA 26
RESULTADOS DEL CÁLCULO DE ESPESORES

	ESPESOR REQUERIDO (in)	ESPESOR REQUERIDO (mm)	ESPESOR NOMINAL (in)	ESPESOR NOMINAL (mm)	Limite in (90%)	Limite mm (90%)	Perdida real permitida %
Clase 1, DIV1	0,11825	3,00356	0,28	7,112	0,10642 5301	2,7032026 54	61,99

	ESPEJOR REQUERIDO (in)	ESPEJOR REQUERIDO (mm)	ESPEJOR NOMINAL (in)	ESPEJOR NOMINAL (mm)	Limite in (90%)	Limite mm (90%)	Perdida real permitida %
Clase 1, DIV2	0,13139	3,33729	0,28	7,112	0,11825 0335	3,0035585 04	57,77
Clase 2	0,15767	4,00474	0,28	7,112	0,14190 0402	3,6042702 05	49,32
Clase 3	0,18920	4,80569	0,28	7,112	0,17028 0482	4,3251242 46	39,19
Clase 4	0,23650	6,00712	0,28	7,112	0,21285 0603	5,4064053 08	23,98

Los revestimientos son usados para el control de corrosión en tuberías de acero tanto externamente como internamente. Como se ha visto en ilustraciones anteriores, el recubrimiento es el principal medio de protección contra la corrosión para las tuberías enterradas y también para la reparación de estos fenómenos. Mientras que la protección catódica es aplicada a la tubería, los recubrimientos proporcionan una garantía de defensa contra la corrosión. Cuando suceden discontinuidades o defectos sobre el revestimiento son comúnmente llamados “holidays” que pueden ser resultado de:

- Espacios que la máquina de recubrimiento se saltó.
- Quiebres por excesivo esfuerzo mecánico y térmico.
- Penetración o raspones debido a rocas u otros desechos en el relleno que rodea a la tubería.
- Acción de bacterias en el suelo.
- Acción de los disolventes en la tierra.
- Cualquier acción que dañe la película de recubrimiento.

Los recubrimientos aíslan el metal del medio electrolítico, en este caso del suelo, reduciendo así los requerimientos de energía de la CP (Cathodic protection). Los revestimientos pueden proporcionar el 99% de la protección de las tuberías, pero a medida que se deterioran lentamente, el sistema proporciona cada vez más protección, por lo tanto, son un método rentable de protección de las tuberías de acero enterradas en entornos corrosivos.[13]

La inspección PCM/ACVG es usado para detectar defectos en el revestimiento de tuberías enterradas, la técnica emplea una señal de corriente alterna aplicada a la tubería y comparada con el potencial a lo largo de todo el gasoducto. Mediante el PCM realizado por la empresa REDO, se registraron 282 anomalías, 9 anomalías menores, 257 moderadas y 16 anomalías severas. A continuación, se muestra una gráfica que resume los holidays presentes en el gasoducto y su ubicación:

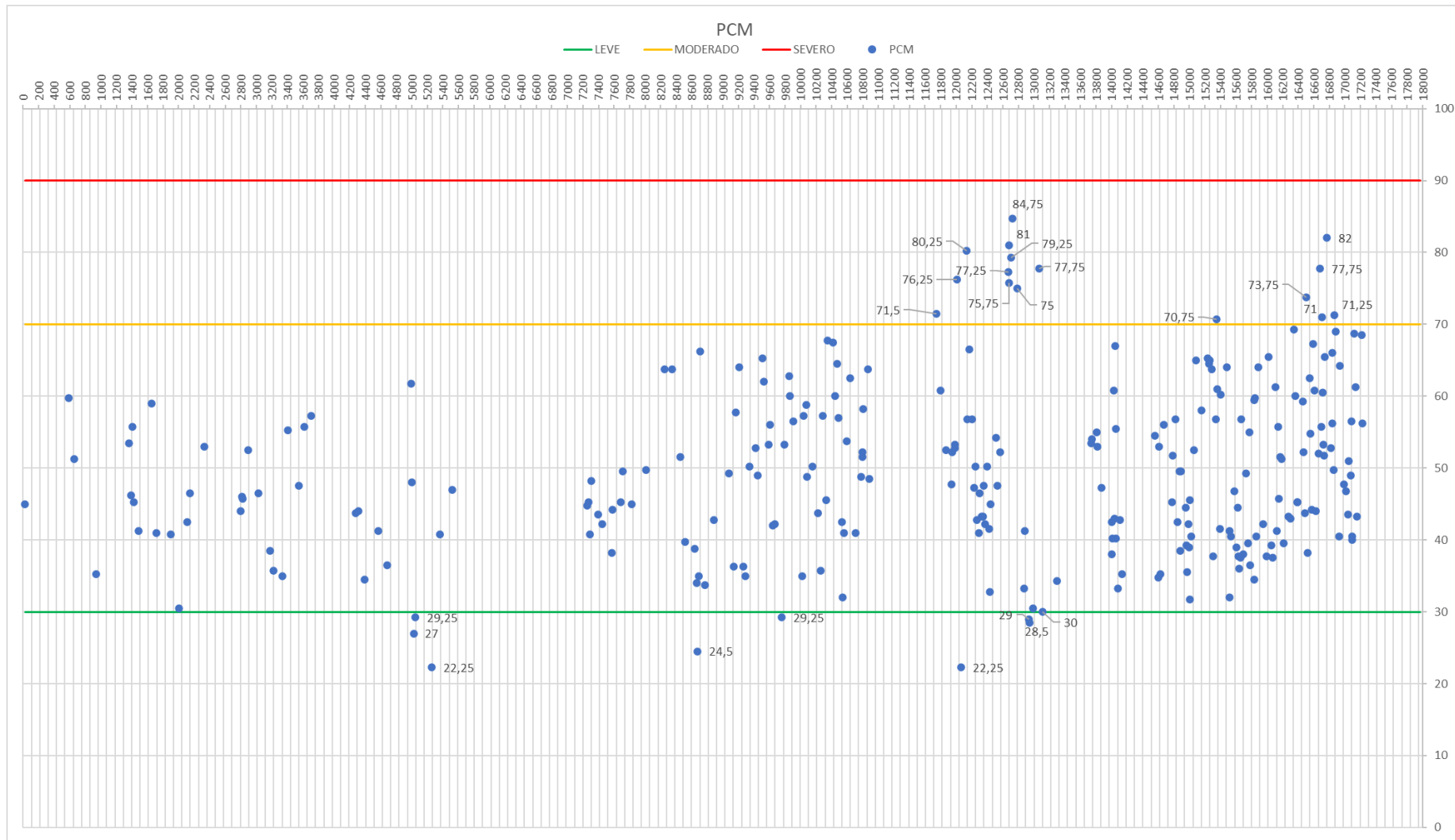


Fig. 44 Grafico de ubicación de holidays en el gasoducto

Como complemento al PCM, se hizo una inspección poste a poste de manera que se pudiese identificar si los tramos donde se encuentran ubicadas las anomalías dadas por el PCM cumplen con los requisitos de polarización mínima, es decir, que están recibiendo correctamente la corriente necesaria para compensar la pérdida de electrones que se da, en caso de haber una deficiencia en el revestimiento, entre la tubería y la tierra en la cual se encuentra enterrada.

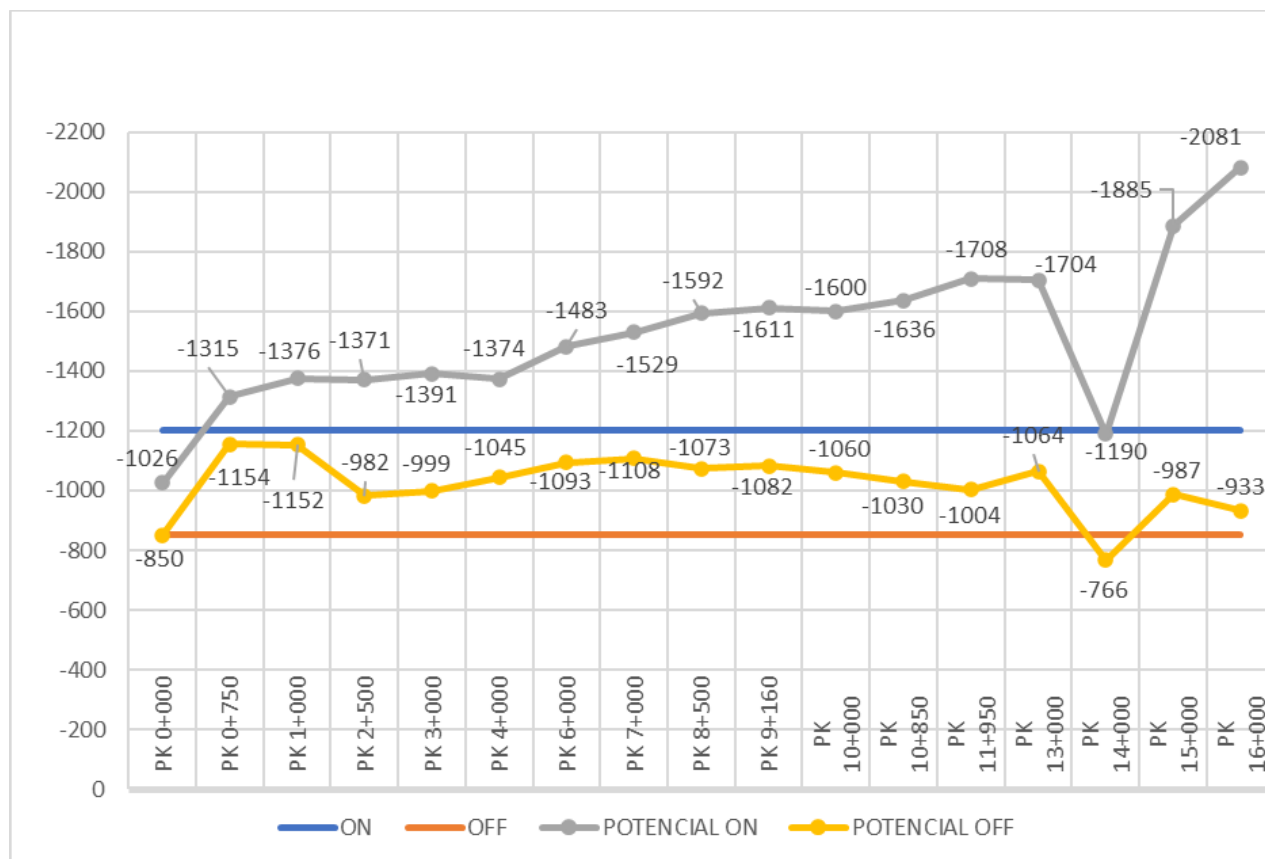


Fig. 45 Grafica de los resultados de la inspección poste a poste

Como se puede observar en la **Fig. 45**, en el poste ubicado en el PK 14+000, hay una caída de potencial que lo ubican fuera de rango, lo que puede suponer problemas en caso de que la URPC salga de línea, porque indicaría que la tubería quedaría expuesta a fenómenos de corrosión externa. Sin embargo, se hizo una inspección de juntas de aislamiento (herramientas para evitar el flujo libre de corriente de la URPC), el cual evidenció que hacían falta dos kits de aislamiento en la entrada a la planta como se muestra en la **Fig. 31** y un par de juntas en 2 canutos en la entrada al city gate (**Fig. 46**); lo cual genera que la URPC tenga que sobre esforzarse para compensar la pérdida de

corriente que se fugan tanto por las discontinuidades en el revestimiento como las fugas por falta de aislamiento presentes en el city gate y la ppb.



Fig. 46 Brida de entrada al city gate con falta de aislamiento en dos canutos
 Nota: fuente Inspección de juntas de aislamiento by REDO

El análisis de URPC para revisar si esta sufre un sobre esfuerzo o algún tipo de deficiencia, mostró que el rectificador está a un 62% de utilización (ver Fig. 47), la unidad está operativa y que su lecho anódico muestra un consumo notable y que a largo plazo se debe pensar en la repotenciación de la URPC.

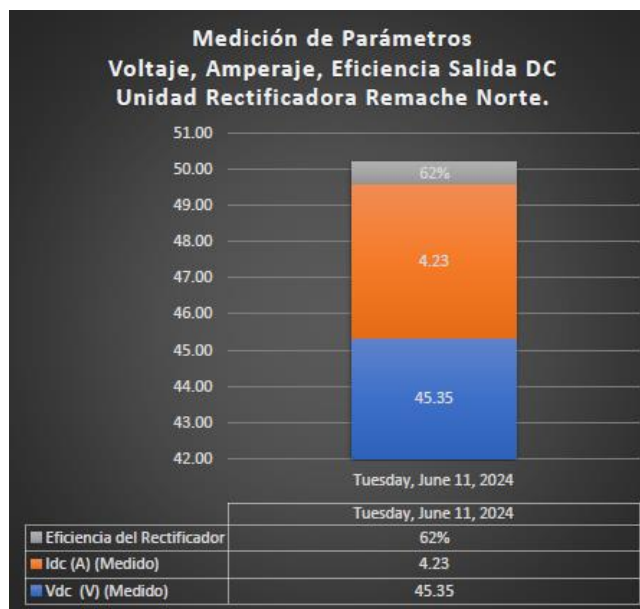


Fig. 47 Medición de parámetros URPC

Nota: fuente Inspección de URPC by REDO

Tomando en cuenta lo anterior, y ya que no se tienen valores de pH, resistividad de suelo y determinación de la presencia de bacterias BSR o BPA; se procede con la identificación de amenazas de corrosión externa basados en la información recolectada hasta el momento; no sin antes mencionar que los estudios anteriormente mencionados adquieren una mayor relevancia en cuanto a la protección catódica o el revestimiento empiecen a fallar; actualmente estas serían las amenazas al gasoducto por corrosión externa:

TABLA 27
IDENTIFICACIÓN DE AMENAZAS DE CORROSIÓN EXTERNA

SEGMENTACIÓN N	DISTANCIA		AMENAZAS POR CORROSIÓN EXTERNA
SEG 74	667,455	679,508	Anomalía / Corrosión
SEG 151	1529,267	1541,483	Anomalía / Corrosión
SEG 151	1529,267	1541,483	Anomalía / Corrosión
SEG 866	9650,401	9660,094	Anomalía / Corrosión
SEG 1013	11186,95 6	11199,19 5	Anomalía / Corrosión
SEG 1041	11504,24 1	11516,40 6	Anomalía / Corrosión
SEG 1098	12132,93 1	12138,05 2	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 174) VALVULA PK 12
SEG 1126	12444	12450,11 8	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 167)
SEG 1137	12571,61 7	12581,04 7	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 164)
SEG 1177	13042,24 9	13054,44 7	Anomalía / Corrosión
SEG 1185	13139,25 6	13151,35 7	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 144)
SEG 1185	13139,25 6	13151,35 7	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 143)

SEG 1186	13151,35 7	13163,23 3	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 142)
SEG 1188	13175,36 9	13187,48 9	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 141)
SEG 1190	13199,59 9	13211,72 3	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 140)
SEG 1195	13257,27	13269,41 8	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 139)
SEG 1219	13536,41 1	13548,54 0	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 133)
SEG 1429	15736,91 1	15748,98 6	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 84)
SEG 1524	16887,26 1	16899,42 8	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 38)
SEG 1539	17069,65 4	17081,85 6	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 29)
SEG 1541	17094,07 9	17105,58 5	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 27)
SEG 1546	17154,25 6	17166,34 0	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 22)
SEG 1555	17263,57 8	17275,74 7	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 17)

C. AMENAZAS POR SCC (STRESS CORROSION CRACKING)

Las amenazas de SCC se basan tanto en el comportamiento del medio en el que se encuentra, como en la fragilización del metal bajo las condiciones de operación específicas, aun así, también se toman en cuenta ciertos factores para hacer su evaluación, estos son dados por la norma ASME B31.8s.

La primera guía para el manejo de la integridad en tuberías de gas natural que están bajo el riesgo de SCC, es la norma ASME B31.8s la cual identifica las acciones de evaluación y mitigación. A continuación, se presenta la información mínima que debe ser recopilada para analizar el riesgo de SCC:

TABLA 28

INFORMACIÓN MÍNIMA PARA EVALUAR AMENAZAS POR SCC

SCC	Nivel de estrés operativo (%SYMS)	NO
	Revestimiento	FBE
	Edad de la tubería	>17 AÑOS
	Temperatura de operación (°F)	93
	ILI	NO SE REALIZÓ
	Distancia a unidad compresora	MENOS DE 33KM

En la parte A-4-2 de la B31.8s, especifica que el segmento se considera susceptible a SCC si cumple con todos los siguientes criterios:

- Estrés operativo excede el 60% del límite de elasticidad mínimo especificado (en este caso 42000psi).
- Edad de la tubería mayor a 10 años.
- El tipo de revestimiento es otro diferente a FBE (Fusion Bonded Epoxy).

Si se tiene sospecha de SCC, se debe otros criterios adicionales dependiendo del pH del medio en el que se encuentra enterrado. Si el pH es alto, se revisa si la temperatura de operación es superior a 100°F y su distancia a un compresor es menor a 33km.

Debido a la falta de información sobre el nivel de estrés operativo, no se puede tomar en cuenta este criterio, aun así, no cumple con dos de los criterios para evaluar el gasoducto por SCC, por lo que quedaría la evaluación teniendo en cuenta la capacidad que tiene el gas de generar SCC mediante el análisis del H₂S, quien puede

generar cracking con presiones parciales iguales o superiores a 0.05 psi como se muestra en la **Fig. 48**.

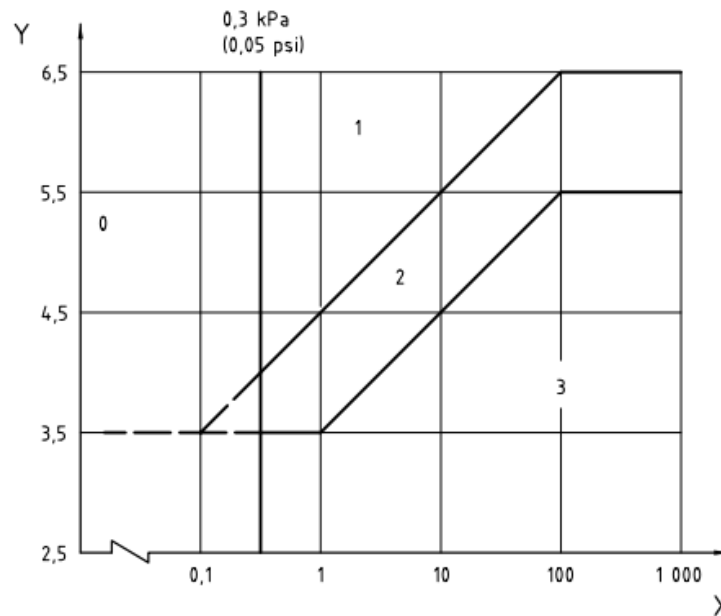


Fig. 48 Regiones de probabilidad de SCC PH₂S vs pH

Nota: fuente NACE MR0175 Petroleum and natural gas industries

Región 0, PH₂S < 0.05 psi

Normalmente, no se requieren preocupaciones bajo estas condiciones, y tomando en cuenta que el valor del pH del gas transportado es de 6.19 y la presión parcial del H₂S a largo del tiempo no supera el valor de 0.05 psi, como se muestra en la **Tabla 21**, y la concentración del H₂S en el gas transportado es inferior a 4 ppm, el gas se considera como no amargo, no corrosivo y se puede decir que **no hay amenazas de SCC latentes** en ninguno de los segmentos que componen el gasoducto Floreña-Yopal.

D. AMENAZAS POR DEFECTOS DE FABRICACIÓN

Para la evaluación de defectos de fábrica en el gasoducto, la datos mínimos requeridos para ser evaluado se resumen en los siguientes:

TABLA 29
INFORMACIÓN MÍNIMA PARA EVALUAR DEFECTOS DE FABRICA A LO LARGO DEL GASODUCTO

DEFEC TOS	Material de la tubería	API 5L
	Año de instalación	2005

	Proceso de fabricación	Extrusión
	Tipo de costura	sin costura
	Presión de operación	1200
	Resultado de ensayos	No se tienen

Para evaluar esta amenaza, se consideran también, los planos de fabricación y parámetros acordes a diversas normas, además de resultados de pruebas y ensayos, tales como prueba hidrostática, metalografía y procesos de fabricación de los tubos.

TABLA 30
INFORMACIÓN BÁSICA DEL GASODUCTO

	INFORMACIÓN BÁSICA
Año de instalación	2005
Tipo de tubería	Sin costura
Grado de la tubería	X42
Material de la tubería	API 5L
Fecha de aplicación de revestimiento	2005
Tipo de revestimiento	FBE
Temperatura de operación (°F)	93
Estado de la URPC	Operativo
Años con protección catódica	18
Diámetro externo (in)	6,625
Presión de diseño (psi)	2200
SUTS (tensión de rotura)	60000
SYMS (psi)	42000
MAOP (psi)	1200
Espesor de nominal de pared (in)	0,28
Diámetro interno (in)	6,065
Señalizaciones	CADA KILOMETRO
Recorrido DDV	MENSUAL
Invasiones al DDV	26

Debido a la falta de información sobre la construcción de la tubería, los tramos cambiados, información de ensayos realizados o información precisa de su proceso de fabricación, se toma en cuenta lo descrito en la B31.8s, que de no poseer datos, se usan suposiciones conservadoras o se le dará mayor prioridad a cada segmento, no hay amenazas por defectos de fábrica.

E. AMENAZAS POR DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN

TABLA 31
INFORMACIÓN BÁSICA PARA A EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR DEFECTOS
DE CONSTRUCCIÓN

DEFECTOS CONSTRUCTIVOS	Material de la tubería	API 5L
	Identificación de arrugas	SI
	Identificación de acoples	SI
	Refuerzo de acoples post construcción	NO
	Procedimiento de soldadura	NO
	Refuerzo de soldadura	NO
	Ensayos no destructivos	NO
	Test hidrostático	NO
	Inspección (Bell hole)	NO
	Potencial fuerzas externas	GEOAMENAZAS
	Propiedades del suelo y profundidad de arrugas	SI
	Temperatura de operación (°F)	93
	Radios de curvatura	NO
	Planos de construcción	NO
Presión operativa	1200 psi	

Para amenazas por defectos constructivos se deben tener en cuenta toda la información relacionada a los métodos de unión usados durante el proceso de construcción del gasoducto, la inspecciones realizadas para el cumplimiento de normas y calidad de juntas soldadas; en el caso de arrugas o pandeos, se deben revisar informes de inspección visual para determinar la presencia de estos, además de la presencia de fuerzas externas como las geo amenazas, parámetros operativos, profundidades del relleno y tipología de suelo. Son factores importantes para determinar los esfuerzos a los que se está sometiendo la tubería. Hay que tener en cuenta que la existencia de estas amenazas no representa por si solas un peligro a la integridad, pero la suma de estas amenazas más alguna fuerza externa pueden aumentar la probabilidad de que un evento ocurra. Los datos al final se deben integrar

y evaluar para determinar donde estas características del gasoducto conviven con fuerzas externas; por ejemplo, en el caso de las abolladuras pueden darse debido a que en el momento de tendido de la tubería la pusieron sobre alguna roca sin percatarse y al momento de colocar el relleno y compactarlo, se generó la abolladura.

TABLA 32
ANOMALÍAS DE ILI DE ABOLLADURAS

dist.del reg. [m]	latitud	longitud	altura [m]	a sold.agua s arriba [m]	evento / comentario	Pos.h oraria	h [%]
705,431	N 05° 26' 09.701"	W 72° 27' 06.409"	534,850	-1,795	Anomalía / abolladura simple / AP #1, área de CC	4:12	8,1
3149,259	N 05° 25' 04.294"	W 72° 26' 37.159"	472,932	-5,402	Anomalía / abolladura simple / área de CC	10:49	5,3
10429,466	N 05° 22' 01.160"	W 72° 24' 42.302"	388,987	-10,269	Anomalía / abolladura simple / área de CC	6:55	2
14876,789	N 05° 21' 10.522"	W 72° 23' 12.914"	338,770	-4,522	Anomalía / abolladura simple / área de CC	9:41	1,6
6086,021	N 05° 23' 51.503"	W 72° 25' 49.557"	429,700	-8,22	Anomalía / abolladura simple / área de CC	7:04	1,2
4394,645	N 05° 24' 36.175"	W 72° 26' 11.736"	440,844	-2,258	Anomalía / abolladura simple / área de CC	9:58	1,1
10703,843	N 05° 21' 58.850"	W 72° 24' 33.855"	399,592	-11,761	Anomalía / abolladura simple	8:54	1,1
11200,412	N 05° 21' 55.683"	W 72° 24' 21.104"	439,488	-1,217	Anomalía / abolladura simple / área de CC	8:20	1,1

dist.del reg. [m]	latitud	longitud	altura [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	Pos.h oraria	h [%]
14877,337	N 05° 21' 10.505"	W 72° 23' 12.913"	338,786	-5,07	Anomalía / abolladura simple / bajo grapa	8:12	1,1

TABLA 33

ANOMALÍAS DE ILI ARRUGAS

dist.del reg. [m]	latitud	longitud	altura [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	Pos.h oraria	h [arruga/ond.] [mm]
17589,777	N 05° 19' 53.794"	W 72° 22' 36.323"	321,9 50	-10,489	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación	1:47	5,7
4507,959	N 05° 24' 34.545"	W 72° 26' 08.588"	446,9 62	-6,034	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación	4:01	5,5
3704,584	N 05° 24' 48.372"	W 72° 26' 29.593"	462,2 16	-5,028	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación	11:20	4,5
14988,285	N 05° 21' 06.939"	W 72° 23' 12.609"	342,4 07	-1,883	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación	11:06	2,7

Según la norma B31.8, admite las arrugas siempre y cuando el nivel de tensión circunferencial presente en el gasoducto este por debajo del 30% de la tensión de fluencia.

$$\sigma_h = \frac{p * D}{2 * t} = \frac{1200 \text{ psi} * 6.625 \text{ in}}{2 * 0.280 \text{ in}} = 14196.42 \text{ psi}$$

σ_h = Tensión circunferencial

p = Presión interna

D = Diametro externo

t = Espesor de pared

Como se muestra en la ecuación el gasoducto opera con una tensión circunferencial de 14196.42 psi, equivalente al **33.8% SYMS**, por ende las arrugas presentes en el gasoducto Floreña-Yopal no son admisibles según la norma. Sin embargo, como se dijo al comienzo de la sección, las arrugas aunque fuesen admisibles seguirían siendo un peligro a la integridad al interactuar con fuerzas externas.

En el caso de las abolladuras es un caso más simple, estas son hendiduras que se generan por fuerzas externas. Las abolladuras simples se definen como perjudiciales si exceden una profundidad del 6% del diámetro nominal de la tubería, aunque en la **API RP 1183 "Assessment and Management of Pipeline Dents"**, prueba que las abolladuras simples con profundidad del 10% del diámetro nominal tienen la misma presión de falla que las tuberías sin indicaciones, igualmente se debe tener en cuenta que estas anomalías no deben interferir con el paso de herramientas de limpieza o de inspección interna. El operador deberá examinar rápidamente estas indicaciones dentro de un período que no exceda 1 año después de la determinación de la condición.

Por lo dicho anteriormente, existe la amenaza por defectos de construcción en los puntos señalados en la **Fig. 49**.

SEGMENTACIÓN	UBICACIÓN GEOGRÁFICA			AMENAZAS					
	DISTANCIA		DE SECCIÓN (m)	AMENAZAS	UBICACIÓN	COORDENADAS			ESTAD
	INICIO (r)	FIN (m)				LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)	
SEG 77	703,636	715,708	12,072	Anomalia / aboladura simple / AP #1, área de CC	705,431	N 05° 26' 09.701"	W 72° 27' 06.409"	534,850	REPARADA
SEG 293	3143,857	3155,969	12,112	Anomalia / aboladura simple / área de CC	3149,259	N 05° 25' 04.294"	W 72° 26' 37.159"	472,932	ACTIVA
SEG 344	3699,556	3711,586	12,03	Anomalia / Arruga / área de CC, p. ondulación	3704,584	N 05° 24' 48.372"	W 72° 26' 29.593"	462,216	ACTIVA
SEG 404	4392,387	4404,529	12,142	Anomalia / aboladura simple / área de CC	4394,645	N 05° 24' 36.175"	W 72° 26' 11.736"	440,844	ACTIVA
SEG 414	4501,925	4514,089	12,164	Anomalia / Arruga / área de CC, p. ondulación	4507,959	N 05° 24' 34.545"	W 72° 26' 08.588"	446,962	ACTIVA
SEG 555	6077,801	6089,963	12,162	Anomalia / aboladura simple / área de CC	6086,021	N 05° 23' 51.503"	W 72° 25' 49.557"	429,700	ACTIVA
SEG 943	10419,197	10431,369	12,172	Anomalia / aboladura simple / área de CC	10429,466	N 05° 22' 01.160"	W 72° 24' 42.302"	388,987	ACTIVA
SEG 966	10692,082	10704,278	12,196	Anomalia / aboladura simple	10703,843	N 05° 21' 58.850"	W 72° 24' 33.855"	399,592	ACTIVA
SEG 1014	11199,195	11211,356	12,161	Anomalia / aboladura simple / área de CC	11200,412	N 05° 21' 55.683"	W 72° 24' 21.104"	439,488	ACTIVA
SEG 1354	14872,267	14884,450	12,183	Anomalia / aboladura simple / área de CC	14876,789	N 05° 21' 10.522"	W 72° 23' 12.914"	338,770	ACTIVA
				Anomalia / aboladura simple / bajo grapa	14877,337	N 05° 21' 10.505"	W 72° 23' 12.913"	338,786	ACTIVA
SEG 1366	14986,402	14997,573	11,171	Anomalia / Arruga / área de CC, p. ondulación	14988,285	N 05° 21' 06.939"	W 72° 23' 12.609"	342,407	ACTIVA
SEG 1582	17579,288	17591,507	12,219	Anomalia / Arruga / área de CC, p. ondulación	17589,777	N 05° 19' 53.794"	W 72° 22' 36.323"	321,950	ACTIVA

Fig. 49 Ubicación de amenazas por defectos de construcción

F. AMENAZAS POR FALLOS EN EQUIPOS

TABLA 34

INFORMACIÓN MÍNIMA DE EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR FALLOS EN EQUIPOS

FALLAS EN EQUIPOS	Falla en válvulas de alivio	NO
	Historial de falla de equipos	NO
	Año de instalación de equipos que fallaron	NO
	Falla en válvulas reguladoras	NO
	Falla en bridas	NO
	Desviación en equipos con actuadores	NO
	Desviación en alivios con actuadores	NO
	Hoja de vida de accesorios	SI
	Fallo por O'rings, empaques y sellos	NO

El primer paso de la evaluación de amenazas por fallos de equipos es tener un listado detallado de cada uno de los accesorios y equipos ligados al gasoducto, además de tener hojas de vida de estos e informes de mantenimiento; para esta caso se usaron los P&ID del gasoducto (ver **Fig. 52, 53 Y 54**), el árbol de equipos (ver **Fig. 51**) y el esquema de mantenimiento (ver **Fig. 50**).

Dentro de la evaluación se consideró que el departamento O&M no cuenta con historial de fallos por equipos, que afecten la integridad del gasoducto.

Cabe resaltar que dentro del análisis de las amenazas por fallos en equipos también se toma en cuenta el sistema de protección catódica, haciendo un énfasis en la URPC, la cual, como se muestra en la **ilustración 48** de la sección **8.2**, se

encuentra trabajando a un 62% de su capacidad y su cama anódica presenta un consumo considerable indicando sobre esfuerzos, se debe a un factor a parte y por lo tanto la URPC se encuentra en su estado operativo sin problemas.

Una vez evaluados los equipos y las actividades de mantenimiento, se concluye que **es poco probable la amenaza por fallos en equipos.**

ITEM	CODIGO	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
MECANICA	1	LIMPIEZA INTERNA TUBERIA GFY (CORRIDA DE RASPADOR)	MENSUAL
	2	VERIFICACION-MANTENIMIENTO-ENGRASE, V/Vs DE CORTE GFY KM-8,12,14,17	SEMESTRAL
	3	VERIFICACION-MANTENIMIENTO-ENGRASE, V/Vs DE CORTE TRAMPA DE ENVIO FLOREÑA	TRIMESTRAL
	4	INSPECCION-MANTENIMIENTO Y CAMBIO ELEMENTOS FILTRANTES CITY GATE YOPAL	TRIMESTRAL
	5	VERIFICACION-MANTENIMIENTO V/Vs DE ALIVIO (PSVs) CITY GATE YOPAL	SEMESTRAL
	6	VERIFICACION-MANTENIMIENTO V/V ALIVIO (PSV) TRAMPA DE ENVIO FLOREÑA	SEMESTRAL
	7	INSPECCION-MANTENIMIENTO EXTERNO-SCRUBER DE CONDENSADOS	ANUAL
	8	INSP-MANTENIMIENTO INTERNO INTERCAMBIADOR DE CALOR CITY GATE YOPAL	BIENAL
	9	INSPECCION-MANTENIMIENTO INTERNO-SCRUBER DE CONDENSADOS	QUIENAL
INSTRUMENTACION	10	VERIFICACION-MANTENIMIENTO LAZO DE CONTROL NEUMATICO SDVs TRAMPA DE ENVIO CPF FLOREÑA, BUNKER KM-14, Y CITY GATE YOPAL (PSL-PSH)	BIMENSUAL
	11	INSPECCION-MANTENIMIENTO PANEL DE CONTROL NEUMATICO CPF FLOREÑA, BUNKER, KM-14, CITY GATE YOPAL.	SEMESTRAL
	12	INSP-VERIF-MANTENIMIENTO PI,PDI, XI Y LG,TRAMPA DE ENVIO CPF FLOREÑA, BUNKER KM-14, CITY GATE YOPAL.	SEMESTRAL
	13	INSP-VERIFICACION-LAZO DE CONTROL 4-20 mA PIT Y TE (RTD), MEDIDOR DE FLUJO CORIOLIS PERENCO MORIGHAL	SEMESTRAL
	14	INSP-VERIFICACION-MANTENIMIENTO LAZO DE CONTROL NEUMATICO VALVULAS CONTROLADORAS DE PRESION (PCV 'S) CITY GATE YOPAL	SEMESTRAL
15	INSP-VERIFICACION-MANTENIMIENTO LAZO DE CONTROL NEUMATICO VALVULAS CONTROLADORAS DE NIVEL (LCV 'S) CITY GATE YOPAL	SEMESTRAL	
MEDICION	16	BALANCE GASODUCTO	DIARIAS
	17	INSPECCION Y REGISTRO DE PARAMETROS OPERATIVOS CROMATOGRAFO	SEMANAL
	18	DESCARGA COMPONENTES MOLARES STREAM ALTA Y BAJA PRESION CROMATOGRAFO	QUINCENAL
	19	VERIFICACION Y/O CALIBRACION CROMATOGRAFO	MENSUAL
	20	DESCARGA DE DATOS Y ACTUALIZACION DE PARAMETROS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO	MENSUAL
ELECTRICA	21	INSPECCION GENERAL ELECTRICA GABINETES DE CONTROL Y POTENCIA, ALUMBRADO PERIMETRAL CITY GATE YOPAL	SEMESTRAL
	22	INSPECCION RECTIFICADOR PROTECCION CATODICA	MENSUAL
	23	POTENCIAL ON-OFF POSTE KM 16	MENSUAL
	24	MANTENIMIENTO GENERAL UPS	TRIMESTRAL
	25	VERIFICACION DE PROTECCION CATODICA (TOMA DE POTENCIALES)	TRIMESTRAL
OPERACIÓN	26	RONDA DE INSPECCION VISUAL Y REGISTRO DE PARAMETROS OPERATIVOS CITY GATE YOPAL	DIARJA
	27	INSPECCION,ORDEN Y LIMPIEZA GENERAL CONJUNTO CITY GATE YOPAL	QUINCENAL
	28	INSPECCION,ORDEN Y LIMPIEZA GENERAL CASETA KM-8 GFY	MENSUAL
	29	INSPECCION,ORDEN Y LIMPIEZA GENERAL CAJA DE VALVULAS KM-12 GFY	MENSUAL
	30	INSPECCION,ORDEN Y LIMPIEZA GENERAL CASETA VALVULAS KM-14 (BUNKER) GFY	QUINCENAL
	31	INSPECCION DERECHO DE VIA (RDDV) (PUNTOS SUBFLUVIALES, MARCOS H, OBRAS DE GEOTECNIA, PKs, TUBERIA AEREA, VALLAS, SABANALES)	MENSUAL
	32	INSPECCION A JUNTAS DE AISLAMIENTO	SEMESTRAL
	33	MEDICION DE ESPESORES (ACCESORIOS, TUBERIA)	ANUAL
	34	FUMIGACION BUNKER KM 14, Y CITY GATE YOPAL	TRIMESTRAL
	35	LAVADO Y LIMPIEZA GENERAL TUBERIA KM-8, KM-12, KM-14, KM-17 CITY GATE YOPAL	ANUAL
	36	PINTURA DE TUBERIA KM-8, KM-12, KM-14, KM-17 CITY GATE YOPAL	ANUAL
	37	DIAGNOSTICO DE GEOTECNIA EN PUNTOS CRITICOS.	ANUAL
	38	CLASS LOCATION	ANUAL
	39	BATIMETRIAS	ANUAL

Fig. 50 Esquema de mantenimiento general del GFY

Nota: fuente OYM-F-03 INDICADORES GFY 2024 - GRAFICA FINAL

SEGMENTACIÓN	UBICACIÓN GEOGRÁFICA			ACCESORIOS				
	DISTANCIA		LONGITUD DE SECCIÓN (m)	TAG	UBICACIÓN (m)	COORDENADAS		
	INICIO (m)	FIN (m)				LATITUD	LONGITUD	ALTURA (m)
SEG 2	-0,639	0,656	1,295	BA-00-03	0	N 05° 26' 28.869"	W 72° 27' 14.045"	571,038
SEG 4	0,817	1,629	0,812	BA-00-04	1,208	N 05° 26' 28.844"	W 72° 27' 14.075"	571,036
SEG 5	1,629	1,921	0,292	TE/6"	1,757	N 05° 26' 28.833"	W 72° 27' 14.089"	571,035
SEG 6	1,921	2,861	0,94	SDV-00-02	2,392	N 05° 26' 28.820"	W 72° 27' 14.105"	571,032
SEG 7	2,861	3,803	0,942	BA-00-02	3,338	N 05° 26' 28.801"	W 72° 27' 14.129"	571,027
SEG 8	3,803	4,078	0,275	TE/4"	3,937	N 05° 26' 28.789"	W 72° 27' 14.144"	571,023
SEG 9	4,078	4,358	0,28	BRIDA	4,214	N 05° 26' 28.783"	W 72° 27' 14.151"	571,018
SEG 10	4,358	9,65	5,292	Toma / 3"	5,634	N 05° 26' 28.754"	W 72° 27' 14.187"	570,967
				Grapa	6,123	N 05° 26' 28.744"	W 72° 27' 14.199"	570,904
SEG 246	2615,428	2627,517	12,089	GRAPA	2617,032	N 05° 25' 18.943"	W 72° 26' 45.549"	458,675
SEG 257	2732,434	2744,145	11,711	GRAPA	2741,385	N 05° 25' 15.654"	W 72° 26' 43.432"	462,477
SEG 758	8457,147	8469,416	12,269	Toma / 2"	8468,806	N 05° 22' 54.300"	W 72° 25' 04.327"	411,502
SEG 759	8469,416	8470,227	0,811	BA-08-00	8469,848	N 05° 22' 54.275"	W 72° 25' 04.305"	411,501
SEG 760	8470,227	8482,977	12,75	Toma / 4"	8470,846	N 05° 22' 54.251"	W 72° 25' 04.284"	411,453
SEG 943	10419,197	10431,369	12,172	Toma / 2"	10429,157	N 05° 22' 01.161"	W 72° 24' 42.312"	388,978
SEG 1098	12132,931	12138,052	5,121	Toma / 2"	12136,236	N 05° 21' 56.442"	W 72° 23' 53.748"	521,859
				Toma / 2"	12137,835	N 05° 21' 56.454"	W 72° 23' 53.698"	521,694
SEG 1099	12138,052	12138,656	0,604	BA-12-00	12138,366	N 05° 21' 56.458"	W 72° 23' 53.682"	521,640
SEG 1100	12138,656	12150,137	11,481	Toma / 2"	12138,871	N 05° 21' 56.462"	W 72° 23' 53.666"	521,582
SEG 1280	14264,118	14264,411	0,293	TE/4"	14264,272	N 05° 21' 30.257"	W 72° 23' 14.971"	346,063
SEG 1282	14266,942	14267,238	0,296	TE/4"	14267,087	N 05° 21' 30.166"	W 72° 23' 14.960"	346,026
SEG 1285	14268,956	14269,205	0,249	BRIDA	14269,074	N 05° 21' 30.102"	W 72° 23' 14.951"	346,033
SEG 1286	14269,205	14269,737	0,532	Toma / 1"	14269,319	N 05° 21' 30.094"	W 72° 23' 14.950"	346,031
				Toma / 2"	14269,595	N 05° 21' 30.085"	W 72° 23' 14.949"	346,030
SEG 1287	14269,737	14270,615	0,878	BA-14-02	14270,183	N 05° 21' 30.066"	W 72° 23' 14.947"	346,027
SEG 1288	14270,615	14270,860	0,245	Toma / 1"	14270,728	N 05° 21' 30.048"	W 72° 23' 14.945"	346,026
				Toma / 2"	14270,737	N 05° 21' 30.048"	W 72° 23' 14.945"	346,026
SEG 1289	14270,86	14271,749	0,889	BA-14-04	14271,295	N 05° 21' 30.030"	W 72° 23' 14.943"	346,025
SEG 1291	14271,856	14273,371	1,515	SDV-14-00	14272,299	N 05° 21' 29.998"	W 72° 23' 14.939"	346,024
				BA-14-05	14272,931	N 05° 21' 29.977"	W 72° 23' 14.937"	346,015
SEG 1292	14273,371	14273,568	0,197	Toma / 1"	14273,466	N 05° 21' 29.960"	W 72° 23' 14.936"	346,007
				Toma / 2"	14273,475	N 05° 21' 29.960"	W 72° 23' 14.936"	346,007
SEG 1293	14273,568	14273,837	0,269	BRIDA	14273,712	N 05° 21' 29.952"	W 72° 23' 14.935"	346,004
SEG 1297	14295,665	14295,958	0,293	TE/4"	14295,835	N 05° 21' 29.235"	W 72° 23' 14.868"	345,440
SEG 1320	14295,958	14544,285	248,327	Accesorio de	14535,170	N 05° 21' 21.494"	W 72° 23' 14.092"	342,581
SEG 1321	14544,285	14556,379	12,094	Accesorio de	14550,203	N 05° 21' 21.009"	W 72° 23' 14.052"	342,329
				Accesorio de	14550,855	N 05° 21' 20.989"	W 72° 23' 14.050"	342,289
SEG 1354	14872,267	14884,450	12,183	Grapa	14877,392	N 05° 21' 10.503"	W 72° 23' 12.913"	338,788
SEG 1426	15700,21	15712,696	12,486	Accesorio de	15705,371	N 05° 20' 45.940"	W 72° 23' 04.878"	342,050
SEG 1590	17657,49	17657,772	0,282	BRIDA	17657,625	N 05° 19' 52.132"	W 72° 22' 37.543"	325,719
SEG 1591	17657,772	17658,035	0,263	TE/4"	17657,912	N 05° 19' 52.125"	W 72° 22' 37.549"	325,724
SEG 1592	17658,035	17658,889	0,854	BA-17-03	17658,466	N 05° 19' 52.112"	W 72° 22' 37.562"	325,731
SEG 1594	17659,025	17659,865	0,84	SDV-17-02	17659,448	N 05° 19' 52.089"	W 72° 22' 37.583"	325,736
SEG 1595	17659,865	17660,133	0,268	TE/4"	17659,999	N 05° 19' 52.076"	W 72° 22' 37.596"	325,739
SEG 1596	17660,133	17661,057	0,924	BA-17-02	17660,609	N 05° 19' 52.062"	W 72° 22' 37.609"	325,740
SEG 1598	17663,349	17663,623	0,274	BRIDA	17663,489	N 05° 19' 51.995"	W 72° 22' 37.673"	325,740

Fig. 51 Localización geográfica de equipos en el gasoducto Floreña-Yopal

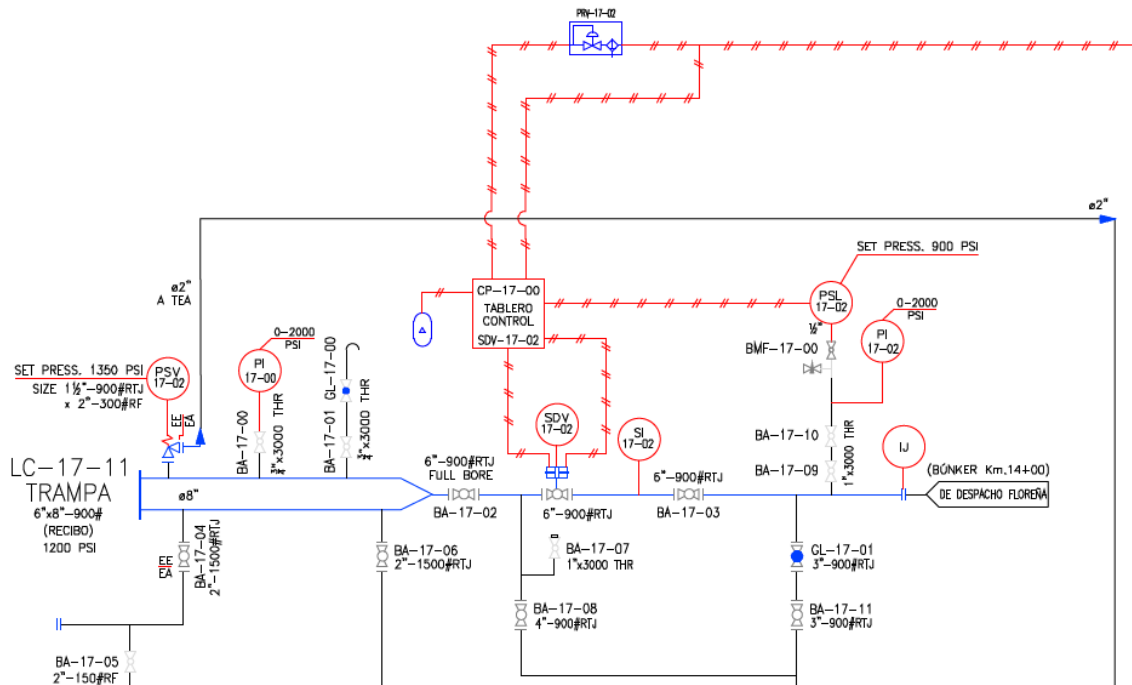


Fig. 52 Extracto de los P&ID TRAMPA DE LLEGADA CITY GATE

Nota: fuente COING-ING-PID-002-GFY 1-2 Rev.3

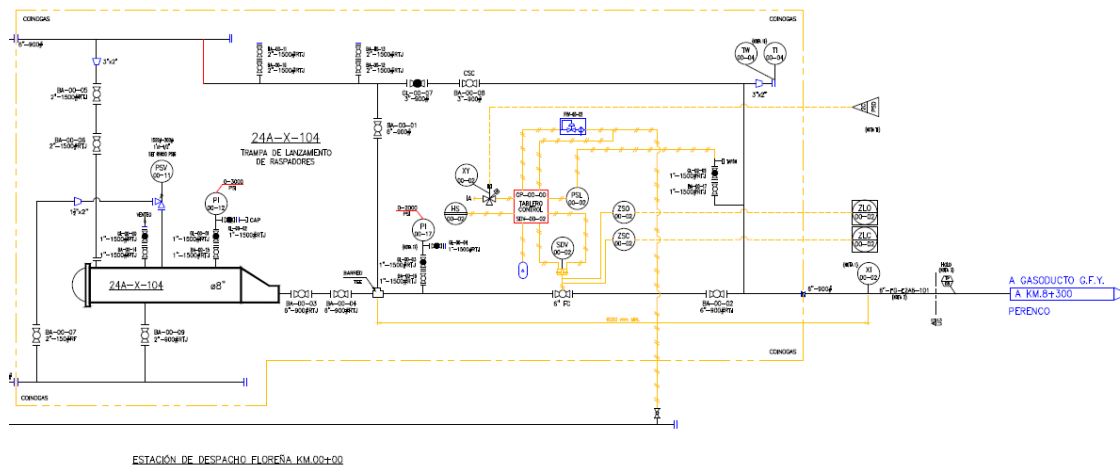


Fig. 53 EXTRACTO P&ID TRAMPA DE ENVÍO CPF FLOREÑA

Nota: fuente COING-ING-PID-001-GFY 1-1 Rev.2

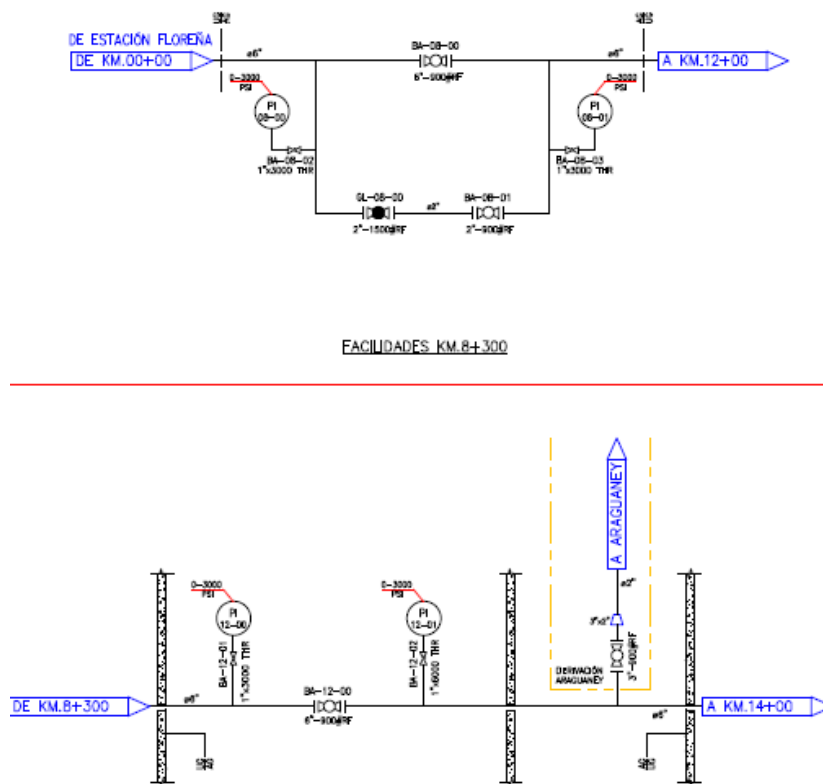


Fig. 54 EXTRACTO P&ID PK 8 Y 12

Nota: fuente COING-ING-PID-001-GFY 1-1 Rev.2

G. AMENAZAS DE DAÑOS POR TERCEROS

TABLA 35
INFORMACIÓN MÍNIMA PARA LA EVALUACIÓN DE AMENAZAS DE DAÑOS POR TERCEROS

DAÑOS POR TERCEROS	Incidentes de vandalismo	SI
	Informes de inspección de tubería	SI
	Daños previos	NO
	Historial de intrusiones	SI
	Señalizaciones	CADA KILÓMETRO
	Cruces	SI
	Mecanismos de comunicación	SI
	ILI por abolladuras y socavados en la parte superior de la tubería	SI
	Localidad	DESDE CLASE 1 A CLASE 3
	Recorrido DDV	MENSUAL
	Invasiones al DDV	26

Los daños provocados por terceros se caracterizan como daños con un fallo inmediato, vandalismo y tuberías que han sufrido daños anteriormente. La evaluación de los datos puede revelar su propensión a determinados tipos de perjuicios provocados por terceros. Precisamente por ser una amenaza independiente en el tiempo, significa que puede ocurrir en cualquier momento, sin importar que no se den las condiciones para ser valorado un segmento como propenso a amenazas por terceros, por ende, son necesarias medidas de prevención sólidas en zonas catalogadas como de alta consecuencia, en tierras agrícolas o en invasiones al DDV.

En junio del año 2022, se presentó un incendio de una tubería pluvial en el km 17+200, la cual afectó al gasoducto Floreña-Yopal dejándolo expuesto como resultado de una fogata de personas sin hogar cerca del gasoducto.



Fig. 55 Vandalismo en el PK 17+200

Nota: fuente Emergencias GFY

Como se explica en la sección **6.1**, en el análisis del class location, se describe que toda sección de clase 3 o superior conformaba una zona de alta consecuencia, además de las invasiones al DDV, son puntos que por su imprevisibilidad adquieren una gran relevancia, como se muestra a continuación las zonas de alta consecuencia ocupan un 60% de toda la población alrededor del derecho de vía:

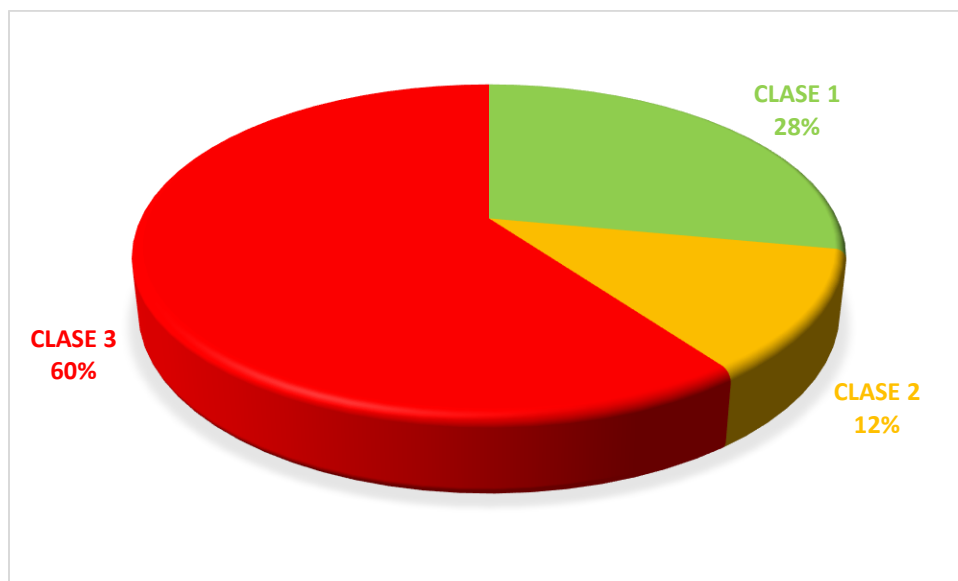


Fig. 56 Distribución de clases

Es muy importante, para evitar daños mecánicos por terceros, tener un patrullaje periódico del derecho de vía para garantizar su integridad y monitorear situaciones que afecten al gasoducto. Como explica la norma B31.8, se recomienda una frecuencia del patrullaje al DDV dependiendo de la clase de localidad:

- **CLASE 1 y 2:** ANUAL
- **CLASE 3:** SEMESTRAL

- **CLASE 4: TRIMESTRAL**

Sin embargo, se puede evaluar la frecuencia de patrullaje, al analizar las condiciones del terreno, tamaño de la tubería, presión de operación y otras condiciones. Como se evidencia en el esquema de mantenimiento de COINOGAS en la **Fig. 51**, el recorrido del DDV se realiza mensualmente.

Se tienen identificadas correctamente las invasiones al derecho de vía, catalogadas en la **tabla 2**, debido a ello es importante señalar e informar a la población que interactúa cerca del gasoducto. COINOGAS posee una actividad de socialización con la comunidad llamada “BUEN VECINO”, la cual se realiza **anualmente**, en la cual se comunica de la presencia del gasoducto, medidas de prevención, números de emergencia, métodos de respuesta ante situaciones, los riesgos y reconocer las señalizaciones que indican la presencia del gasoducto, siendo estas dispuestas cada kilómetro y en zonas de alta consecuencia aproximadamente cada 200 m.

PROHIBIDO HACER CHISPAS O ENCENDER FUEGO

APAGAR EL MOTOR NO FUMAR NO UTILIZAR TELÉFONOS CELULARES

EN CASO DE FUGA DE GAS:

- 1. CONSERVE LA CALMA**
- 2.** Alejese por lo menos 800 metros del lugar de la fuga en sentido contrario a la dirección del viento y retírese de la nube de gas. Recuerde que el gas es más liviano que el aire por lo que tiende a subir y a ser llevado por el viento; por eso, debe alejarse de la corriente de aire que lo transporte.
- 3.** Informe la situación a los números

Bomberos
119 / 125 / 3208532940
 Base de PERENCO en Yopal
608 6358461 / 3108533856
 Coinogas S.A.E.S.P.
3503815038 / 3505638195
3134190549 / 3182800984

- 4.** Apague motores, estufas, baje los tacos de la luz.
- 5.** No encienda elementos que puedan generar chispa.
- 6.** Mantenga unida a su familia y no permita que se disperse.
- 7.** Permanezca en un lugar ventilado, hasta que los organismos de socorro le informen que puede regresar a su hogar.
- 8.** Al regresar: Abra puertas y ventanas y deje ventilar por lo menos durante dos horas.

GUÍA DE RESPUESTA ANTE INCENDIOS Y FUGAS DE GAS

Fig. 57 Guía de respuesta ante incendios y fugas de gas

Nota: fuente INFORME BUEN VECINO GFY



Fig. 58 Señalización sobre el paso del gasoducto

Nota: fuente INFORME BUEN VECINO



Fig. 59 Señalización

Nota: fuente INFORME BUEN VECINO GFY

Al analizar y evaluar la información anterior, existen las amenazas de daños por terceros en el gasoducto, abarcando estas 10,4 km de los 17,4 km que comprende el gasoducto, esto evidenciado en la **tabla 4** y siendo determinadas las amenazas de manera puntual en el **anexo 1**, también denotando los defectos mecánicos que conviven cerca de zonas de alta consecuencia.

SEGMENTACIÓN	DISTANCIA		DAÑOS MECANICOS ACTIVOS	AMENAZAS POR INTERVENCIÓN DE TERCEROS
	INICIO (m)	FIN (m)		
SEG 555	6077,801	6089,963	Anomalía / abolladura simple / área de CC	CLASE 3
SEG 943	10419,197	10431,369	Anomalía / abolladura simple / área de CC	CLASE 3
SEG 966	10692,082	10704,278	Anomalía / abolladura simple	CLASE 3
SEG 1014	11199,195	11211,356	Anomalía / abolladura simple / área de CC	CLASE 3
SEG 1354	14872,267	14884,450	Anomalía / abolladura simple / área de CC	CLASE 3
			Anomalía / abolladura simple / bajo grapa	CLASE 3

Fig. 60 Daños mecánicos vs Amenazas por terceros

H. AMENAZAS POR FUERZAS EXTERNAS O RELACIONADAS AL CLIMA

TABLA 36

INFORMACIÓN MÍNIMA PARA LA EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR FUERZAS EXTERNAS O RELACIONADAS AL CLIMA

GEOAMENAZA	Geografía	SI
	Fallas sísmicas	SI
	Topografía y condiciones de suelo	SI
	Inventario de cuerpos de agua	SI
	Reportes climáticos	SI
	Información de geotecnia	SI

Las Geo amenazas son más fácilmente catalogables, sin embargo, son las que más daño provocan y su importancia es mucho mayor cuando el gasoducto atraviesa por fenómenos activos, incluyendo fallas geológicas, zonas propensas a fenómenos de remoción en masa e inundaciones.

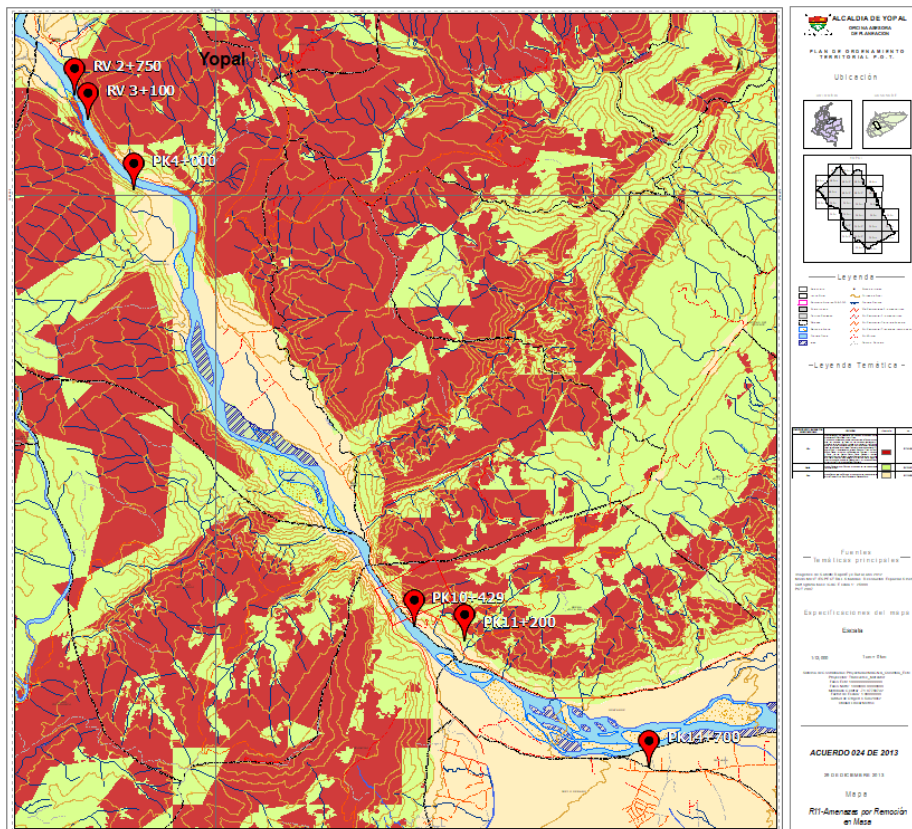


Fig. 61 Mapa de amenazas por movimientos en masa escala

Nota: fuente Plan de Ordenamiento Territorial (POT), del municipio de Yopal.



Fig. 63 Afloramiento del gasoducto y fuga en el río Cravo sur 2014

Nota: fuente LINEA DE TIEMPO EMERGENCIA GFY



Fig. 64 Cruce del río Cravo sur

Nota: fuente Registro fotográfico GFY



Fig. 65 Collage evento geológico 2011 PK 10+400

Nota: fuente Registro fotográfico GFY

Durante el análisis geotécnico se encontraron varios fenómenos activos que ponen en peligro la integridad del gasoducto, el más importantes está ubicado en el PK 2+750, en donde se ha presentado varios fenómenos de remoción en masa con flujo de detritos, la tubería se encuentra de manera superficial cubierta por sacos de material granular, susceptibles a la erosión y pueden dejar la tubería expuesta (ver **Fig. 66**).



Fig. 66 PK 2+750

En estas amenazas también se incluyen los daños mecánicos como las arrugas y abolladuras puesto que, como se expresa en la **sección 8.5**, estas adquieren mayor relevancia al estar ubicadas en zonas donde existan fuerzas externas sobre la tubería. Con ayuda del estudio geotécnico junto con la localización de los fenómenos (**sección 6.3**) y los parámetros dados por la norma ASME B31.8s, se hayan varios segmentos afectados por geo amenazas, entre los cuales destacan los siguientes por interactuar con defectos mecánicos activos:

SEGMENTOS	INICIO (m)	FIN (m)	PCM/ACVG	ILI	CLASS LOCATION	GEOAMENAZAS
SEG 74	667,455	679,508		Corrosión	CLASE 1	
SEG 151	1529,267	1541,483	ANOMALIA No.9	Corrosión	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 151	1529,267	1541,483		Corrosión	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 866	9650,401	9660,094		Corrosión	CLASE 3	
SEG 1013	11186,956	11199,195		Corrosión	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1041	11504,241	11516,406		Corrosión	CLASE 3	TUBERÍA AEREA (REMOCIÓN)
SEG 1177	13042,249	13054,447		Corrosión	CLASE 1	REMOCIÓN EN MASA

Fig. 67 Geo amenazas vs defectos mecánicos

I. AMENAZAS POR OPERACIONES INCORRECTAS

TABLA 37

INFORMACIÓN MÍNIMA PARA EVALUACIÓN DE AMENAZAS POR OPERACIONES INCORRECTAS

OPERACIONES INCORRECTAS	Información de auditoria	NO
	Información de los procedimientos	SI
	Fallas causadas por operaciones incorrectas	NO
	Monitoreo de cambios de parámetros operativos	SI

Las amenazas por operaciones se basan en el error humano, se evalúa que el operador realice los procedimientos correctamente, el personal este calificado en las actividades que va a realizar y auditorías realizadas.

Se tiene información precisa de los distintos procedimientos de mantenimiento, historial de actividades realizadas, auditorias de procedimientos en campo y manuales donde se explica la forma correcta de realizarlas.

ENGRASE DE VALVULAS	OYM-P-19 GDA REVISION 12 FECHA REV: 15/04/2021	
----------------------------	--	---

1. OBJETIVO

Establecer la forma correcta y segura de realizar la actividad de engrase de válvulas y así garantizar el correcto funcionamiento y operatividad de ~~las mismas~~.

2. ALCANCE

Aplica para todas las válvulas no auto lubricadas localizadas en el City Gate, calentadores de gas y estación reguladora del sistema de gas en la planta Araguaney.

3. DEFINICIONES.

3.1. GDA: Gasoducto Derivación Araguaney

4. DESCRIPCION DE ACTIVIDADES

Para el desarrollo de la actividad de Engrase de Válvulas se estima un tiempo de 11 Horas (Tiempo efectivo en la actividad)

PASO A PASO	PELIGROS	RIESGOS	CONTROLES	EPPS	RESPONSABLE
ALISTAMIENTO DE LA ACTIVIDAD	N/A	N/A	N/A	N/A	COINOGAS S.A E.S.P. GRUPO OYM
Diligenciar Permiso de trabajo con operador.	N/A	N/A	N/A	N/A	TÉCNICOS DE OYM

Fig. 68 Extracto de procedimiento de engrase de válvulas

Nota: fuente 04 OYM-P-19-GDA ENGRASE DE VALVULAS


INSPECCION PREOPERACIONAL DE HERRAMIENTA		OYM-F-20				
		REVISION 08				
		FECHA REV: 10/03/2016				
ACTIVIDAD:	OYM-P-19-GDA - Engrase De Valvulas					
FECHA:						
LUGAR:	Panta Araguañey - Km 0					
PROCESO:	Operación Y Mantenimiento					
MARQUE CON UNA X (B) SI ES BUENO, (R) REGULAR Y (M) SI ES MALO						
ITEM	MATERIALES, HERRAMIENTAS O EQUIPOS	CANTIDAD	ESTADO DE LA HERRAMIENTA			OBSERVACIONES
			B	R	M	
1	VERIFICACION DE DIVULGACION DE PROCEDIMIENTO	1				
2	CAMARA FOTOGRAFICA	1				
3	DETECTOR ADMSFERAS EXPLOSIVAS	1				
4	ENGRASADORA MANUAL	1				
5	GRASA SELLANTE O LUBRICANTE (CUANDO APLIQUE)	1				
6	GRASA MULTIPROPÓSITO	1				
7	MATERIAL ABSORBENTE	VARIOS				
8	GUANTES DE NITRILO	1 PAR				
9	JUEGOS DE LLAVES MIXTAS 3/8 A 1 1/6 "	12 UNID				
10	EXPANSIVA	1				
11	LLAVE DE TUBO	1				
12	ALICATE	1				
13	HOMBRE SOLO	1				
14	JUEGO DE DESTORNILLADORES (ESTRELLA Y PALA)	1				
15	TEFLON	1				
16	GRATA COBRE	1				
17	MSDS DE LA GRASAS	1				
18	PAPEL HUMEDO	NECESARIO				
ACCIONES A IMPLEMENTAR SEGÚN RESULTADO DE LA INSPECCION REALIZADA:						
REALIZO			APROBO			
NOMBRE:			NOMBRE:			
CARGO:			CARGO:			
FIRMA:			FIRMA:			

Fig. 69 Preoperacional engrase de válvulas

Nota: fuente Archivos de mantenimiento COINOGAS

Cada una de las actividades de mantenimiento cuentan con su respectivo procedimiento, un listado de chequeo de EPP y un preoperacional que deben cumplir. El líder de mantenimiento se encarga de asignar equitativamente las actividades semanalmente, de igual manera cada día se le hace correcciones a la programación para cubrir cualquier tipo de imprevisto (ver Fig. 70).

MIERCOLES					
9					
CODIGO	LUGAR	ACTIVIDAD	J	#T	NOMBRE
9,1	GDA	RONDA DE INSPECCION Y LIMPIEZA BUJIA CALENTADOR 501 INSPECCION GENERAL A FACILIDADES CITY GATE	M	1	WILCHEZ JIMENEZ KSU-945
9,5	GDA	DESCARGA DE DATOS DEL CROMATOGRAFO	M	2	
9,2	GDA	RONDA DE INSPECCION Y REGISTRO DE PARAMETROS OPERATIVOS KM 0	T	2	
9,7	GDA	INSPECCION SEMANAL DEW POINT	T	2	
9,26	GDA	VERIFICACION Y CALIBRACION DE PSV'S (VALVULAS DE SEGURIDAD)	M/T	3	JONY NICASIO ARLEY DUV-746
26	GFY	RONDA DE INSPECCION Y MONITOREO FUGA DE GAS POSICIONADOR PCV-1700	M	1	ERIKSON OSMAN GYS-743
2	GFY	ENGRASE DE VALVULAS CAJAS DE SECCIONAMIENTO KM 8 - KM 12	M/T	2	

Fig. 70 Programación de actividades del 9 de noviembre

Nota: fuente Reporte bitácoras

Los parámetros para evaluar estas amenazas no son globales para todo el gasoducto puesto que los trabajos de los operadores se dan en zonas remotas donde se encuentren los equipos de medición y control del gasoducto. Por esta razón se usan los P&ID (**Fig. 53, 54 Y 55**) para reconocer los equipos a intervenir.

Adicionalmente, COINOGAS se asegura de capacitar al personal en las actividades para las cuales se les contrata y verificar en su hoja de vida, los estudios o certificados que avalan el conocimiento. No se tiene conocimiento o registro de algún fallo sufrido en el gasoducto cuyo origen haya sido un fallo por operación incorrecta, no se evidencian amenazas por operaciones incorrectas en el gasoducto.

X. PUNTOS CRÍTICOS

- Las arrugas no son permisibles en el gasoducto, pero su criticidad aumenta al convivir con alguna fuerza externa como en el PK 3+704 y PK 14+988, donde conviven con una remoción en masa e intervención antrópica respectivamente.
- Las abolladuras se priorizan según su profundidad con respecto al diámetro externo y su interacción con fuerzas externas, como en el PK 3+149, PK 10+429, PK 10+703 y PK 11+200.
- Las abolladuras ubicadas en los PK 14+876 y 14+877 se encuentran en las profundidades del río Cravo sur, por lo que las batimetrías y el ILI son las mejores herramientas para supervisar los efectos del río sobre la tubería.
- Se hallaron 16 indicaciones en el revestimiento de grado severo que pueden ser tomadas o como discontinuidades en el revestimiento o como puntos en los cuales se capta una pérdida de corriente de la protección catódica, según los estudios realizados estas deben ser caracterizadas y monitoreadas de forma inmediata.
- Se encontraron dos fenómenos de corrosión seguidos conviviendo con una anomalía en el revestimiento en los PK 1+534 y 1+537, además de estar cerca de una vivienda.
- Se hallaron 28 geo amenazas que afectan el gasoducto, de las cuales 13 son de prioridad alta, resaltando el PK 2+750 y los puntos donde se encuentra la tubería aérea, PK 11+200 hasta PK 12+000, puesto que son fenómenos que están afectando directamente el gasoducto y sus efectos están siendo notorios.
- Se encontraron 26 invasiones al DDV, en donde se requiere mayor esfuerzo al comunicar los riesgos de convivir con un gasoducto en operación.
- La zonas de alta consecuencia, basadas en localidades, abarcan un 60% del trazado del gasoducto, haciendo que las amenazas por intervención de terceros sean más relevantes por lo impredecible que puede llegar a ser una cualquier actividad humana.

PUNTOS CRITICOS POR DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN E INTERVENCIÓN POR TERCEROS					
SEGMENTACIÓN	PK	DEFECTOS MECANICOS	Depth %	CLASS LOCATION	GEOAMENAZAS
SEG 293	3149,259	Anomalía / abolladura simple / área de CC	5,3		REMOCIÓN EN MASA
SEG 344	3704,584	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación			REMOCIÓN EN MASA
SEG 404	4394,645	Anomalía / abolladura simple / área de CC	1,1		
SEG 414	4507,959	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación			
SEG 555	6086,021	Anomalía / abolladura simple / área de CC	1,2	CLASE 3	
SEG 943	10429,466	Anomalía / abolladura simple / área de CC	2	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 966	10703,843	Anomalía / abolladura simple	1,1	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1014	11200,412	Anomalía / abolladura simple / área de CC	1,1	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1354	14876,789	Anomalía / abolladura simple / área de CC	1,6	CLASE 3	RÍO CRAVO SUR (CRUCE)
	14877,337	Anomalía / abolladura simple / bajo grapa	1,1	CLASE 3	
SEG 1366	14988,285	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación		CLASE 3	INTERVENCIÓN ANTROPICA
SEG 1582	17589,777	Anomalía / Arruga / área de CC, p. ondulación		CLASE 3	

Fig. 71 PUNTOS CRÍTICOS POR DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN

TABLA 38

PUNTOS CRÍTICOS AMENAZAS POR CORROSIÓN EXTERNA

PUNTOS CRITICOS AMENAZAS POR CORROSIÓN EXTERNA				
SEGMENTACIÓN	PK	AMENAZAS POR CORROSIÓN EXTERNA	IMPORTANCA	CLASE
SEG 74	672	Corrosión	15%	CLASE 1
SEG 151	1535	Corrosión	15%	CLASE 3
	1537	Corrosión	16%	CLASE 3
SEG 866	9655	Corrosión	14%	CLASE 3
SEG 1013	11191	Corrosión	10%	CLASE 3
SEG 1041	11511	Corrosión	19%	CLASE 3
SEG 1098	12135	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 174) VALVULA PK 12	SEVERO	CLASE 1

PUNTOS CRITICOS AMENAZAS POR CORROSIÓN EXTERNA				
SEG 1126	12450	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 167)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1137	12580	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 164)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1177	13045	Corrosión	14%	CLASE 1
SEG 1185	13150	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 144)	SEVERO	CLASE 1
		DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 143)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1186	13160	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 142)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1188	13185	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 141)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1190	13210	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 140)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1195	13265	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 139)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1219	13540	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 133)	SEVERO	CLASE 1
SEG 1429	15745	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 84)	SEVERO	CLASE 3
SEG 1524	16895	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 38)	SEVERO	CLASE 3
SEG 1539	17080	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 29)	SEVERO	CLASE 3
SEG 1541	17100	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 27)	SEVERO	CLASE 3
SEG 1546	17160	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 22)	SEVERO	CLASE 3
SEG 1555	17270	DISCONTINUIDAD REVESTIMIENTO (ANOM 17)	SEVERO	CLASE 3

LISTADO DE PUNTOS CRITICOS POR GEO AMENAZAS							
No.	PK	Coordenadas		TIPO	GRADO DE IMPORTANCIA	GRADO DE AFECTACIÓN	PRIORIZACIÓN
		Latitud (N)	Longitud (O)				
1	02+750	5°25'14.09"N	72°26'41.90"O	Remocion en masa	ALTO	ALTO	ALTA
2	03+000	5°25'5.20"N	72°26'37.64"O	Remocion en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
3	03+200 - 03+250	5°24'56.55"N	72°26'34.84"O	Remocion en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
4	04+900	5°24'28.63"N	72°25'59.71"O	Seguimiento Remocion en masa	ALTO	ALTO	ALTA
5	05+200	5°24'7.76"N	72°25'56.19"O				
6	05+750	5°24'1.71"N	72°25'54.36"O	Remocion en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
7	09+100	5°22'30.98"N	72°24'54.65"O	Seguimiento obras y procesos de socavacion	ALTO	ALTO	ALTA
8	9+900	5°22'8.00"N	72°24'48.50"O	Remocion en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
9	10+200	5°22'1.08"N	72°24'41.11"O	Remocion en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
10	10+350	5°21'59.94"N	72°24'36.19"O	Remocion en masa	ALTO	MEDIO	ALTA
11	11+100	5°21'53.43"N	72°24'18.84"O	Tuberia area	ALTO	BAJO	MEDIO
12	11+200	5°21'51.63"N	5°21'55.05"N	Tuberia area	ALTO	BAJO	MEDIO
13	11+800	5°21'55.25"N	72°23'59.91"O	Tubería área	ALTO	BAJO	MEDIO
14	12+200	5°21'49.60"N	72°23'50.47"O	Seguimiento obras control erosion	ALTO	MEDIO	ALTO
15	14+500	5°21'18.38"N	72°23'13.77"O	Seguimiento obras de control de la socavacion	ALTO	MEDIO	ALTO
16	14+800	5°21'6.65"N	72°23'12.61"O	Seguimiento interferencia antropica	ALTO	ALTO	ALTO

Fig. 72 PUNTOS CRÍTICOS AMENAZAS POR FUERZAS EXTERNAS O
RELACIONADAS AL CLIMA

TABLA 39
PUNTOS CRÍTICOS AMENAZAS DE INTERVENCIÓN POR TERCEROS

INVASIONES AL DDV									
Vereda	PK	Tipo	Clase	4 Pisos o mas	Estado	Unidades Habitables	Este	Norte	CLASE
Guamalera	01+331	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1180379,75	1092589,52	clase 3
Guamalera	01+459	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1180423,83	1092469,31	clase 3
Guamalera	01+638	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1180471,38	1092297,84	clase 3
Guamalera	02+526	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1180826,54	1091569,45	clase 3
Guamalera	04+642	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1182175,92	1090113,57	clase 2
Guamalera	05+806	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1182498,32	1089050,84	clase 3
Guamalera	05+816	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1182502,08	1089041,43	clase 3
Guamalera	05+828	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1182505,1	1089029,93	clase 3
Guamalera	05+900	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1182532,82	1088962,79	clase 3
Guamalera	06+017	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1182563,06	1088852,23	clase 3
Guamalera	08+295	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1183969,05	1087119,58	clase 3
La Vega	08+941	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184181,86	1086582,91	clase 3
La Vega	08+960	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184186,56	1086564,14	clase 3
La Vega	08+970	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184188,42	1086554,3	clase 3
La Vega	08+983	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184193,71	1086542,47	clase 3

INVASIONES AL DDV									
Vereda	PK	Tipo	Clase	4 Pisos o mas	Estado	Unidades Habitables	Este	Norte	CLASE
La Vega	09+018	Iglesia	Sitio Identificado	No	Ocupado	20	1184202,87	1086507,83	clase 3
La Vega	09+044	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184211,36	1086483,92	clase 3
La Vega	09+055	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184213,82	1086473,41	clase 3
La Vega	09+063	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184216,06	1086465,14	clase 3
La Vega	09+073	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184219,18	1086455,53	clase 3
La Vega	09+080	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184220,3	1086448,61	clase 3
La Vega	09+086	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184221,64	1086442,8	clase 3
La Vega	10+121	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184577,99	1085545,16	clase 3
La Vega	10+133	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1184582,21	1085533,24	clase 3
La Vega	10+928	Hotel	Sitio Identificado	No	Ocupado	20	1185266,79	1085290,41	clase 3
Area Urbana Yopal	14+776	Vivienda	EDOH	No	Ocupado	1	1187423,83	1083794,3	Clase 3

XI. CONCLUSIONES

- Se identificaron amenazas por corrosión externa, defectos de construcción, intervención por terceros y amenazas por fuerzas externas o relacionadas al clima como los factores que más influyen en la integridad de la tubería y continuidad del servicio de transporte de gas natural por el gasoducto Floreña – Yopal operado por COINOGAS S.A. E.S.P.

- Como parte de este estudio se generó un listado de amenazas al gasoducto basados en los requisitos de la norma B31.8s complementados con los requisitos de las normas NACE y API, con el objetivo de tener un panorama más amplio y conservador del estado de integridad del gasoducto.

- COINOGAS S.A. E.S.P. cuenta con mucha información relevante correspondiente a la identificación y evaluación de amenazas a la integridad del gasoducto; sin embargo, los datos se encuentran muy dispersos de tal manera que dificulta disponer de un panorama completo del estado de integridad del gasoducto generando puntos de amenazas latentes sin identificar.

- Los planes que resumen las actividades de mantenimiento y de integridad que ejecuta mensualmente COINOGAS S.A. E.S.P., están bien orientados, implementados y ajustados a las condiciones actuales que presenta el gasoducto, pero la empresa carece de una trazabilidad y seguimiento de los resultados de la implementación de las rutinas de operación y mantenimiento predictivo y preventivo generados a partir de la ejecución de este tipo de actividades, es decir, contraste y análisis de datos para la generación de estrategias que le permitan mantener o aumentar la vida útil del activo.

- Durante el análisis de datos, se evidenciaron discrepancias en cuanto a las métricas relacionadas con la ubicación geográfica del gasoducto y ciertos eventos que ocurren a su alrededor, de manera que es muy probable caer en errores al momento de monitorear ciertos puntos y realizar actividades con precisión.

- Al no poseer un departamento de integridad o personal enfocado en el monitoreo del gasoducto, ciertas alertas pasan a segundo plano y no son reportadas como tal y no se les da la relevancia que merecen.
- Durante la socialización de estudios realizados por algunos contratistas, se generó duda sobre la calidad y confiabilidad de los resultados obtenidos, debido a fallos o percances con los equipos usados.
- De manera personal, se aprendió la importancia que tiene la información sobre la toma de decisiones y que existen diferentes criterios para evaluar una misma situación, la perspectiva puede hacer que algo que parecía normal o sin importancia se vuelva crítico o de importancia alta.
- Se aprendió que el trabajo en equipo significa que cada persona aporta algo valioso y necesario que permite que una actividad sea realizada de manera exitosa.
- En la industria oil&gas, cada decisión que se toma tiene como objetivos principales reducir costos y generar un mejor servicio, una buena gestión de activos es imperativa para lograr tales objetivos así como un mantenimiento predictivo y preventivo que permita aumentar la vida útil de los recursos a disposición.

XII. RECOMENDACIONES

- Es importante acompañar cada una de las actividades de integridad, para garantizar la calidad de los datos obtenidos y su capacidad de ser correlacionados con otros.
- Actualizar la métrica usada para referirse a la extensión del gasoducto basándola en el ILI, para así evitar confusiones, debido a que se encuentran discrepancias como la localización de fenómenos activos relacionados con movimientos del terreno, por ejemplo, una anomalía en el PK 11+000 convive con un fenómeno de remoción en masa el cual ubican en el PK 11+200.
- Intervenir o monitorear los puntos críticos del gasoducto anteriormente señalados con el objetivo de evitar eventos que pongan en peligro la operación del gasoducto.
- Generar un programa de gestión de integridad basado en el desempeño, combinando la inspección basada en riesgo y el panorama de riesgos como pilar para estandarizar procedimientos para la evaluación e intervención de fenómenos que afecten la integridad del gasoducto.
- Se recomienda realizar un análisis de concentración de sustancias corrosivas (CO₂, H₂O, H₂S y O₂) antes y después de la Planta de Procesamiento de Buenavista (PPB) para comparar y evaluar la eficacia de los planes de mitigación de productos corrosivos, en caso de alguna variación o lectura que no cumpla con estándares, actualizar el plan de mitigación para cumplir con su objetivo.
- Se recomienda realizar la reparación del revestimiento en las zonas con indicaciones severas, indicaciones que convivan con fenómenos de corrosión externa e indicaciones que, mediante un análisis CIPS, demuestren que no están protegidas catódicamente.
- Se recomienda realizar demarcación del gasoducto en invasiones al DDV para acentuar su importancia en esas zonas que son las ubicaciones más propensas a situaciones relacionadas con la intervención por terceros. Esto debe hacer parte del plan de capacitación y convivencia con las comunidades vecinas del gasoducto

- Realizar estudios enfocados en el análisis de esfuerzos que afectan la tubería en zonas con fenómenos geotécnicos activos, principalmente.
- Elaborar una base de datos en la cual se documente todas la actividades, hallazgos y acciones que incidan en la integridad del gasoducto.
- Implementar un software de gestión o un plan de gestión de datos, con el fin de priorizar la toma decisiones.

REFERENCIAS

- [1] COINOGAS S.A E.S.P. (s.f.). *Nuestra empresa*. Obtenido de <https://www.coinogas.com/c.html>
- [2] Magazine, S. o. & G. (2024, 16 mayo). Cambio climático amenaza sector energético de Latinoamérica - Oil & Gas Magazine. Oil & Gas Magazine. <https://oilandgasmagazine.com.mx/2024/05/cambio-climatico-amenaza-sector-energetico-de-latinoamerica/>
- [3] ASME B31.8S-2010 (Spanish) - Gestión de Integridad de sistemas de gasoductos (Spanish) (B31.8S_ES - 2010). <https://webstore.ansi.org/standards/asme/asmeb318s2010spanish#:~:text=La%20norma%20ASME%20B31.,materiales%20ferrosos%20que%20transportan%20gas>
- [4] B31.8S - Managing System Integrity of Gas Pipelines - ASME. (2022). <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-8s-managing-system-integrity-gas-pipelines/2022/nondrm-enabled-pdf>
- [5] Asme. (2004). *B31.8S: managing system integrity of gas pipelines: supplement to ASME B31.8*.
- [6] *Tipos de Corrosión | Guía de selección de materiales*. (s. f.). Swagelok. <https://www.swagelok.com/es/toolbox/material-selection-guide/corrosion-types>
- [7] Solorio, J. (2022, 18 agosto). *¿Cómo evitar la corrosión de tuberías en aplicaciones industriales? El material es clave*. Corzan. <https://www.corzan.com/es-mx/blog-sp/como-eliminar-corrosion-de-tuberias-en-aplicaciones-industriales>
- [8] *¿Qué son las amenazas naturales?* (s. f.). <https://www.oas.org/dsd/publications/unit/oea57s/ch005.htm>
- [9] Ley 1523 de 2012 - Gestor Normativo. (s. f.). Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=47141>
- [10] Cesar, I. (2020, noviembre 27). *ABC Lo que debes saber sobre los movimientos en masa*. (“ABC Lo que debes saber sobre los movimientos en masa”)

- Corpoboyacá. <https://www.corpoboyaca.gov.co/noticias/abc-lo-que-debes-saber-sobre-los-movimientos-en-masa/>
- [11] Avance Jurídico Casa Editorial Ltda. (s. f.). *Alejandro - Resolución 50 de 2018 CREG*. © Avance Jurídico Casa Editorial Ltda., Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm
- [12] NACE SP0106-2018 *Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems*
- [13] Peabody, A. (2001). *Control of Pipeline Corrosion (Segunda ed.)*. (R. Bianchetti, Ed.) Houston: Nace International.
- [14] NACE SP 0169-2024 *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems*.
- [15] API RP 1183-2024 *Assessment and Management of Pipeline Dents*.

ANEXOS

ANEXO 1 Panorama de riesgo

SEGMENTOS	INICIO (m)	FIN (m)	PCM/ACVG	ILI	CLASS LOCATIO	GEOAMENAZAS
SEG 10	4,358	9,65		Anomalia/otra	CLASE 1	
SEG 74	667,455	679,508		Corrosión	CLASE 1	
SEG 151	1529,267	1541,483	ANOMALIA No.9	Corrosión	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 151	1529,267	1541,483		Corrosión	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 293	3143,857	3155,969		Abolladura simple	CLASE 1	REMOCIÓN EN MASA
SEG 344	3699,556	3711,586		Arruga	CLASE 2	
SEG 404	4392,387	4404,529		Abolladura simple	CLASE 2	
SEG 414	4501,925	4514,089		Arruga	CLASE 2	
SEG 555	6077,801	6089,963		Abolladura simple	CLASE 3	
SEG 829	9263,319	9275,255		Anomalia Manufactura	CLASE 3	
SEG 866	9650,401	9660,094		Corrosión	CLASE 3	
SEG 943	10419,197	10431,369	(ANOM 198)	Abolladura simple	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 966	10692,082	10704,278	(ANOM 191)	Abolladura simple	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1013	11186,956	11199,195		Corrosión	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1014	11199,195	11211,356		Abolladura simple	CLASE 3	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1041	11504,241	11516,406		Corrosión	CLASE 3	TUBERÍA AEREA (REMOCIÓN)
SEG 1177	13042,249	13054,447		Corrosión	CLASE 1	REMOCIÓN EN MASA
SEG 1354	14872,267	14884,450		Abolladura simple	CLASE 3	RÍO CRAVO SUR (CRUCE)
SEG 1354	14872,267	14884,450		Abolladura simple	CLASE 3	RÍO CRAVO SUR (CRUCE)
SEG 1366	14986,402	14997,573		Arruga	CLASE 3	INTERVENCIÓN ANTROPICA
SEG 1369	15018,786	15030,925		Anomalia Manufactura	CLASE 3	INTERVENCIÓN ANTROPICA
SEG 1582	17579,288	17591,507		Arruga	CLASE 3	

LOCACIÓN			2023					CLASES	(m) totales	%
PK INICIAL (m)	PK FINAL (m)	VEREDA	LONGITUD DEL TRAMO (m)	UNIDADES (IMPACTO)	CLASE					
-0,905	900	La Cabaña	900	4	CLASE 1			CLASE 1	4957	28
900	2838	La Cabaña	1938	117	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA		CLASE 2	2030	12
2838	3110	Guamalera	272	0	CLASE 1			CLASE 3	10444	60
3110	5140	Guamalera	2030	12	CLASE 2			TOTAL	17431	100
5140	5507	Guamalera	367	0	CLASE 1			# INVASIONES	26	
5507	6836	Guamalera	1329	104	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA				
6836	7087	Guamalera	251	0	CLASE 1			CLASES	%	
7087	9489	Guamalera	2402	277	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA		CLASE 1	28	
9489	9836	La Vega	347	0	CLASE 1			CLASE 2	12	
9836	11724	La Vega	1888	120	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA		CLASE 3	60	
11724	14554	Buena Vista Baja	2820	6	CLASE 1					
14554	17663,623	Area Urbana Yopal	2887	3342	CLASE 3	ALTA CONSECUENCIA				
			TOTAL	3982						
			CRECIMIENTO	798						
			ALTA CONSECUENCIA	3960						