

**ANÁLISIS DE LA INTEGRIDAD PARA UNA LÍNEA DE ACERO AL CARBÓN D
4" API 5LX42 S/C SCH40 EN OPERACIÓN PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL.**

OSVALDO GUERRERO PARDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2020

**ANÁLISIS DE LA INTEGRIDAD PARA UNA LÍNEA DE ACERO AL CARBÓN D
4" API 5LX42 S/CSCH40 EN OPERACIÓN PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL.**

OSVALDO GUERRERO PARDO

**Monografía para optar por el título de
Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director
M.Sc. Óscar Rey Castellanos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2020

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1 OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2 CRITERIO DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN	19
2.1 LA CORROSIÓN.....	19
2.2 TIPOS DE CORROSIÓN	19
2.2.1. Corrosión Seca	19
2.2.2. Corrosión Húmeda.....	20
2.3 TIPOS DE ATAQUE POR CORROSIÓN.....	22
2.4 CONTROL DE LA CORROSIÓN	23
3 PROTECCIÓN CATODICA.....	25
3.1 INHIBIDORES DE CORROSIÓN.....	27
3.2 RECUBRIMIENTOS PROTECTORES	28
4 TÉCNICA CIPS Y DCVG.....	30
4.1 LA TÉCNICA CISP	30
4.2 LA TÉCNICA DCVG.....	34
5 VERIFICACIÓN DE LA PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN	35
5.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN BÁSICA	35
5.2 EVALUACIÓN DEL REVESTIMIENTO	36
5.3 TAMAÑO DEL DEFECTO.....	39

5.4	SEVERIDAD DE LA FALLA DE REVESTIMIENTO	39
5.5	ESTADO CORROSIVO DE LAS FALLAS DE REVESTIMIENTO	41
5.6	INTERPRETACIÓN DE LA SEVERIDAD DE UNA INDICACIÓN DE FALLA EN EL REVESTIMIENTO	46
6	INTERFERENCIA ELÉCTRICA DC	49
6.1	RESISTIVIDAD DEL SUELO	52
6.2	MEDICIÓN DE RESISTIVIDADES DE SUELOS, MÉTODO WENNER.....	55
7	PRESIONES SEGURAS DE OPERACIÓN.....	58
7.1	ASME B31.8.....	58
7.2	CLASE DE LOCALIDAD (Class Location).....	58
7.3	ECUACION DE FLUJO	60
7.4	REVISIÓN DE VELOCIDADES.....	65
7.5	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN REVISIÓN PRESIÓN SEGURA DE OPERACIÓN.	69
8	PLAN DE CONTINGENCIA.....	70
8.1	CONTEXTO DEL RIESGO	70
8.1.1.	Contexto Externo.	70
8.1.1	Identificación Del Sistema	72
8.1.2.	Contexto Interno	72
8.2	DEFINICIÓN DE EMERGENCIA	73
8.3	RESPUESTA A LA EMERGENCIA.....	73
8.4	IDENTIFICACION ANALISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	75
8.5	ANALISIS DEL RIESGO Y COMBINACION DE LA PROBABILIDAD DE LA FALLA.....	76
8.6	ESTIMACION DE LA PROBABILIDAD DE LA FALLA.....	76
8.7	INDICE DE AMENAZAS	77
8.8	CONSECUENCIAS DE LA FALLA (CoF)	78

8.9 ORGANIZACIÓN DE RESPUESTA A LA EMERGENCIA.....	79
9 CONCLUSIONES.....	83
10 RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFIA.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla. 1. Datos básicos de recopilación de la información	36
Tabla. 2. Datos de inspección TAP Ferrocarril - TAP Bavaria	36
Tabla. 3. Clasificación general de indicaciones de fallas de recubrimiento	37
Tabla. 4. Cantidad de defecto/kilómetros de tubería.....	39
Tabla. 5. Clasificación del estado del defecto frente a la corrosividad.....	43
Tabla. 6. Resistividad del suelo Vs grado de corrosividad.....	53
Tabla. 7. Nivel de corrosividad del suelo de acuerdo con la resistividad eléctrica .	54
Tabla. 8. Resultado de la medición de resistividad del suelo de acuerdo con la resistividad eléctrica.....	56
Tabla. 9. Condición del recubrimiento teniendo en cuenta la densidad de falla/kilometro.....	57
Tabla. 10. Condiciones de operación.....	58
Tabla. 11. Clase de localidad en función de la cantidad de edificaciones	60
Tabla. 12. Resumen de análisis de la integridad para la línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C. Tap Ferrocarril Tap Bavaria.....	69
Tabla. 13. Estaciones de regulación inmersas en el sistema	72

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Resultado de clasificación general de indicaciones de fallas de recubrimiento	38
Cuadro 2. Análisis de severidad de la falla de revestimiento	41
Cuadro 3. Análisis del estado del defecto frente a la corrosividad.....	44
Cuadro 4. Análisis de condición de recubrimiento teniendo en cuenta la densidad de fallas/Km y densidades de corriente de protección catódica	44
Cuadro 5. Análisis de potenciales con georreferenciación	45
Cuadro 6. Clasificación de indicación según severidad y comportamiento frente a la corrosividad.....	46
Cuadro 7. . Criterios de priorización y acción a implementar en indicaciones de falla de revestimiento.....	47
Cuadro 8. Análisis, priorización y acción a implementar en indicaciones de falla de revestimiento.....	48
Cuadro 9. Cálculos hidráulicos	62
Cuadro 10. Cálculo de espesor de tubería	65
Cuadro 11. Revisión de velocidades.....	67
Cuadro 12. Subregiones y sus vulnerabilidades.....	71
Cuadro 13. Estimación de la probabilidad de falla con datos históricos de falla	77
Cuadro 14. Índice de amenaza por modo de falla.	77

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Modelo simplificado de corrosión seca	20
Ilustración 2. Modelo simplificado de corrosión húmeda.....	21
Ilustración 3. Tipos de ataques por corrosión	23
Ilustración 4. Sistema de protección catódica por ánodos galvánicos (AG).....	26
Ilustración 5. Sistema de protección catódica por corriente impresa (CI)	27
Ilustración 6. Ubicación de la línea de acero	35
Ilustración 7. Esquema de medición de los niveles de protección catódico en la línea de acero	41
Ilustración 8. Perfil de potenciales línea de acero 4" tramo válvula Ferrocarril – válvula Bavaria.....	45
Ilustración 9. Resultado para la ubicación de polaridad positiva.....	51
Ilustración 10. Utilizando SPC, por corriente impresa.....	52
Ilustración 11. Espacio geográfico de un estudio de clase de localidad	59
Ilustración 12. Ejemplo de una milla deslizante, para escoger clase de localidad .	59
Ilustración 13. Histórico de presiones de la estación del distribuidor que suministra gas a la línea.....	63
Ilustración 14. NTC 3838 Presiones de Operación Permisibles	68
Ilustración 15. Niveles de respuesta	73
Ilustración 16. Funciones de los Niveles antes, durante y después de la emergencia	74
Ilustración 17. Tabulación metodología de indexamiento para la identificación y evaluación de riesgo	75
Ilustración 18. Combinación de la probabilidad de la falla (PoF) con la consecuencia de la falla (CoF)	76
Ilustración 20. Protocolo Centro Control	80
Ilustración 21. Protocolo personal de respuesta inmediata.....	81
Ilustración 22. Plan de acción para un desastre	82

LISTA DE FOTOS

Foto 1 Instalación de interruptores de corriente en cama anódica de la estación de regulación que entrega gas al gasoducto	31
Foto 2 Levantamiento de potenciales On -Instant y potenciales despolarizados (terreno pavimentada).....	31
Foto 3 Levantamiento de potenciales On -Instant y potenciales despolarizados (Terreno destapado).	32
Foto 4 Estación de prueba Ferrocarril.....	33
Foto 5 Estación de prueba Bavaria.....	33
Foto 6 Resultado toma de potenciales siembra de magnesio registro lectura +3,9 voltios.....	49
Foto 7 Válvula Bavaria lectura +7,66 voltios potencial máximo	50
Foto 8 Medición de resistividades de suelo, método Werner.....	54
Foto 9 Resultado medición resistividad de suelo en sitios donde se localizan indicaciones de falla en recubrimiento	55
Foto 11 TAP y Válvula Ferrocarril GPS de indicación de falla localizada	56
Foto 10 TAP Bavaria levantados con equipo GPS Mobile Mapper (Base) y Promark3 (Rover).....	57

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ecuación AGA para flujo totalmente turbulento.....	61
Ecuación 2. Ecuación de Barlow.....	64
Ecuación 3. Ecuación de velocidad	66

GLOSARIO

ABOLLADURA: Depresión de la superficie del tubo.

ÁNODO: Elemento emisor de corriente eléctrica (electrodo) en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

AISLAMIENTO ELÉCTRICO: Condición de separación eléctrica de otra estructura metálica o del ambiente.

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

CAMISAS MECÁNICAS: Dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica o envolventes atornillados o soldados en la sección de la tubería.

CÁTODO: Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura para proteger.

CAÍDA DE VOLTAJE IR: Es el voltaje a través de una resistencia cuando la corriente es aplicada en conformidad con la ley de Ohm.

CAMBIO DE POTENCIAL: Diferencia entre el potencial estructural – medio (electrolito), medido antes de suspender la corriente de un sistema de protección catódica y el potencial instantáneo en estado apagado.

CIS: Medición continua de potenciales en intervalos cortos. Una medición de potenciales realizada a lo largo de una tubería metálica enterrada o sumergida, con el fin de obtener mediciones de potencial DC tubo-suelo válidas a intervalos regulares lo suficientemente pequeños para permitir una evaluación detallada.

CONEXIONES: Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería tales como: Tee, bridas, reducciones, codos, etc.

CORRIENTE DE PROTECCIÓN: Es la corriente eléctrica directa, necesaria para obtener los valores de potenciales de protección catódica de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.

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

DAÑO MECÁNICO: Es aquel producido por un agente externo, ya sea por rayadura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.

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

DENSIDAD DE CORRIENTE: Es la corriente eléctrica que fluye desde o hacia una unidad de área de superficie.

DERECHO DE VÍA: Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.

DUCTO: Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., por medio del cual se transportan los hidrocarburos (líquidos o gases).

ECDA: Es un proceso estructurado que tiene por objeto mejorar la seguridad mediante la evaluación y la reducción del impacto de la corrosión exterior en las tuberías.

ELECTRODO DE REFERENCIA: Dispositivo que permite medir el potencial de una superficie metálica expuesta en un electrolito. El potencial medido en un electrodo puede ser considerado constante bajo condiciones similares de medición. (Ejemplo: cobre / sobre sulfato de cobre saturado, calomel saturado y plata/cloruro de plata saturado).

ELECTROLITO: Sustancia química que contiene iones, que migran en presencia de un campo eléctrico. En el presente documento, electrolito hace referencia al suelo o al líquido en contacto con la superficie de acero de las líneas de flujo o tanques de almacenamiento.

ESFUERZO: Es la relación entre la fuerza aplicada y el área de aplicación, se expresa kPa o lb/pulg².

ESPESOR NOMINAL DE PARED: Es el espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación.

ESTÁNDAR NACE SP0206DG: Se aplica para evaluar corrosión interior en tuberías de gas natural que normalmente transportan gas seco.

ESTÁNDAR NACE RP0502: Metodología que se aplica para la valoración de corrosión externa en tuberías y otros sistemas de tubería que normalmente transportan gas natural e hidrocarburos líquidos.

FUENTE DE ENERGÍA (RECTIFICADOR): Es cualquier dispositivo que permite inyectar gradualmente la corriente eléctrica necesaria para la protección de una estructura a través de energía eléctrica continua.

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

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

INHIBIDOR DE CORROSIÓN: Compuesto químico orgánico o inorgánico que se adiciona al fluido transportado en concentraciones adecuadas para controlar o disminuir la velocidad de corrosión.

JUNTA DE AISLAMIENTO: Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seleccionar eléctricamente el ducto por proteger.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación de este.

PICADURAS: Corrosión localizada confinada a un punto o a un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.

POLARIZACIÓN: Es el cambio de potencial de corrosión como resultado del flujo de corriente a través de la interfaz electrodo/electrolito. Siendo el electrodo una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura para proteger.

PRESIÓN DE DISEÑO: Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual a 1.1 veces la presión de operación máxima.

PRESIÓN DE OPERACIÓN MÁXIMA (POM): Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación

PRESIÓN INTERNA: Es la presión generada en paredes internas de la tubería por efecto del fluido transportado.

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

RAYÓN O TALLÓN: Pérdida de material causado por el rozamiento con otro objeto o rozamiento continuo.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO: Es la resistencia eléctrica entre caras opuestas de una unidad cúbica de material.

VÁLVULA DE ALIVIO: Es un accesorio relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO: Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto.

VOLTAJE: Una fuerza electromotriz o una diferencia de potenciales del electrodo expresada en voltios.

RESUMEN

TITULO: Análisis de la integridad para una línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C SCH40 en operación para distribución de gas natural*.

AUTOR: OSVALDO ENRIQUE GUERRERO PARDO**

PALABRA CLAVE: Corrosión, integridad, ductos, valoración, mitigación, riesgo, aseguramiento.

DESCRIPCION:

La presente monografía está enfocada en como evaluar el sistema de protección catódica de una línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C SCH40 en operación para distribución de gas natural. En este documento se plantea el análisis de corrosión bajo las técnicas DCGV y CIPS para una línea ubicada dentro de un centro urbano y usada para la distribución de gas natural, acorde con las normas vigentes en Colombia. La base para el desarrollo de este proyecto se fundamenta en la información técnica en el proceso del gasoducto suministrada por el operador de la línea y su relevancia radica en la alta densidad poblacional presente en el trazado del gasoducto y la edad avanzada de este ducto. Una vez analizados los resultados de los informes de campo sobre el tramo del gasoducto TAP Bavaria - TAP Ferrocarril el operador del sistema establece un plan de evaluación de integridad en los puntos o regiones más críticas o susceptibles, tomando acciones de mitigación y corrección que están establecidos en los protocolos y en las normas. Por último, actualiza el Plan de Contingencia incluyendo la línea y sus características con un manejo de integridad que posibilita y garantiza la operación segura y confiable del gasoducto.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas; Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Óscar Rey Castellanos

ABSTRACT

TITLE: Integrity analysis for a D 4 "API 5LX42 S / C SCH40 carbon steel line in operation for natural gas distribution*.

AUTHOR: OSVALDO ENRIQUE GUERRERO PARDO**

KEYWORD: Corrosion, integrity, pipelines, valuation, mitigation, risk, assurance

DESCRIPTION:

This monograph is focused on how to evaluate the cathodic protection system of a carbon steel line to a D 4 "API 5LX42 S / C SCH40 in operation for natural gas distribution.

This document presents the corrosion analysis under the DCGV and CIPS techniques for a line located within an urban center and dedicated to the distribution of natural gas, according to the current regulations in Colombia. The basis for the development of this project is technical information on the gas pipeline process, provided by the line operator and its relevance lies in the high population density in the route of the gas pipeline and the advanced age of this pipeline.

Once analyzed the results of the field reports the section of the TAP Bavaria - TAP Ferrocarril gas pipeline, the system operator establishes an integrity evaluation plan in the most critical or susceptible points or regions, taking mitigation and correction actions that are established in the protocols and regulations. Finally, it updates the Contingency Plan including the line and its characteristics with an Integrity Management that guarantees the safe and reliable operation of the gas pipeline.

* Monograph

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director M. Sc. Óscar Rey Castellanos

INTRODUCCIÓN

Esta monografía analiza las condiciones de integridad para la operación del gasoducto mediante la implementación de la norma ANSI/NACE SP0502-2010 “Pipeline External Corrosión Direct Assessment Methodology”, la cual es usada en aquellos casos en los que no es viable realizar inspecciones con herramienta inteligente (ILI), por razones tales como bajos flujos, no disposición de trampas de lanzamiento y/o recibo de raspadores, obstrucciones en la línea, cambios de diámetro etc.

La importancia para este análisis radica en la necesidad de evaluar las condiciones actuales de la línea de acero al carbón de diámetro 4” con recubrimiento de alquitrán de hulla en operación, para la distribución de gas natural del gasoducto TAP Ferrocarril - TAP Bavaria de la ciudad de Santa Marta; que además cuenta con más de 25 años de servicio, con el objetivo de disminuir al máximo la probabilidad de una falla que pueda afectar el medio ambiente, la comunidad e indudablemente la reputación y las condiciones económicas de la compañía operadora.

La recopilación de información obtenida en este trabajo, con las técnicas Direct Current Voltage Gradient, DCVG, el levantamiento de potenciales On e Instant Off y una medición de potenciales despolarizados a lo largo del derecho de vía, además del análisis de riesgo y combinación de probabilidad de falla, los cuales hacen parte del programa de operación y mantenimiento del operador de la línea, permitiendo que actúe en acciones de mitigación y corrección de forma oportuna.

Al final se establecen las pautas para incrementar la vida útil del tramo y las condiciones de operación segura y confiabilidad.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la integridad para una línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C SCH40 en operación para distribución de gas natural.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Verificar la protección contra el fenómeno de la corrosión y plantear medidas de mitigación.
- Estudiar las presiones de operación con el fin de formular una presión segura y adecuada de acuerdo con el estado y el entorno de la red.
- Corroborar la sensibilidad del sistema frente a los cambios de zona, identificando los tramos críticos.
- Elaborar un plan de contingencia para la línea en caso potencial de falla o avería.

2 CRITERIO DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

Antes de definir un método de protección de un sistema de transporte y distribución de gas contra la corrosión, es indispensable conocer la esencia misma del proceso de corrosión, cuáles son sus características y las del ambiente en el que se encuentra la estructura, para determinar los métodos de protección, mitigación y control del fenómeno de corrosión.

2.1 LA CORROSIÓN

Se le denomina corrosión al ataque destructivo que sufre un material, generalmente metálico, por reacción química o electroquímica con el medio ambiente (atmosfera, suelo, fluido). El efecto de la corrosión es una alteración de las propiedades de los materiales afectados, que puede venir acompañado de una pérdida de material¹.

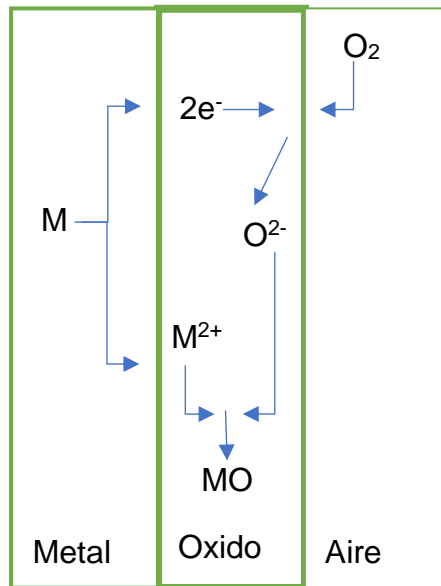
2.2 TIPOS DE CORROSIÓN

Teniendo en cuenta los ataques corrosivos que se presentan en la tubería pueden describirse dos tipos de corrosión:

2.2.1. Corrosión Seca. Es la que se presenta en las tuberías cuando está sometida a la acción de gases principalmente a temperaturas elevadas, por lo que no presenta un electrolito condensado, se presenta formación de óxidos de carácter iónico (cationes metálicos y aniones de óxido regularmente distribuidos).

Inicialmente la capa externa del material se recubre del producto de la oxidación al reaccionar con los componentes del medio ambiente.

Ilustración 1. Modelo simplificado de corrosión seca



Fuente: GÓMEZ DE LEÓN, FÉLIX CASÁREO. Manual Básico de Corrosión para ingenieros. Murcia: Servicio de publicaciones. 25 p. 84-8371-506-6

2.2.2. Corrosión Húmeda. Tiene lugar cuando el material se encuentra en medios acuosos, normalmente a temperatura ambiente o no muy elevada. Es la más extendida, por cuanto afecta a un sinnúmero de elementos en los que el material es usado en tanques, tuberías, intercambiadores, precalentadores, carcasas, estructuras, buques, etc.

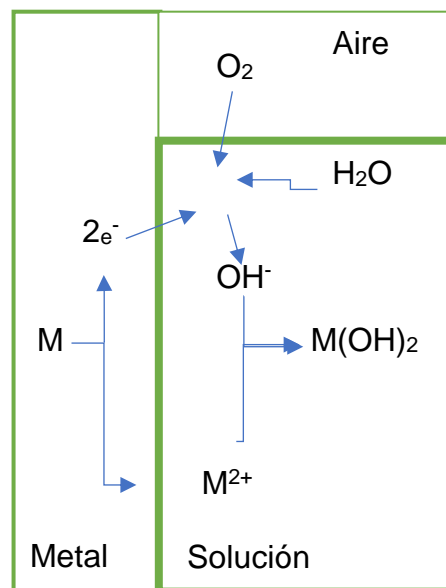
Todos los procesos de corrosión involucran transferencia de carga (iones y electrones), en particular en el caso de corrosión húmeda, esta se da a través de soluciones acuosas (electrolitos), las cuales son eléctricamente conductoras. En general, el proceso requiere de tres etapas:¹

¹ VILA CASADO, Gustavo. Corrosión Electroquímica- Mecanismo y Métodos de control. Bogotá: Universidad Nacional, 1990. p.136

- 1) Oxidación: Los átomos metálicos aumentan su valencia al ceder electrones, convirtiéndose en iones positivos, los cuales pasan al electrolito.
- 2) Transporte de carga: Los electrones son transferidos al cátodo.
- 3) Reducción: Reacción donde se consumen los electrones generados en la oxidación.

Este tipo de corrosión es netamente electroquímico, ya que es un proceso en el que se llevan a cabo reacciones de oxidación y de reducción, de ahí que se conozcan cómo proceso REDOX. Cabe mencionar que se puede favorecer una reacción u otra, en caso de inclinarse por la oxidación entonces se da la corrosión; y si es la reducción, se puede proteger al metal por ejemplo con electro depósitos².

Ilustración 2. Modelo simplificado de corrosión húmeda



Fuente: GÓMEZ DE LEÓN, FÉLIX CASÁREO. Manual Básico de Corrosión para ingenieros. Murcia: Servicio de publicaciones. 25 p. 84-8371-506-6

² VILA CASADO, Gustavo. Corrosión Electroquímica- Mecanismo y Métodos de control. Bogotá: Universidad Nacional, 1990. p.136.

2.3 TIPOS DE ATAQUE POR CORROSIÓN

Es importante señalar que la corrosión húmeda presenta dos tipos de ataque: corrosión uniforme y corrosión localizada.

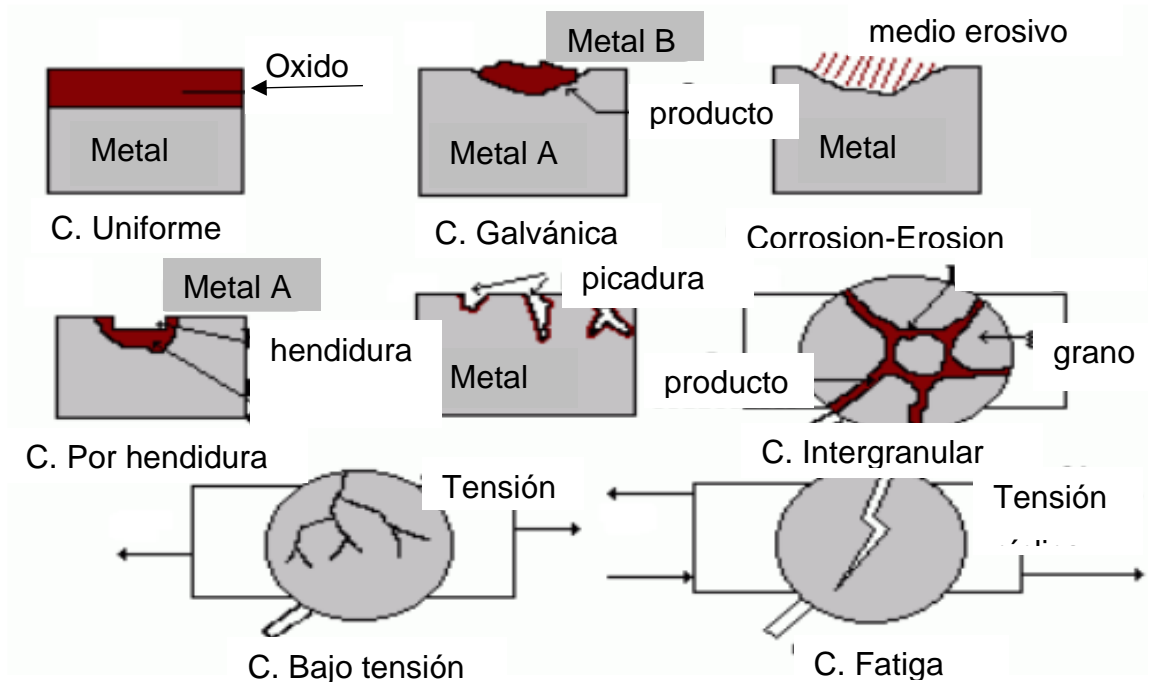
a) Corrosión uniforme, homogénea o generalizada. Se caracteriza porque el ataque se extiende de forma homogénea sobre toda la superficie metálica, por tanto, la pérdida de material es aproximadamente la misma en todos los puntos. A este tipo de ataque se le identifica por crecimiento 2D debido a que se desarrolla preferentemente a lo largo de la superficie. Por consiguiente, es relativamente fácil estimar la vida útil de los materiales metálicos que lo sufren³.

b) Corrosión localizada. El ataque no se distribuye de forma homogénea, localizándose, por el contrario, en determinadas zonas de la superficie metálica. A este tipo de ataque se le conoce por crecimiento 3D debido a que se desarrolla de manera local dando preferencia a la profundidad más que a la superficie. Dentro de este tipo de corrosión, existe a su vez otra clasificación que se mencionan a continuación:

- c) Corrosión por picadura
- d) Corrosión por hendidura
- e) Corrosión galvánica
- f) Corrosión intergranular
- g) Corrosión bajo tensión
- h) Corrosión cavitación

³ VILA CASADO, Gustavo. Corrosión Electroquímica- Mecanismo y Métodos de control. Bogotá: Universidad Nacional, 1990. p.136.

Ilustración 3. Tipos de ataques por corrosión



Fuente: GÓMEZ DE LEÓN, FÉLIX CASÁREO. Manual Básico de Corrosión para ingenieros. Murcia: Servicio de publicaciones. 25 p. 84-8371-506-6 ⁴

2.4 CONTROL DE LA CORROSIÓN

Básicamente todos los métodos que existen para lograr controlar la corrosión de los materiales metálicos son intentos para interferir con el mecanismo de corrosión, de tal manera que se pueda hacer que este sea lo más ineficiente posible. Dado que para que exista un proceso de corrosión, debe formarse una pila o celda de corrosión, además de una diferencia de potenciales entre los electrodos o zonas

⁴ GÓMEZ DE LEÓN, FÉLIX CASÁREO. Manual Básico de Corrosión para ingenieros. Murcia: Servicio de publicaciones. 25 p. 84-8371-506-6

anódicas y catódicas, la eliminación de alguno de los componentes esenciales de la mencionada pila podría llegar a detener el proceso⁵.

En la práctica existen tres maneras de lograr lo anterior y enseguida se explicará en que consiste cada una. Sin embargo, es muy importante señalar que ningún método elimina la corrosión, sino que todos disminuyen la velocidad de la reacción de oxidación, ya que el metal siempre buscara la condición de mínima energía, que es la formación de óxidos e hidróxidos.

⁵ Otero, E. Corrosión y degradación de materiales. España. Síntesis (2001)

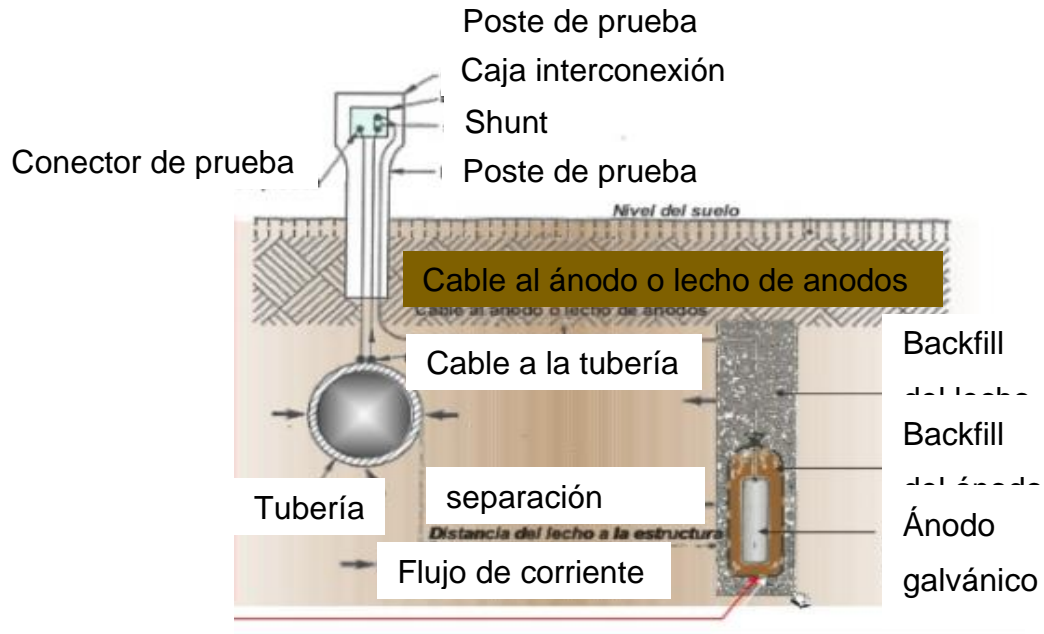
3 PROTECCIÓN CATODICA

Se debe recordar que toda estructura propensa a corroerse presenta zonas catódicas y anódicas, siendo esta última aquellas áreas donde se lleva a cabo la corrosión. Pero si todas las áreas anódicas se pudieran convertir en catódicas, la estructura completa funcionaría como cátodo y la corrosión se disminuiría considerablemente. Este es el mecanismo de acción de la protección catódica y se puede llevar a cabo de dos maneras.

a) Por corriente impresa. La protección se logra aplicando una corriente externa a partir de un rectificador que suministra corriente continua de bajo voltaje. El terminal positivo de la fuente de corriente se conecta a un ánodo auxiliar (grafito, por ejemplo) localizado a una determinada distancia de la estructura a proteger y el terminal negativo se conecta a la estructura metálica.

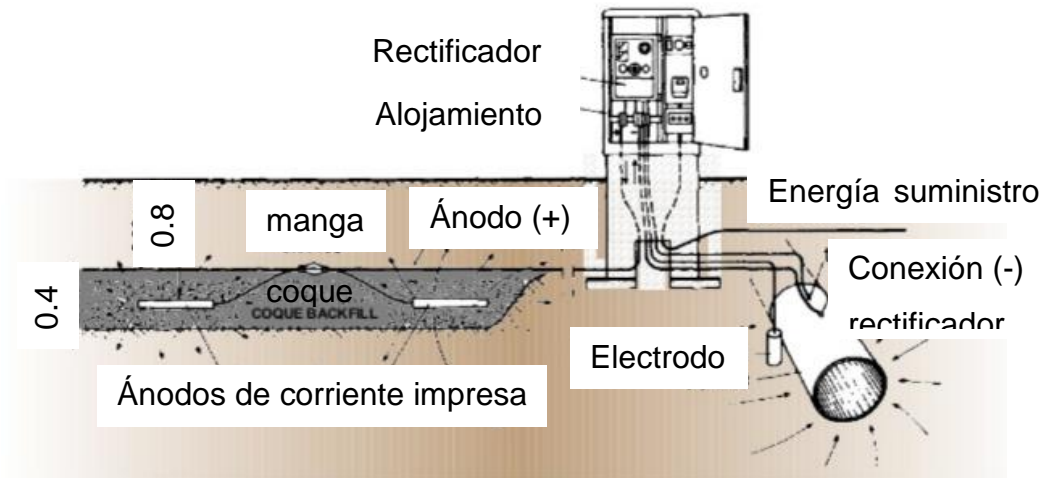
b) Por ánodo de sacrificio. El metal para proteger se conecta a otro metal menos noble, según la serie galvánica, que se actuará como ánodo en la celda de corrosión. En ese caso, la estructura actuará como cátodo y quedará protegida por el "sacrificio" del ánodo que se corroerá.

Ilustración 4. Sistema de protección catódica por ánodos galvánicos (AG)



Fuente: W. VON BAECKMANN, HANDBOOK OF CATHODIC CORROSION PROTECTION

Ilustración 5. Sistema de protección catódica por corriente impresa (CI)



Fuente: W. VON BAECKMANN, HANDBOOK OF CATHODIC CORROSION PROTECTION

3.1 INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Los inhibidores de corrosión son sustancias orgánicas o inorgánicas que se agregan a la solución corrosiva con el fin de disminuir su poder de ataque y así reducir la velocidad de corrosión.

Los hay de dos tipos, aunque a veces se utiliza una combinación de ambos:

1) Inhibidores anódicos. Actúan formando un compuesto insoluble, el cual precipita en los lugares afectados por la pérdida de materia, evitando la reacción anódica y por lo tanto inhibe la corrosión. Ejemplos: hidróxido sódico, carbonato, silicato y borato de sodio, ciertos fosfatos, cromato sódico, nitrito y benzoato de sodio etc.

2) Inhibidores catódicos. Actúan sobre la superficie formando una capa o película de alta resistencia eléctrica, la cual funciona como una barrera para la

corriente de corrosión. Ejemplo sulfato de zinc, sulfato de magnesio, bicarbonato de calcio, etc.⁶

3.2 RECUBRIMIENTOS PROTECTORES

Representan la primera línea en la lucha contra la corrosión. Los recubrimientos sean cual fuere el tipo, no mejoran las características mecánicas del elemento, sin embargo, preservan su resistencia e integridad. Sus objetivos pueden ser variados, siendo el principal aislar la estructura del medio agresivo con el que se encuentra en contacto (agua, suelo, y atmosfera por lo general); aunque también cumplen en ocasiones fines cosméticos.

En general bajo condiciones muy amplias como puede ser exposición atmosférica, inmersión en agua, estructuras enterradas, elementos sometidos a químicos, etc. Los recubrimientos representan la última etapa de los procesos de fabricación de cualquier pieza, sistema o equipo, siendo normalmente aplicados antes del ensamble. Existe por lo tanto una amplia gama de materiales que pueden ser utilizados común recubrimiento de metales⁵.

Los recubrimientos se clasifican⁷ en:

- 1) Orgánicos. Los recubrimientos orgánicos son polímeros y resinas en forma natural o sintética, generalmente formulados para aplicarse como líquidos que se secan o endurecen como películas delgadas en materiales del sustrato. Por ejemplo, las pinturas.
- 2) Inorgánicos. Los recubrimientos inorgánicos proporcionan acabados tersos y más duraderos; los más usados son el vidrio y los cerámicos.
- 3) Metálicos. Los recubrimientos metálicos se aplican mediante capas finas que funcionen como ánodos sacrificables que puedan ser corroídos en lugar del metal

⁶ Ávila, J., & Genescá, J. (2003). Más allá de la herrumbre 1. México. Fondo de la cultura económica.

⁷ NRF-026-PEMEX-2008, Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.

subyacente. Por ejemplo: Niquelado, cromado, galvanizado electrolítico, inmersiones en caliente, etc.

4 TÉCNICA CIPS Y DCVG.

4.1 LA TÉCNICA CISP

Es un sistema de inspección desarrollado para el análisis detallado de los niveles de protección catódica en tuberías subterráneas. La técnica consiste en la medición continua de potenciales tubería/suelo respecto de una hemipila de cobre sulfatado empleando espacios cortos sobre la tierra que cubra la tubería. El operador realiza un recorrido del ducto extendiendo un cable de fino calibre conectado a la caja de medición (CMP) más cercana. El cable se conecta a un par de celdas de referencia a través de un voltímetro con sistema colector de datos. Las celdas de referencia se ubican sobre la tierra una tras la otra mientras el operador avanza sobre la tubería y el voltímetro recolector de datos registra los potenciales tubería/suelo⁸.

Los potenciales tubería/suelo deben ser registrados con corrientes encendidas (potenciales “On”) como así mismo con corriente apagada (potenciales “Off”) para eliminar errores de medición causados por el flujo de corriente entre el ducto y la celda de referencia (errores de “IR”). Para obtener estos potenciales “Off” se deben instalar temporizadores cíclicos sincronizados en todas las fuentes de corriente de protección catódica que afecten el tramo de tubería bajo inspección. Para evitar efectos de despolarización de las tuberías, los ciclos de interrupción deben conformar una relación de encendido/apagado de 4 a 1.

Los perfiles de protección de potencial “On” sirven principalmente para determinar la condición aproximada del revestimiento de la tubería. En áreas de buena calidad de revestimiento el perfil de potencial se mantiene estable. En áreas donde existe un defecto en el revestimiento de la tubería se registra un pico en el perfil de potencial, el tamaño del pico es proporcional al tamaño defecto. En áreas con daño extendido de revestimiento el perfil de potencial se mostrará inestable con numerosos picos en la gráfica y un decaimiento general en los valores de potencial. Los perfiles de potencial “Off” sirven para identificar los niveles de polarización sobre

⁸ CIS-Norma NACE SP 0207-07

las tuberías, los que se deben mantener entre las fronteras de sub y sobreprotección. Potenciales “Off” por debajo de la frontera de subprotección (-850 mV) indican inadecuados niveles de polarización donde existe la posibilidad de corrosión en la superficie externa de la tubería.

Los potenciales “Off” por arriba de la frontera de sobreprotección (-1.140 mV) indican una excesiva polarización que resulta altamente perjudicial al revestimiento de la tubería en esa zona.

Foto 1 Instalación de interruptores de corriente en cama anódica de la estación de regulación que entrega gas al gasoducto



Los potenciales estructura-electrolito fueron medidos usando electrodos de referencia portátil de Cu/CuSO₄ en intervalos entre 1m y 2m a lo largo del gasoducto y fueron registrados en un recolector de datos (Datalogger)

Foto 2 Levantamiento de potenciales On -Instant y potenciales despolarizados (terreno pavimentada)



Foto 3 Levantamiento de potenciales On -Instant y potenciales despolarizados (Terreno destapado).



Faltan actualizaciones importantes en el

Foto 4 Estación de prueba Ferrocarril.



Foto 5 Estación de prueba Bavaria.



En resumen, la técnica CIS se emplea para:

- a) Identificar áreas de subprotección en recorrido de las tuberías bajo protección.
- b) Identificar áreas de sobreprotección en el recorrido de las tuberías bajo inspección.

- c) Evaluar la condición aproximada de los revestimientos de las tuberías, bajo inspección.
- d) Identificar cualquier interferencia eléctrica que se esté afectando la tubería bajo inspección.

4.2 LA TÉCNICA DCGV

Es desarrollada para el análisis de los defectos de revestimiento en tuberías subterráneas. Los defectos se localizan examinando los gradientes de potencial en la tierra sobre las tuberías con protección catódica y determinando la dirección del flujo de la corriente. Dado que la protección catódica resulta en un flujo de corriente hacia los puntos expuestos del acero de la tubería, los defectos se pueden localizar individualmente. La alta sensibilidad de los instrumentos de DCGV permite la localización de hasta los más pequeños defectos con una exactitud de 10 cm.

Una vez localizado el defecto se determina su importancia considerando los siguientes cuatro parámetros enunciados y descritos en la Tabla 3⁹.

Pequeño, mediana, mediana grande y grande.

⁹ DCGV - Norma NACE SP 0207-07

5 VERIFICACIÓN DE LA PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

5.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN BÁSICA

La línea de acero 4" tramo Válvula de derivación EDS Ferrocarril a Válvula Bavaria tiene más de 20 años de operación y posee revestimiento de alquitrán de hulla. Se tiene información que desde la construcción cuenta con SPC por ánodos galvánico. No se tiene información de especificaciones técnicas de la tubería y registros de inspección técnica anteriores.

Ilustración 6. Ubicación de la línea de acero



Fuente: Google Earth, Maxal Technologies 2020

Tabla. 1. Datos básicos de recopilación de la información

DATOS	Acometida válvula Ferrocarril. - válvula Bavaria
Diámetro nominal	4"
Longitud (metros)	1278
Tipo de recubrimiento	Alquitrán de Ulla
Tiempo de operación	➤ 25 años

Fuente: ASME B31.8 S Managing System Integrity. 2004

Tabla. 2. Datos de inspección TAP Ferrocarril - TAP Bavaria

Gasoducto/línea	Abscisa inicial	Abscisa final	Longitud en metros
Línea Ø4" acero válvula Ferrocarril – válvula Bavaria	00+000	01+278	1278

5.2 EVALUACIÓN DEL REVESTIMIENTO

Utilizando la técnica DCGV, aceptada por ANSI/NACE SP0502-2010 "Pipeline External Corrosion Direct Assesment Methodology" como método indirecto para el estado del revestimiento de tuberías recubiertas enterradas.

Como resultado de múltiples excavaciones y la correlación de fallas localizadas por la técnica DCGV, se ha implementado una clasificación resumida en el estándar NACE SP 0502-2010.

Tabla. 3. Clasificación general de indicaciones de fallas de recubrimiento

Categoría	% IR	Severidad	Comentarios
1	0 - 15	Pequeña	Consideradas de poca importancia y no requieren reparación. Un SPC mantenido adecuadamente generalmente proporciona una protección efectiva por largo plazo al acero expuesto en estas fallas
2	16 - 35	Mediana	La reparación de estas fallas se puede recomendar considerando su proximidad a las camas de ánodos galvánicos u otras estructuras importantes. Estas fallas generalmente no se consideran como amenazas serias y pueden ser protegidas mediante un sistema de protección catódica adecuado y bien mantenido. Se recomienda su monitoreo; fluctuaciones en los niveles de protección catódica pueden alterar su estado con el envejecimiento natural del revestimiento.
3	36 - 60	Mediana grande	Se consideran merecedoras de reparación. Una gran falla en el recubrimiento puede ser indicada por un gran consumo de corriente de protección catódica provocado por el acero expuesto de la tubería. Estas fallas se consideran un problema significativo para la integridad de la tubería. Para esta categoría de fallas se recomienda una reparación programada.
4	61 - 100	Grande	Consideradas de reparación inmediata. El gran consumo de corriente por el acero expuesto en este tipo de fallas indica la existencia de daño considerable en el revestimiento. Estas fallas se consideran un problema serio para la integridad de las tuberías.

Fuente: NACE SP 0502-2010.

Cuadro 1. Resultado de clasificación general de indicaciones de fallas de recubrimiento

Defecto N°	Referencia	Distancia en metros	Clasificación falla en revestimiento				Defectos	
			(% IR)	Severidad	Indicacion	Prioridad	Latitud	Longitud
19	Local Imperial	00+431	7.0	Pequeño	Menor	Programada	11°13'24.54"N	74°11'37.45"W
34	Patio de taller	00+945	9.0	Pequeño	Menor	Programada	11°13'37.15"N	74°11'47.17"W
35	Terraza local	00+960	3.0	Pequeño	Menor	Programada	11°13'37.46"N	74°11'47.58"W
39	Construccion en anden	01+173	9.0	Pequeño	Menor	Programada	11°13'37.42"N	74°11'52.03"W
49	Raices	01+205	10.0	Pequeño	Menor	Programada	11°13'43.61"N	74°11'52.70"W

Además, mediante la técnica CISP se levantó los perfiles de protección de potencial determinando la condición aproximada del revestimiento de la tubería.

Los segmentos inspeccionados presentan potenciales polarizados por encima del primer criterio de protección catódica, el cual requiere “Un potencial negativo (catódico) de al menos 850 mV, con la corriente de protección catódica aplicada”.

Del mismo modo se puede evidenciar que estos potenciales NO cumplen con el

segundo criterio de la norma NACE SP-0169-2007, el cual requiere “Un mínimo de 100 mV de polarización.

5.3 TAMAÑO DEL DEFECTO

El tamaño del defecto se determina midiendo la pérdida de potencial entre el epicentro del defecto y la tierra remota. Este valor se expresa como fracción del cambio de potencial de la tubería (el aumento de potencial debido a la aplicación de protección catódica) para calcular un porcentaje nominado %R.

Los defectos son designados de acuerdo con las siguientes cuatro categorías, según sus respectivos valores de %IR, en resumen, la técnica DCGV permite:

- a) Identificarla ubicación exacta de los defectos en el revestimiento de la tubería bajo inspección.
- b) Determinar el tamaño de los defectos de revestimiento.
- c) Determinar la longitud de los defectos de revestimiento.
- d) Identificar cualquier interferencia afectando la tubería bajo inspección.

Tabla. 4. Cantidad de defecto/kilómetros de tubería

Gasoducto/Línea	Abscisa inicial	Abscisa final	Longitud	Cantidad	Densidad (fallas/kilometro)
			en metros	de defectos	
Línea Ø4" acero válvula Ferrocarril – válvula Bavaria	00+000	01+278	1278	41	32.1

5.4 SEVERIDAD DE LA FALLA DE REVESTIMIENTO

Debido a que, en la práctica, durante evaluaciones DCGV, no es posible medir la corriente de PC que fluye hacia una discontinuada o falla de revestimiento, una vez

localizada una indicación de falla, se mide el gradiente de voltaje generado en el terreno por flujo de corriente desde el epicentro del defecto hacia tierra remota.

La medición de gradientes, en el terreno siempre se realiza perpendicular al eje de la tubería, tratando de evitar otras estructuras metálicas que puedan interferir en la medida, y es conocida por su nombre y siglas en inglés como Over the line to Remote Earth-OL/RE, este valor constituye la caída de potencial de la falla.

El termino severidad ha sido adoptado para tener una indicación del tamaño de la falla de revestimiento, la severidad expresada como porcentaje IR (%IR) es calculado dividiendo el “OL/RE” medido como se explicó anteriormente por caída total de potencial de tubería en el mismo punto, conocido como “Pipe to Remote Earth – P/RE”. Esta relación porcentual indica que el 0% es un revestimiento en buen estado (sin defectos) y 100% constituye metal desnudo (sin revestimiento).

Como no se tiene conexión eléctrica directa con la tubería en la mayoría de los puntos donde se localizan indicaciones de fallas, el P/RE y la severidad %IR, son calculadas a partir de mediciones realizadas en los postes de monitoreo, válvulas y otros puntos donde se pueda tener contacto con la tubería y utilizando las siguientes formulas:

$$P/RE = S_1 \cdot \frac{Dx(S_1 - S_2)}{(d_2 - d_1)}$$

Donde:

S_1 = Amplitud de la señal de DCVG a tierra remoto en el poste de medida de potencial 1.

S_2 = Amplitud de la señal de DCVG a tierra remoto en el poste de medida de potencial 2.

d_1 = Distancia del poste de medida de potencial 1 (esta distancia será cero en el inicio de la tubería).

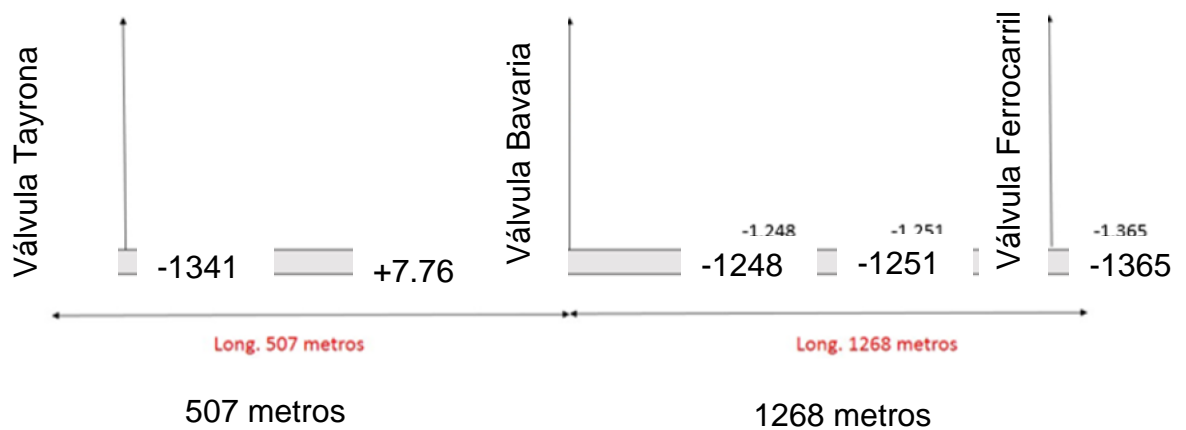
d_2 = Distancia del poste de medida de potencial 2.

d_x = Distancia del defecto medida desde el poste de medida potencial 1.

Severidad (%IR) = $\frac{\text{Amplitud de la señal del epicentro a tierra remota} \times 100}{\text{Amplitud de la señal de tubería a tierra remota calculada en el defecto}}$

Es decir, Severidad (%IR) = $(OL/RE) \times 100/(P/RE)$.

Ilustración 7. Esquema de medición de los niveles de protección catódico en la línea de acero



Cuadro 2. Análisis de severidad de la falla de revestimiento

Abscisas		Longitud en metros	Cantidad de defectos	Densidad fallas/kilometros	Clasificación de severidad			
Inicial	Final				Pequeño	Mediano	Mediano Grande	Grande
0	1278	1278	41	32.1	41	0	0	0
Totales			100.00%	21.4	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%

5.5 ESTADO CORROSIVO DE LAS FALLAS DE REVESTIMIENTO

El pulso asimétrico resultante de los ciclos de interrupción de la protección catódica durante la inspección DCGV permite determinar la dirección del flujo de corriente en

correspondencia de una falla de revestimiento, con la consecuente evaluación del estado corrosivo de la falla.

Con base en el hecho que habrá corrosión si la corriente sale de la tubería en una falla de revestimiento y protección si la corriente entra, se puede determinar el estado corrosivo del metal expuesto en cada defecto.

Este comportamiento se determina cuando la protección catódica esté operando (Ciclo On) y cuando está fuera de servicio (Ciclo Off) y es característica de cada falla. En principio existen (4) estados en los que una indicación de falla de revestimiento puede estar:

Tabla. 5. Clasificación del estado del defecto frente a la corrosividad

Estado corrosivo	Comentarios
Catódico/catódico (C/C)	Estas fallas son protegidas con el sistema de protección catódica operando y permanecen polarizadas cuando el sistema se apaga. Son consumidoras de corriente de protección, pero no presentan proceso corrosivo.
Neutro/catódico (N/C)	Las fallas de esta categoría están protegidas con el sistema de protección catódica funcionando y regresan a su estado natural cuando el sistema se apaga. Estas fallas consumen corriente de protección catódica pero no están sujetas a proceso corrosivo
Anódico/catódico (A/C)	Esta categoría comprende defectos que están protegidos con el sistema de protección catódica operando, pero son anódicas cuando el mismo no está en funcionamiento. Estas fallas están protegidas por la protección catódica, pero pueden presentar corrosión si el sistema de protección catódica falla o permanece fuera de servicio.
Anódico/anódico (A/A)	En esta categoría se clasifican las fallas que no recibe protección catódica en condiciones de operación ni fuera de servicio. Estas fallas presentan mayor probabilidad de desarrollar proceso corrosivo.

Fuente: NACE SP 0502-2010.

Cuadro 3. Análisis del estado del defecto frente a la corrosividad

Abcisas		Longitud en metros	Cantidad de defectos	Densidad fallas/kilometros	Comportamiento corrosivo			
Inicial	Final				A-A	A-C	N-C	C-C
0	1278	1278	41	32.1	0	0	7	34
Totales			100.00%	21.4	0.00%	0.00%	17.10%	82.90%

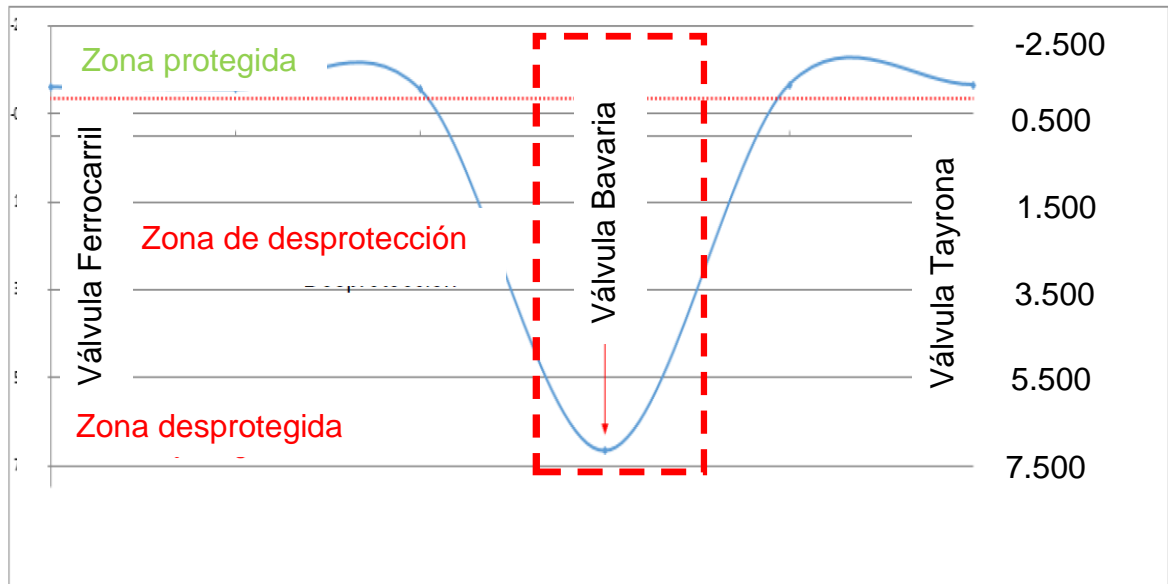
Cuadro 4. Análisis de condición de recubrimiento teniendo en cuenta la densidad de fallas/Km y densidades de corriente de protección catódica

Abcisas		Longitud en metros	Cantidad de defectos	Densidad fallas/kilometros	Tipo de recubrimiento	Condiciones de recubrimiento
Inicial	Final					
0	1278	1278	41	32.1	Alquitran de hulla	Bueno/regular (10-50)

Cuadro 5. Análisis de potenciales con georreferenciación

Abcisa	Descripción/ubicación	Criterio ON	Potencial ON	Coordenadas		Observación
				Longitud	Latitud	
0+000	Valvula Ferrocarril	-0.850	-1.112	11°13'13.53"N	74°11'28.51"W	
0+607	Poste de monitoreo # 1	-0.850	-1.064	11°13'29.04"N	74°11'40.94"W	Poste destruido
0+619	Poste de monitoreo # 2	-0.850	-1.063	11°13'29.22"N	74°11'41.11"W	Poste destruido
1+278	Valvula Bavaria	-0.850	7.159	11°13'45.59"N	74°11'54.01"W	Interferencia electrica D.C.

Ilustración 8. Perfil de potenciales línea de acero 4" tramo válvula Ferrocarril – válvula Bavaria



5.6 INTERPRETACIÓN DE LA SEVERIDAD DE UNA INDICACIÓN DE FALLA EN EL REVESTIMIENTO

Una vez es identificado y determinado la severidad de las indicaciones de falla de revestimiento, estas se clasifican de acuerdo con los criterios establecidos en la norma ANSI/NACE SP0502-2010, Ítem No 21097 y NACE Paper 07161, y teniendo en cuenta dicha clasificación se realiza priorización y acción a seguir de la falla localizada.

En la tabla 3 y el cuadro 1 se indica la clasificación, priorización y acción a implementar en cada una de las indicaciones de fallas de revestimiento localizada durante la inspección DCGV.

Cuadro 6. Clasificación de indicación según severidad y comportamiento frente a la corrosividad.

Clasificación de la indicación de las fallas de recubrimiento			
Herramienta	Menor	Moderada	Severa
DCVG	% IR < 35% (categoria 1 y 2) comportamiento C/C	35% < IR < 60% (categoria 3) o comportamiento N/C o C/C	% IR > 60% (categoria 4) comportamiento A/A o A/C

Fuente: NACE Paper N°. 07161 News Concepts in the Periodization of Multiple ECDA indication.

Cuadro 7. . Criterios de priorización y acción a implementar en indicaciones de falla de revestimiento

Priorización y acción a implementar en fallas de revestimiento		
Priorización	Criterio de priorización	Acción a implementar
Monitorear	Clasificación DCVG Menor Severidad Pequeña (Categoría 1)	No Reparar
	Clasificación DCVG Menor Severidad Mediana (Categoría 2)	No Reparar / Seguimiento
Acción programada	Clasificación DCVG Moderada Severidad Pequeña (Categoría 1)	No Reparar / Seguimiento
	Clasificación DCVG Moderada Severidad Mediana (Categoría 2)	Considerar Reparación
	Clasificación DCVG Moderada Severidad Mediana/Grande (Categoría 3)	Reparación
Acción inmediata	Clasificación DCVG Severa Severidad Pequeña (Categoría 1)	Considerar Reparación
	Clasificación DCVG Severa Severidad Mediana (Categoría 2)	Reparación
	Clasificación DCVG Severa Severidad Mediana/Grande (Categoría 3)	Reparación Rápida
	Clasificación DCVG Severa Severidad Grande (Categoría 4)	Reparación Rápida / Investigación

Fuente: NACE Paper N°. 07161 News Concepts in the Periodization of Multiple ECDA indication.

Cuadro 8. Análisis, priorización y acción a implementar en indicaciones de falla de revestimiento

Defecto N°	Referencia	Distancia en metros	Clasificación falla en revestimiento				Defectos		Acción propuesta
			(% IR)	Severidad	Indicacion	Prioridad	Latitud	Longitud	
19	Local Imperial	00+431	7.0	Pequeño	Menor	Programada	1°13'24.54"N	11'37.45"W	Considera reparacion
34	Patio de taller	00+945	9.0	Pequeño	Menor	Programada	1°13'37.15"N	11'47.17"W	Considera reparacion
35	Terraza local	00+960	3.0	Pequeño	Menor	Programada	1°13'37.46"N	11'47.58"W	Considera reparacion
39	Construccion en anden	01+173	9.0	Pequeño	Menor	Programada	1°13'37.42"N	11'52.03"W	Considera reparacion
49	Raices	01+205	10.0	Pequeño	Menor	Programada	1°13'43.61"N	11'52.70"W	Considera reparacion

6 INTERFERENCIA ELÉCTRICA DC

Las fotos 2, 3 y 4 exhibe la tubería de gas natural de 4" que se encuentra instalada en andén peatonal público, paralela a circuito doble y líneas de distribución de 13200 voltios y circuitos de red de baja tensión. Se muestran transformadores eléctricos secos de 112,5/ 80 y 50 KVA, que alimentan motores de grúa tipo torre, ubicados muy cerca (<2m) al registro de válvula Bavaria de 4", donde se localizaron potenciales tubería/suelos positivos en el orden de +7.66 voltios DC, por interferencia eléctrica DC, como se observa en las imágenes de abajo.

Foto 6 Resultado toma de potenciales siembra de magnesio registro lectura +3,9 voltios.



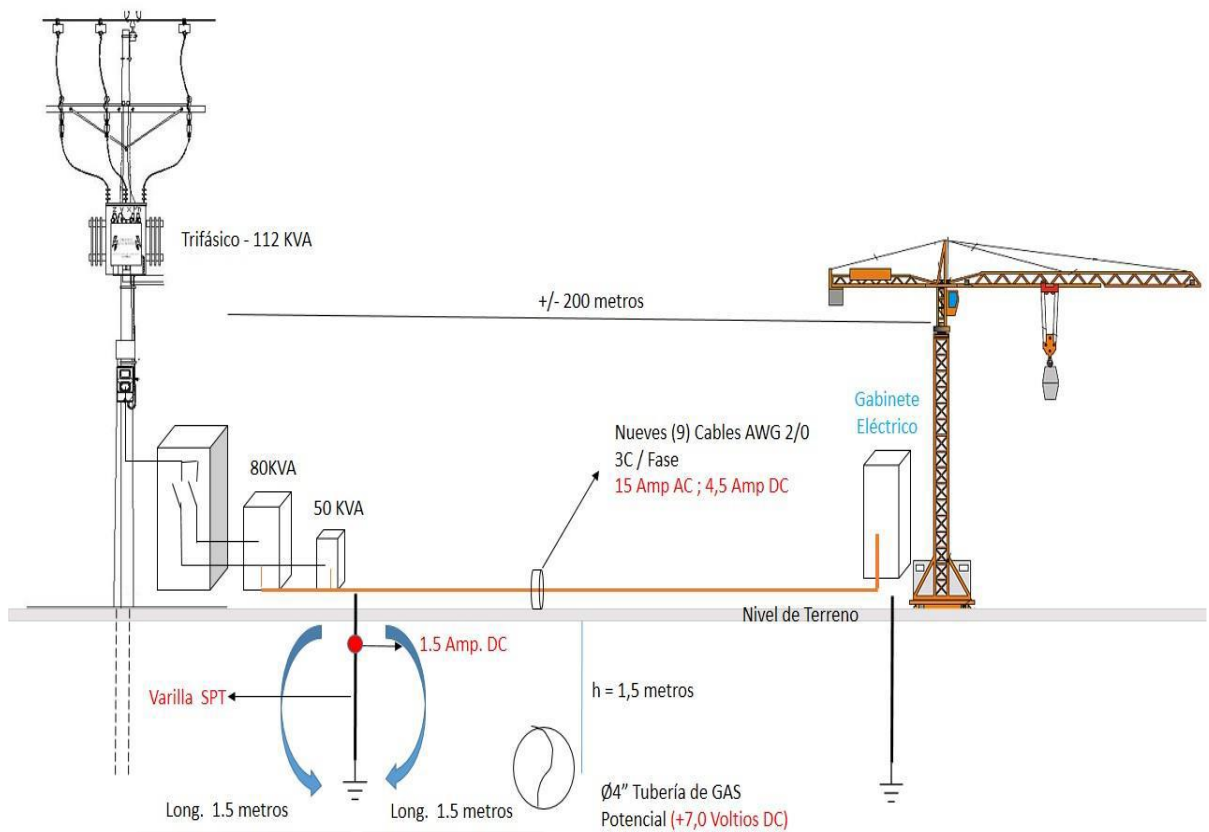
Foto 7 Válvula Bavaria lectura +7,66 voltios potencial máximo



En los conductores de salida secundaria de los transformadores de potencia se logró medir, utilizando pinza amperimétrica en la conexión de cable de cobre desnudo AWG 2/0 de la puesta a tierra, se logró medir IDC de dos (2) amperímetros con dirección al suelo.

La interferencia DC se localiza +/- 250m antes y después de válvula Bavaria, próxima a transformadores de potencia, instalados en el piso provisionalmente y con sistemas de puesta a tierra de una construcción cercana, como se observa en la Ilustración 12.

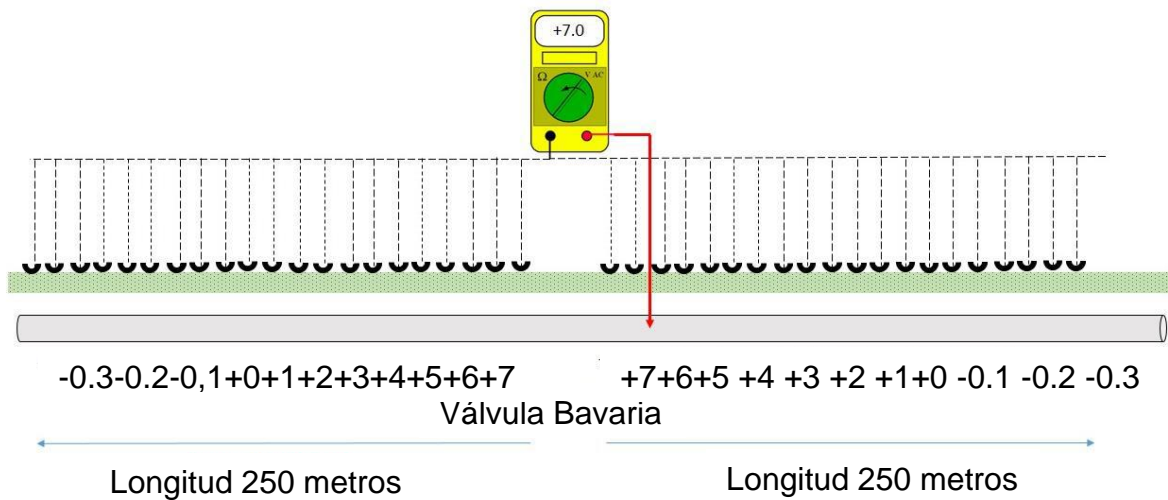
Ilustración 9. Resultado para la ubicación de polaridad positiva



Camas de ánodos galvánicos de Mg, medidos en círculo abierto, e instalados muy cercanos a la válvula Bavaria, también registran potencial positivo si el electrodo portátil de cobre sulfato de cobre, se coloca en cercanías a los transformadores de potencia AC en el área donde se detectó polaridad positiva de la tubería.

La Ilustración 12 muestra la medición de potenciales utilizando electrodo portátil en línea y sobre el eje de la tubería enterrada. Se encontraron potenciales T/S máximos en el orden de +7.66 voltios. Obsérvese que retirando el electrodo portátil (+/- 250m izquierda derecha de la válvula Bavaria, se obtienen registros menos positivos. Al alejar el electrodo de Cu/CuSo₄, el efecto interferente y la polaridad positiva en la superficie metálica de la tubería de acero, disminuyen y tienden a desaparecer

Ilustración 10. Utilizando SPC, por corriente impresa



Mediante la utilización de SPC, por corriente impresa provisional: inyectando 4 amperios DC se logra invertir la polaridad y el efecto de polaridad positiva.

6.1 RESISTIVIDAD DEL SUELO

Se usa comúnmente para determinar y clasificar la agresividad del suelo en el proceso corrosivo. Las resistividades eléctricas se calcularon a partir de los datos de resistencia eléctrica obtenidos durante las mediciones realizadas en campo y bajo los lineamientos de la norma ASTM G-57 Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four Electrode Method, el propósito es identificar la corrosividad circundante del suelo donde se localiza cada indicación de falla.

Estas medidas de resistividad de suelo se realizan, perpendicularmente al eje del gasoducto, con separación entre electrodos (pines) de 100 y 200 cm.

Se utilizó equipo digital Ground Resistance Tester Modelo 4500, marca AECMC, debidamente calibrado. Con los resultados obtenidos, se procedió a clasificar el suelo según lo establecido en la Tabla 6 del presente documento, en lo concerniente a la corrosividad tal como se presenta en la Tabla 7.

Una vez localizada una indicación de falla de revestimiento se procede a la medición de la resistividad del suelo por el método Wenner, o de los cuatro pines; el propósito es identificar la corrosividad circundante del suelo donde se localiza cada indicación de falla, La resistividad del suelo se usa comúnmente para determinar y clasificar la agresividad de los suelos en el proceso corrosivo. En esta inspección se ha adoptado la siguiente clasificación:

Tabla. 6. Resistividad del suelo Vs grado de corrosividad

Resistividad (Ω-cm)	Clasificación	Condición del Suelo
< 500	Muy Baja	Altamente corrosivo
500 – 1.000	Baja	Corrosivo
1.000 – 5.000	Media	Moderadamente corrosivo
5.000 – 10.000	Alta	Ligeramente corrosivo
> 10.000	Muy Alta	No corrosivo

Fuente: ISO 15589-1 Petroleum and natural gas industries cathodic protection of pipeline transportation systems. Part 1: On-land pipelines.

Tabla. 7. Nivel de corrosividad del suelo de acuerdo con la resistividad eléctrica

Resistividad del suelo (Ohm-cm)	Corrosividad del Suelo	Válvula Ferrocarril - Válvula Bavaria	
		Muestras	%
< 500	Muy corrosivo	1	7.1
500 - 1000	Corrosivo	1	7.1
1000 - 5000	Moderadamente corrosivo	11	78.6
5000 - 10000	Levemente corrosivo	1	7.1
Mayor a 10000	Baja corrosividad	0	0.0
Numero de lecturas		14	100

Fuente: PPTP-502 “Procedimiento para evaluación del Recubrimiento por Técnica del Gradiente de Voltaje (DCVG)”

Foto 8 Medición de resistividades de suelo, método Werner

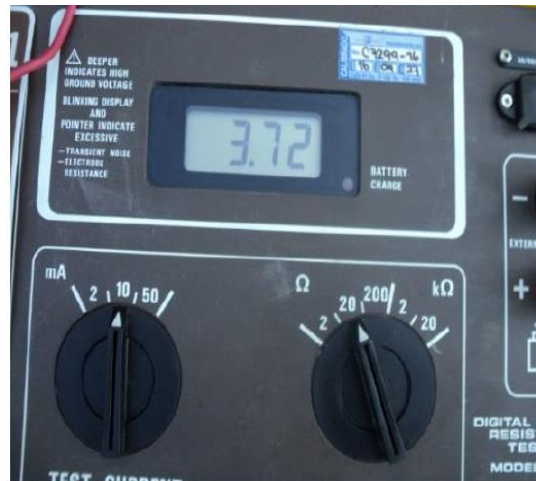
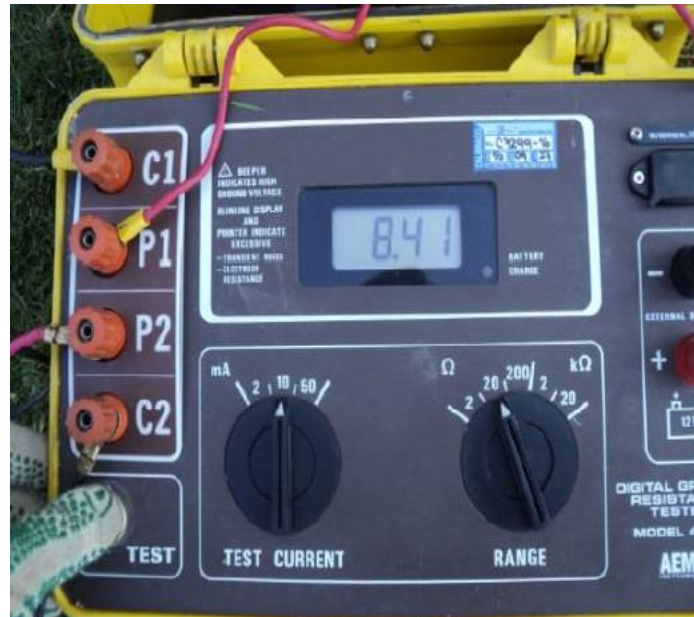


Foto 9 Resultado medición resistividad de suelo en sitios donde se localizan indicaciones de falla en recubrimiento



6.2 MEDICIÓN DE RESISTIVIDADES DE SUELOS, MÉTODO WENNER.

De acuerdo con el resultado de los datos obtenidos en el suelo circundante teniendo en cuenta la Tabla 7 correlacionados con las lecturas en campo se elabora la Tabla 6 que corresponde a mediciones realizadas perpendicularmente al trazado de las tuberías, a 1.0 y 2.0 metros de profundidad, Algunas de ellas se realizaron con distanciamiento máximo de 6 m del eje de la tubería, por encontrarse localizada debajo de calzada o andén peatonal.

Tabla. 8. Resultado de la medición de resistividad del suelo de acuerdo con la resistividad eléctrica

Clasificación del suelo	Resistividad (Ohm-cm)	Ferrocarril - Bavaria	
		Resistividad promedio [ohm-cm]	
Altamente corrosivo	<500	1	7,1%
Corrosivo	500-1,000	1	7,1%
Moderadamente corrosivo	1,000-2,000	11	78,6%
Ligeramente corrosivo	2,000-10,000	1	7,1%
No corrosivo	>10,000	0	0%
Promedio		2.790 Ω-cm	

Fuente: PPTP-502 “Procedimiento para evaluación del Recubrimiento por Técnica del Gradiente de Voltaje (DCVG)”.

Foto 10 TAP y Válvula Ferrocarril GPS de indicación de falla localizada



Foto 11 TAP Bavaria levantados con equipo GPS Mobile Mapper (Base) y Promark3 (Rover).



Tabla. 9. Condición del recubrimiento teniendo en cuenta la densidad de falla/kilometro

Condición del revestimiento	Corriente micro amp/sq	Necesidades de renovación	Condición del revestimiento	Densidad de corriente amp/sq
Magnifico	0-25	Nulo	Pobre 50 o mas	150 - 350
Excelente uno o dos defectos	25-100	Suelen requerir reparación	Muy pobre	350 - 1000
Bien 10 defectos	100-150	reparación selectiva	Masivo	1000 +

Defectos /kilometro

Fuente: PPTP-502 "Procedimiento para evaluación del Recubrimiento por Técnica del Gradiente de Voltaje (DCVG)".

7 PRESIONES SEGURAS DE OPERACIÓN

7.1 ASME B31.8.

Siendo el código más usado en Colombia para el diseño, operación mantenimiento, reparación de ductos , tuberías de transporte y distribución de gas natural, que nos permite una estandarización y aplicación de la normatividad legal vigente, seguimos sus parámetros y de acuerdo con el estado de corrosión evaluado y las características de operación, planteamos tener en cuenta las siguientes condiciones para la línea Tap Ferrocarril Tap Bavaria como datos de entrada para llegar a obtener la presión segura de operación.

Tabla. 10. Condiciones de operación

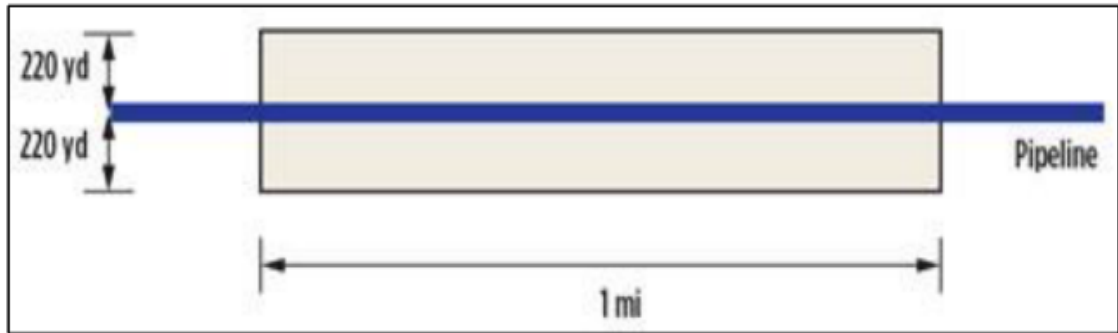
Tipo Usuario	Nombre	Consumo	Unidad	Presión Trabajo en PSI
EDS GNV	Ferrocarril	400	M3/h	200
EDS GNV	Tayrona	400	M3/h	200
EDS GNV	Estadio	400	M3/h	200
ERM	Bavaria	500	M3/h	60

7.2 CLASE DE LOCALIDAD (CLASS LOCATION).

La clase de localidad es un espacio geográfico a lo largo del eje del gasoducto que está definido por la cantidad de viviendas que hay en ella entre otras características, las cuales determinan el factor de diseño del gasoducto, presión de operación, la presión y método de prueba de presión etc.

Esta metodología consiste en un espacio geográfico de 0.4 kilómetros de ancho, a 200 metros a cada lado del eje de la tubería del gasoducto y 1.6 kilómetros de largo y consiste en dividir la longitud de la tubería en estas áreas aleatoriamente de tal manera que incluya la mayor cantidad de viviendas de habitación humana posibles.

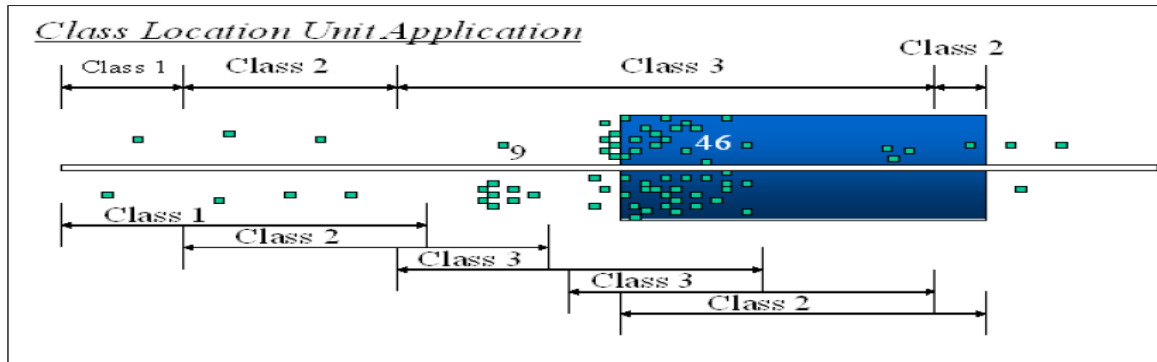
Ilustración 11. Espacio geográfico de un estudio de clase de localidad



Fuente: PHMS-Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration

La técnica para realizar el estudio de clase de localidad más utilizada en la industria del gas natural es la milla deslizante. Una vez definida el área geográfica se procede a contar el número de viviendas y se escoge siempre el más crítico, es decir el que más viviendas contenga.

Ilustración 12. Ejemplo de una milla deslizante, para escoger clase de localidad



Fuente: PHMS-Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration

La cantidad de viviendas agrupadas en una comunidad dentro de esta zona geográfica determina una serie de parámetros, que para efectos del presente estudio y la operación con presiones adecuadas está definida por la cantidad de viviendas de la siguiente manera:

Tabla. 11. Clase de localidad en función de la cantidad de edificaciones

Clase de localidad	Número de edificaciones	Tipo de edificaciones	Tipo de zonas
1	10 o menos	Casas	Paramos, montañas, granjas, fincas y área escasamente pobladas.
2	Mas de 10 y menos de 46	Casas	Áreas alrededor de ciudades y pueblos, áreas industriales, zonas rurales.
3	46 o mas	Iglesias, escuelas, hoteles	Áreas suburbanas, centros comerciales, zonas industriales, zonas comerciales.
4	No aplica	Edificios	Zonas de tráfico pesado, otros servicios bajo tierra.

Fuente: ASME B31.8 Chapter 840 Design, Installation and Testing-Numeral 840.2.2 Location Class for Design and Construction.

7.3 ECUACION DE FLUJO

Para determinar si el diámetro en el tramo del gasoducto TAP Ferrocarril a TAP Bavaria de acuerdo con las condiciones físicas observadas en el gasoducto y las necesidades de operación en conjunto con las condiciones del entorno.

Cuadro 1 Resultado de Clasificación general de indicación de falla

Cuadro 2 Registros de indicación según severidad y comportamiento frente a la corrosividad

Tabla 10 Condiciones de operación

Se usará la ecuación AGA para flujo totalmente turbulento, la cual es la más usada para sistemas operados a altas presiones.

Ecuación 1. Ecuación AGA para flujo totalmente turbulento.

$$Q_b = 38.774 * \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_f Z_{avg}} \right]^{0.5} \left[4 \log_{10} \frac{3,71D}{K_e} \right] D^{2.5}$$

Donde,

Q = Rata de flujo, MMSCFD

T_b = Temperatura base, 60°F

P_b = Presion base, 14.65 PSia

P₁ = Presion corriente arriba, Psia

P₂ = Presion corriente abajo, Psia

G = Gravedad especifica del gas

T_f = Temperatura de flujo, °R, °R = °F + 460

Z_{avg} = Factor de compresibilidad promedio, rango tipico 0.85 – 0.95

L = Longitud de la linea, Millas

D = Diametro interno, Pulg

K_e = Rugosidad efectiva, pulg, rangos tipicos 0.0012 para tuberia nueva

Fuente: CAMARGO, Faustino. Diseño y Operación de Gasoductos (2014).

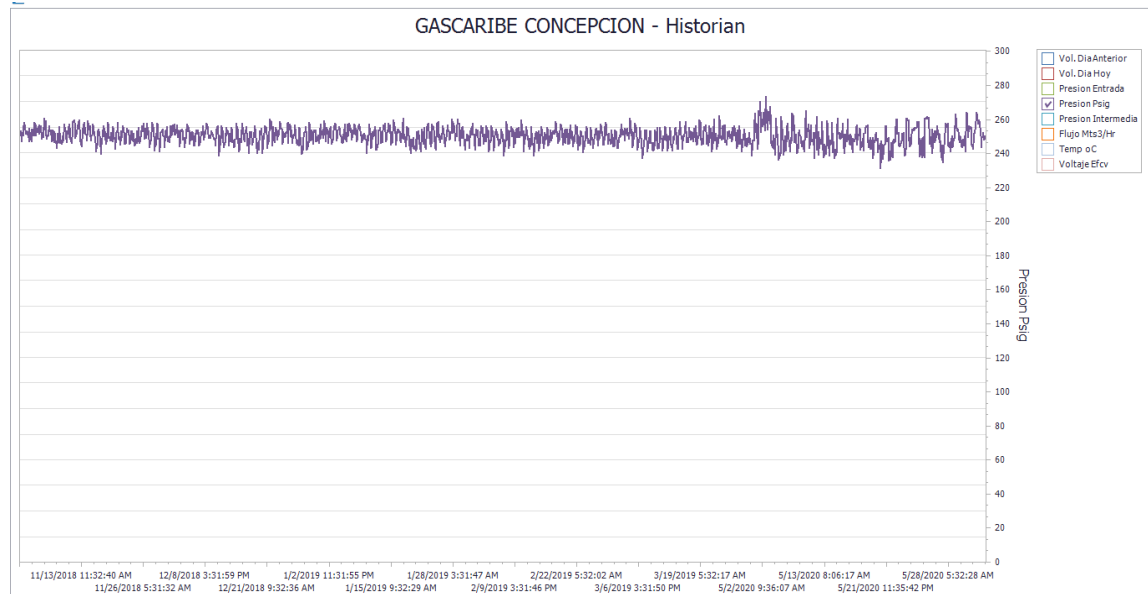
De acuerdo con la ecuación AGA y con la ayuda de hoja de cálculo se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro 9. Cálculos hidráulicos

Datos de entrada para calculo hidraulico ecuacion AGA										
Variable		Simbolo	Valor							
Presión atmosférica del sitio		Patm	14.69 Psia							
Factor compresibilidad a condiciones base		Zb	0.9943							
Temperatura base		Tb	519.67 °R							
Presión base		Pb	14.65 Psia							
Gravedad Especifica del gas		GS	0.63							
Factor de compresibilidad promedio del gas		Zm	0.9		0.85 - 0.90					
Tramo	Flujo	P ₁	P ₂	Tf	Zavg	Longitu	Tuberia	Ke	E	Dinterno
Caso 1	1.77 MMPCD	350.00 Psig	348.00 Psig	30 °C	0.9	1.30 Km	4" Sch. 40	0.0012	1	4.03 Pulg ²
Caso 2	1.64 MMPCD	300.00 Psig	298.00 Psig	30 °C	0.9	1.30 Km	4" Sch. 40	0.0012	1	4.03 Pulg ²
Caso 3	1.58 MMPCD	278.00 Psig	276.00 Psig	30 °C	0.9	1.30 Km	4" Sch. 40	0.0012	1	4.03 Pulg ²
Caso 4	1.46 MMPCD	250.00 Psig	248.00 Psig	49 °C	0.9	1.30 Km	4" Sch. 40	0.0012	1	4.03 Pulg ²
Caso 5	1.43 MMPCD	200.00 Psig	198.00 Psig	0 °C	0.9	1.30 Km	4" Sch. 40	0.0012	1	4.03 Pulg ²

El análisis de la Ilustración 22 muestra (4) situaciones de operación del gasoducto. Todos los casos teniendo en cuenta que el estado de corrosión encontrado de la tubería de 4" es bueno y los parámetros de operación de la línea del Cuadro 11. Para los casos 1 al 4 la línea presenta capacidad esperada de operación, sin embargo, en el caso 5 este no tendrá la capacidad de caudal requerido. Las presiones que se establecieron para el caso 1 son las actuales con que opera el gasoducto, además se muestra en la Ilustración 20 el histórico de presiones manejadas el tramo TAP Ferrocarril - TAP Bavaria suministradas por la Estación City Gate Concepción.

Ilustración 13. Histórico de presiones de la estación del distribuidor que suministra gas a la línea.



Fuente: Histórico Operación Gases del Caribe S.A, E.S.P.

Realizados para verificar que la tubería cumpla con los estándares de diámetro y espesores, de esta manera se confirma la operatividad del tramo del gasoducto con los requerimientos de la Tabla 10.

Estos cálculos son realizados con la ecuación de Barlow, especificada en el código ASME B31.8.

Esta ecuación y los factores requeridos son establecidos en el numeral 5.5 de este documento.

Los resultados son procesados con la ayuda de una hoja de cálculo y estos se indican en las siguientes Ilustraciones.

Ecuación 2. Ecuación de Barlow

$$P = 2 * \left(\frac{S * t}{D} \right) * FET$$

Donde,

P = Presión de diseño en psig.

S = Tensión de fluencia mínima de la tubería en psig.

t = Espesor nominal de pared en pulgadas.

D = Diámetro nominal (exterior) de la tubería en pulgadas.

F = Factor de junta soldada longitudinal de la tubería.

E = Factor de junta soldada longitudinal de la tubería.

T = Factor de reducción por temperatura

Fuente: Código ASME B31.8. Numeral 5.5

Cuadro 10. Cálculo de espesor de tubería

CÁLCULO DE ESPESORES REQUERIDOS									
DATOS DE ENTRADA PARA CALCULAR ESPESORES DE TUBERÍA									
VARIABLE				SIMBOLO	VALOR				
Presión máxima de diseño				P	350.00 Psig				
Tensión de fluencia mínima de la tubería				S	35000.00 Psi				
Factor de diseño				F	0.4	Location Class 4			
Factor de junta soldada longitudinal de la tubería				E	1	API 5L, sin costuras			
Factor de reducción de temperatura				T	1	250°F (121°C) ó menos			
CALCULO DE PRESIONES DE DISEÑO BARLOW									
NOMINAL NI	NOMINAL M	EXTERIOR	CEDULA	ESPESOR	S	F	E	T	P
4"	100	4.500 Pulg	40	0.237 Pulg	35000 Psi	0.4	1	1	1474.67 Psig

7.4 REVISIÓN DE VELOCIDADES

En la industria existe un criterio de velocidad de flujos de gas altamente difundido y practicado, este criterio debe ser preservado ya que las velocidades mayores aumentan la turbulencia, la caída de presión produce excesivos niveles de presión sónica (ruido aerodinámico) y pueden causar erosión en la tubería.

De acuerdo con la norma NTC 4282 y NTC 3949 6.1.2.4.1. con el ánimo de evitar la turbulencia y la emisión de ruidos se debe tener en cuenta lo siguiente:

Ecuación 3. Ecuación de velocidad

$$u = 0.002122 \left(\frac{Q}{D^2} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{ZT}{P} \right)$$

Donde,

U = Velocidad $\left(\frac{\text{ft}}{\text{s}} \right)$

Q = Caudal (SCFD)

D = Diámetro interno de la tubería (in)

P_b = Presión base, psia, p_b = 14.65 psia

T_b = Temperatura base, °R (460 + °F), T_b=460+60=520

P = presión de líneas, psia

T = Temperatura de lines, °R (460+F)

Z = Factor de compresibilidad, adimensional

Fuente: CAMARGO, Faustino. Diseño y Operación de Gasoductos (2014).

Cuadro 11. Revisión de velocidades

DATOS DE ENTRADA PARA CALCULAR VELOCIDADES

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	
Presión atmosférica del sitio	Patm	14.69 Psia	CALCULAR PRESIÓN ATMOSF
Factor de compresibilidad a condiciones base	Zb	1	
Factor de compresibilidad a condiciones de flujo	Zf	1	
Flujo en condiciones base	Qb	1770 Sm ³ /hr	150 MMSPCD
Presión de trabajo de las tuberías	Pf	250 Psig	264.63 Psia
Temperatura del gas en la tubería	Tf	30 °C	86 °F 545.67 °R

RESULTADOS

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	
Factor de corrección	F.C.	17.207	<i>Ecuación</i>
Flujo en condiciones de operación	Qf	102.87 m ³ /hr	0.09 MMPCD

Flujo: 1770 Sm ³ /hr		Presión: 250 Psig	
NOMIN NPS	CEDUL	VELOCIDAD DEL GAS	
1/4"	40	425.6 m/s	
1/2"	40	145.7 m/s	
3/4"	40	83.0 m/s	
1"	40	51.2 m/s	
1-1/4"	40	29.6 m/s	
1-1/2"	40	21.8 m/s	
2"	40	13.2 m/s	
3"	40	6.0 m/s	
4"	40	3.5 m/s	
5"	40	2.2 m/s	

Ilustración 14. NTC 3838 Presiones de Operación Permisibles

Clase de sistema de tubería y clase de usuario.	Gas natural		GLP	
	bar	psig	bar	psig
Alta presión: $P > 7$ bar ($P > 101,5$ psig)				
Líneas de transporte y primarias.	Véase el numeral 4.1	Véase el numeral 4.1	N.A	N.A
Líneas de acometida derivadas de líneas primarias.	19 ¹⁾	275,6 ¹⁾	N.A	N.A
Instalaciones para suministro de gas destinadas a usos industriales, derivadas de líneas de transporte o líneas primarias.	2)	2)	N.A	N.A
Media presión: 140 mbar $< P \leq 7000$ mbar ($2,03$ psig $< P \leq 101,5$ psig)				
Líneas secundarias, líneas de acometida y líneas matrices exteriores a la edificación.	7 000 ³⁾	101,5 ³⁾	1 000 ⁴⁾	14,5 ⁴⁾
Instalaciones para suministro de gas destinadas a usos industriales, derivadas de líneas secundarias.	2,5 ⁵⁾	2,5 ⁵⁾	1 000 ⁴⁾	14,5 ⁴⁾
Líneas matrices interiores en instalaciones para suministro de gas destinadas a usos residenciales y comerciales.	350 ⁴⁾	5,07 ⁴⁾	350 ⁴⁾	5,07 ⁴⁾
Baja presión: $P \leq 140$ mbar ($P \leq 2,03$ psig)				
Líneas individuales en instalaciones para suministro de gas destinadas a usos comerciales.	140	2,03	140	2,03
Líneas individuales destinadas a usos residenciales para suministro de gas a equipos con regulador asociado.	140	2,03	140	2,03
Líneas individuales destinadas a usos residenciales para suministro de gas a equipos sin regulador asociado.	23	0,33	35	0,5
¹⁾ Se podrán emplear presiones hasta de 28 bar (406,1 psig) siempre y cuando se cumpla una de las siguientes condiciones: a) En sistemas de tuberías dotados con accesorios mínimo ANSI clase 300 y con dispositivos de seguridad de acción automática, dispuestos en tal forma que el volumen estándar de gas escapado en la eventualidad de una rotura del sistema, sea menor o igual al volumen estándar de gas contenido entre dos válvulas sucesivas del mismo sistema de tuberías operado a 19,0 bar (275,6 psig). b) En sistemas con accesorios mínimo ANSI clase 300, presión de diseño requerida y ensayo de tubería realizado según localidad clase 4, teniendo en cuenta lo dispuesto en la NTC 3728 con respecto a las condiciones de diseño (separación de válvulas de seccionamiento). ²⁾ La presión debe ser pactada entre el usuario y el transportador, el distribuidor o el comercializador. En caso de líneas que se deriven directamente de gasoductos de transporte, líneas primarias ó gasoductos dedicados, para suministro de gas natural y que crucen localidades clase 3 ó 4 se debe cumplir con la Nota 1) para efectos de esta norma y con los requisitos de la NTC 3728. ³⁾ Véase el literal a) del numeral 4.1.1. Esta presión puede ser incrementada hasta 10 000 mbar (145 psi) siempre y cuando el material de la tubería y los accesorios cumplan con lo especificado para PE 100 en la NTC 1746. ⁴⁾ Se podrán emplear presiones hasta de 1 400 mbar (20,3 psig) en sistemas de tuberías localizados en el interior de las edificaciones, atendiendo los requisitos señalados en la NTC 2505, referentes a las condiciones generales de diseño. En el caso de GLP se debe verificar que a las condiciones ambientales críticas para el GLP en la localidad, no se presente condensación de gas en el sistema. ⁵⁾ Las instalaciones para suministro de gas destinadas a usos comerciales que abastezcan equipos de gas (diferentes a cocinas, freidoras, planchas, gratinadores, hornos de cocción de alimentos y demás equipos de cocción) de potencia individual igual o superior a 125 kW, se podrán considerar instalaciones destinadas a usos industriales para los efectos de la presente norma y de la NTC 4282.				

Fuente: Norma Técnica Colombiana 3838 Gasoductos. Presiones de Operación Permisibles Para el Transporte, Distribución y Suministro de Gases Combustibles Quinta Edición Tabla 4 (2014).

7.5 RESULTADO DE LA EVALUACIÓN REVISIÓN PRESIÓN SEGURA DE OPERACIÓN.

En la siguiente tabla consolidamos parámetros con los cuales se determina la presión máxima de operación establecida para la línea y se determina la presión segura de operación.

Tabla. 12. Resumen de análisis de la integridad para la línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C. Tap Ferrocarril Tap Bavaria

Diámetro	4"
Tipo	API 5LX42 S/C
Cedula	SCH 40
Espesor pared	0.237 pulgadas
Tensión de Fluencia Min	350000 PSI
Tipo de Recubrimiento	Alquitrán de Ulla
Edad	>25 años
Condición del Recubrimiento	Bueno /Regular (10-50)
Densidad Falla / Km	21.4
Severidad (% IR)	Menor/Programada
Longitud	1278 M
	Moderadamente
Nivel de Corrosividad del Suelo	corrosivo
Clase de Localidad	4
Máxima Presión de Operación	350 PSI
Mínima Presión de operación	200 PSI
Presión Efectiva de Operación	250 PSI
Flujo	1770 Sm ³ /hr
Velocidad	3.5m/s

8 PLAN DE CONTINGENCIA

Se describen las acciones a tomar por parte del operador de la línea para proteger a los empleados, público en general, bienes y medio ambiente de los riesgos potenciales que puedan generarse en las redes de distribución. El plan constituye una herramienta en la que se integran gran documentación técnica, guías y procedimientos que facilitan la toma rápida de decisiones, mantiene vigente una cultura preventiva y además sirve de herramienta de aprendizaje y entrenamiento. Ningún plan puede considerar todas las posibles situaciones, pero un buen plan puede ayudar a manejar las emergencias de una manera efectiva e inteligente. Para el caso de la línea de acero TAP Ferrocarril - TAP Bavaria la empresa operadora posee un plan de contingencia debidamente registrado y controlado al que solo fue necesario actualizar los parámetros de operación de la línea de acero analizada.¹⁰

8.1 CONTEXTO DEL RIESGO

Los riesgos principales en la distribución de gas natural son una fuga del gas o un derrame del odorante (producto para odorizar el gas natural, y pueda ser detectado al momento de una fuga).

8.1.1. Contexto Externo. La NTC ISO 9001 (Versión 2015) considera para el contexto externo todo lo que surge del entorno legal, tecnológico, competitivo, de mercado, cultural, social y económico, ya sea internacional, nacional, regional o local.

En relación con la vulnerabilidad en el área de cobertura del sistema de distribución y basado en los planes de gestión del riesgo del Departamento donde se ubica la red, se adjuntan los cuadros de resumen de las distintas vulnerabilidades.

¹⁰ Plan de contingencia código OD-01-PD-O-05 versión Gases del Caribe S, A. E.S.P. 2020

Cuadro 12. Subregiones y sus vulnerabilidades

Amenaza	Vulnerabilidad Física	Vulnerabilidad Económica	Vulnerabilidad Ambiental	Vulnerabilidad Social	Vulnerabilidad total	
	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Calificación
Vendavales	11	8	8	9	36	Media
Tormentas eléctricas	11	8	6	9	34	Media
Sequías y desertificación	11	9	9	7	36	Media
Inundaciones	12	9	8	8	37	Media
Avenidas torrenciales	11	9	7	10	37	Media
Erosión costera	12	8	8	7	35	Media
Remoción en masa	10	10	6	9	35	Media
Incendios forestales	10	10	8	9	37	Media
Degradación recursos naturales	12	10	9	9	40	Alta
Erosión fluvial	12	8	7	8	35	Media
Tecnológica	12	8	6	9	35	Media

Fuente: Plan de gestión de riesgo Distrito Turística de Santa Marta (2018)

8.1.1 Identificación Del Sistema

Tabla. 13. Estaciones de regulación inmersas en el sistema

Estación	Presión de Entrada	Presión de Salida	Sistema de regulación	Sistema de Seguridad Actuador neumático	Sistema de Seguridad Válvula de Alivio	Medidor	Tele metría
Concepción City Gate	650	250	Axial (2)	Alta	Axial	4GT	SI
Bavaria ERM	250	45	Axial (2)	Alta	Axial	4GT	SI
EDS Tayrona	250	200	Axial	Alta	Axial	Rotatorio	SI
EDS Ferrocarril	250	200	Axial	Alta	Axial	Rotatorio	SI
EDS Estadio	250	200	Axial	Alta	Axial	Rotatorio	SI

8.1.2. Contexto Interno. En el transcurso del año el operador registró 4532 horas de capacitación dirigida a diferentes grupos de colaboradores y en diferentes ámbitos, garantizando que el personal que desarrolla la operación lleva a cabalidad el cumplimiento de estándares establecidos dentro de las prácticas y procedimientos.

8.2 DEFINICIÓN DE EMERGENCIA

Es toda situación que por su magnitud afecta gravemente el sistema de distribución de gas natural e instalaciones de usuarios. Dicha situación causada por un evento adverso o por la inminencia de este, obliga a una reacción inmediata y requiere la respuesta del operador de la línea, instituciones del estado, medios de comunicación o de la comunidad en general.

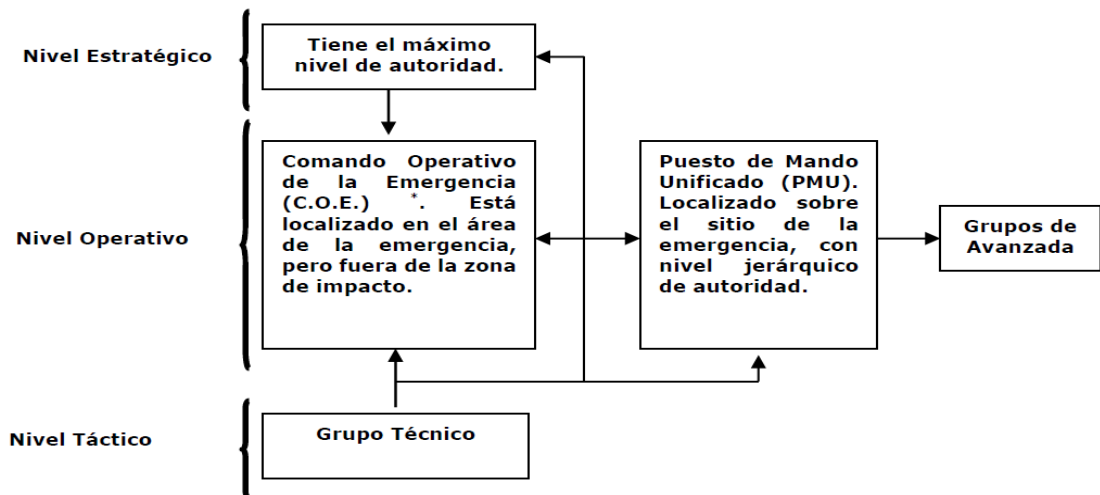
8.3 RESPUESTA A LA EMERGENCIA

Existen dos situaciones que se clasifican así:

1. Emergencia: Definido previamente.
2. Evento: Situación que se atiende con la respuesta básica y rutinaria del operador, esta se activa por reportes del público, funcionarios, entidades del estado u otros; y que no implican la modificación de procedimientos rutinarios.

El plan de respuesta a una emergencia se dan tres niveles:

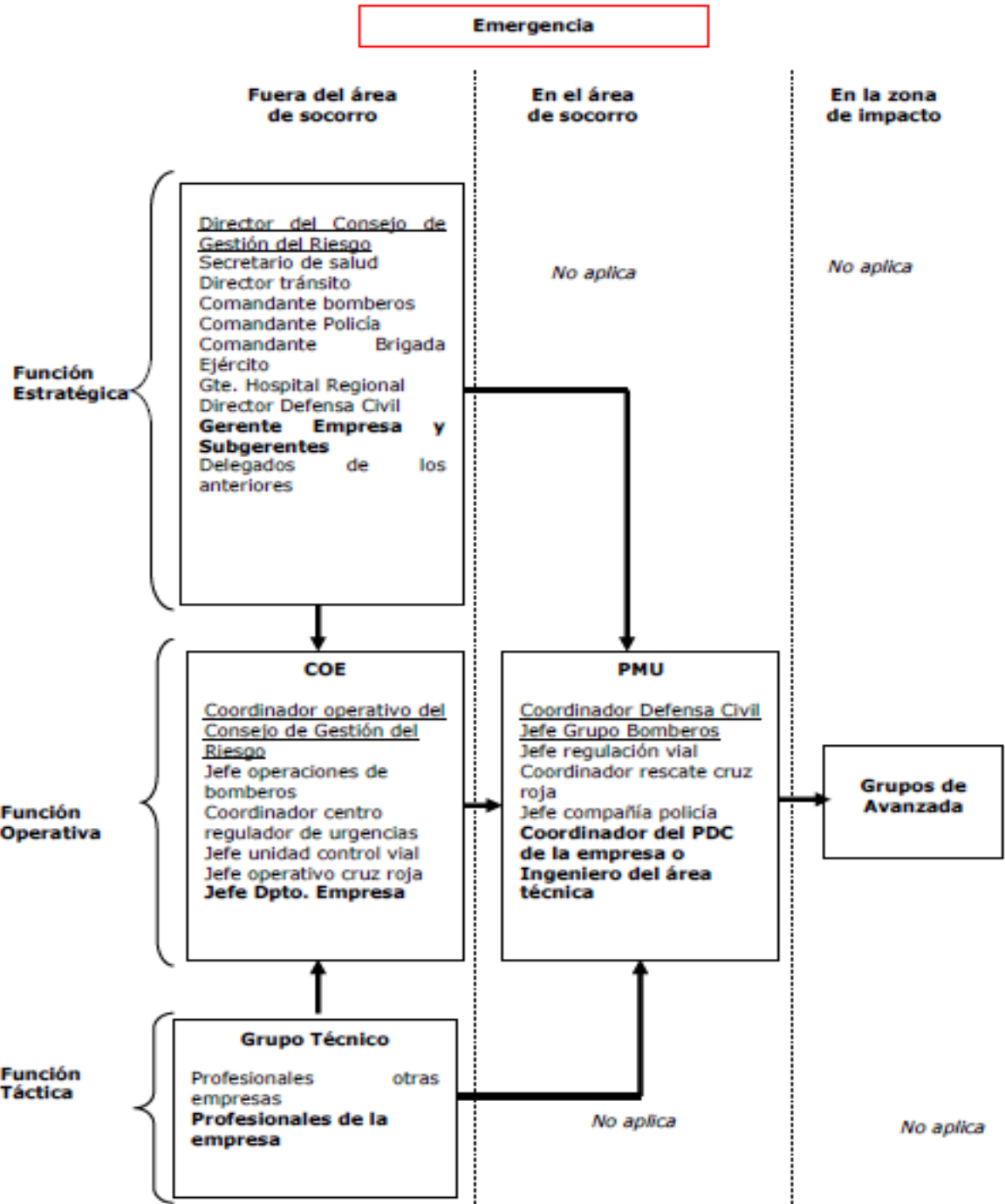
Ilustración 15. Niveles de respuesta



- Equivalente a Centro de control localizado en la zona de emergencia

Fuente: PIPELINE RISK ASSEMENT W. Kent Muhlberger.

Ilustración 16. Funciones de los Niveles antes, durante y después de la emergencia

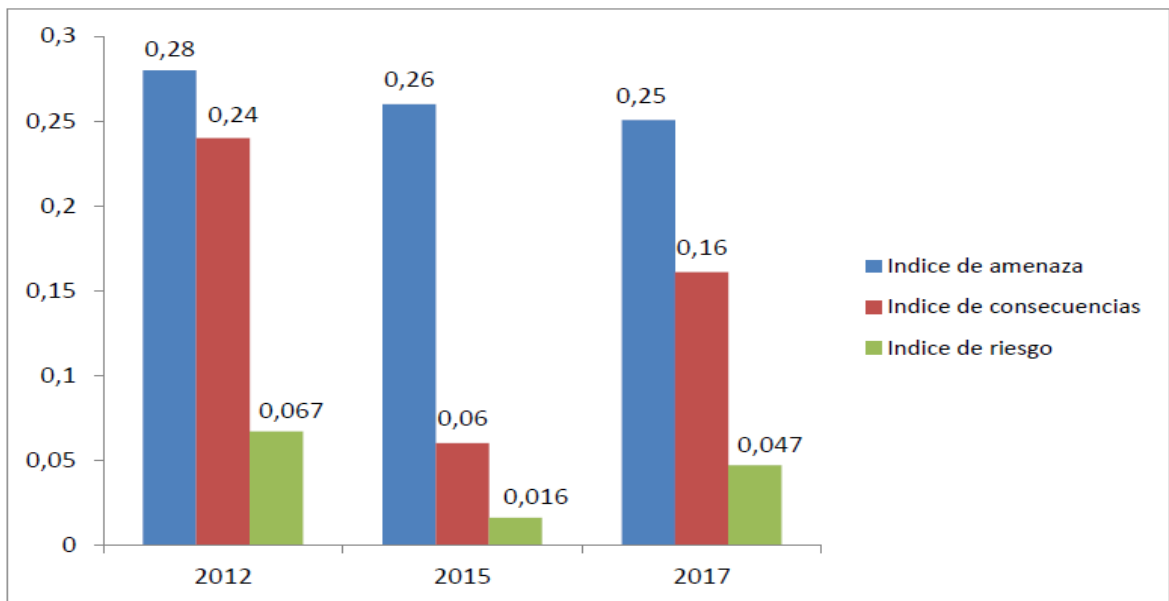


Fuente: PIPELINE RISK ASSEMENT W. Kent Muhlberger

8.4 IDENTIFICACION ANALISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Utilizando la metodología de indexamiento para la identificación, análisis y evaluación del riesgo grafica diferentes índices:

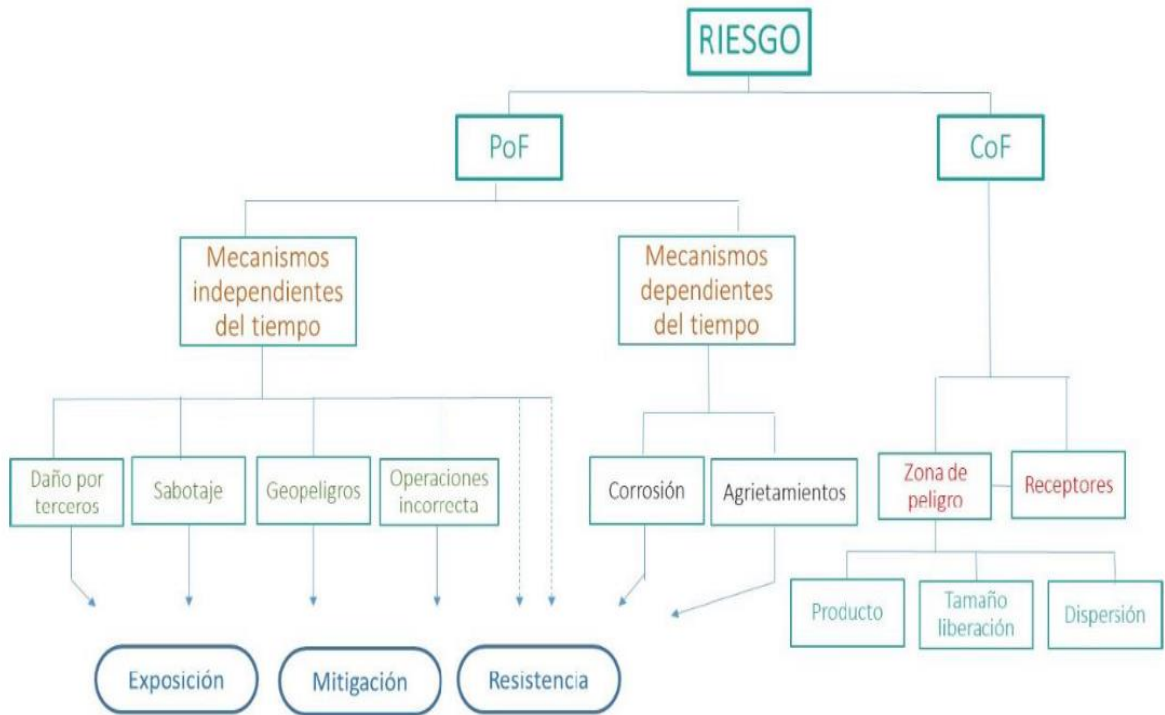
Ilustración 17. Tabulación metodología de indexamiento para la identificación y evaluación de riesgo



Fuente: Histórico del operador

8.5 ANALISIS DEL RIESGO Y COMBINACION DE LA PROBABILIDAD DE LA FALLA

Ilustración 18. Combinación de la probabilidad de la falla (PoF) con la consecuencia de la falla (CoF)



Falla = fuga

Anexo A

Fuente: PIPELINE RISK ASSEMENT W. Kent Muhlberger

8.6 ESTIMACION DE LA PROBABILIDAD DE LA FALLA

El análisis de la exposición, mitigación y resistencia es el elemento esencial de la probabilidad de falla (PoF), idealmente los datos estadísticos e históricos ayudan a una mejor estimación del (PoF).

Cuadro 13. Estimación de la probabilidad de falla con datos históricos de falla

PoF (fugas/Km-año)	
Diametro (pulgadas)	Santa Marta
0,5	0,32
0,75	0,32
1	0,09
2	0,02
3	0,01
4	0,01
6	0,01

Fuente: Datos del históricos del operador a corte 30 de marzo 2020

8.7 INDICE DE AMENAZAS

Analizando el impacto de cada modo de falla individualmente se representan los mayores índices de amenazas sobre el sistema.

Cuadro 14. Índice de amenaza por modo de falla.

	Índice Amenaza por Modo Falla	Índice Amenaza sobre el Sistema
Daños por terceros (44,6%)	0,42	0,19
Errores de operación (9,8%)	0,62	0,06
Corrosión (14,4%)	0,11	0,02
Amenazas Naturales (6%)	0,11	0,01
Falla mecánica (13%)	0,03	0,00
Errores de construcción y diseño (7,4%)	0,00	0,00
Otros (4,8%)	0,00	0,00

Fuente: Histórico del operador

8.8 CONSECUENCIAS DE LA FALLA (COF)

Los eventos de riesgo que pueden generarse como resultado de una fuga y que pueden afectar a personas y/o bienes son: chorro de fuego y explosión.

Es de interés considerar los efectos de un chorro de fuego ya que el evento de explosión es instantáneo y las medidas de respuesta se concentran en la atención de personas y control de daños materiales.

A partir de formulación se estiman las distancias de afectación de un chorro de fuego, se determinan áreas o zonas de peligro, de mayor a menor afectación, considerando la fatalidad como la peor consecuencia (CoF) hacia personas así:

Zona 1 (CoF=1.0) = Probabilidad de muertes del 100%, distancia desde el punto de origen del chorro de fuego hasta que se alcanza un nivel de radiación de 31.6 Kw/m².

Zona 2 (CoF = 0.5): Probabilidad de muerte es del 50%, distancia desde donde el nivel de radiación es de 31.6 Kw/m² hasta donde se alcanza un nivel de radiación de 12.6 Kw/m².

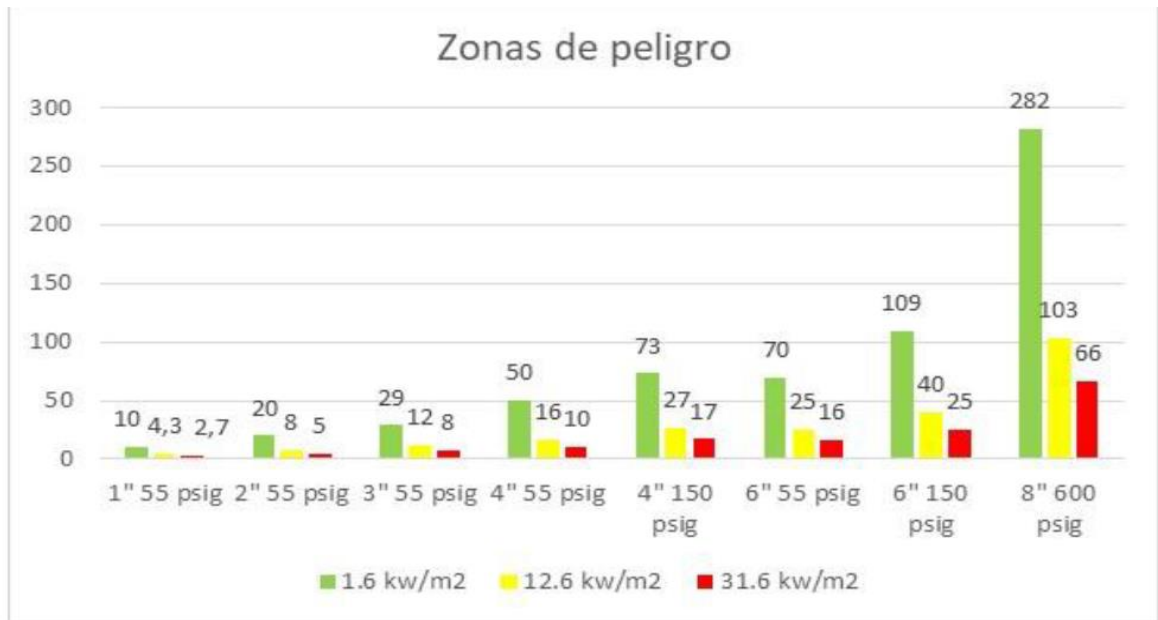
Zona 3 (CoF = 0): Probabilidad de muerte es de 0, distancia desde donde el nivel de radiación es de 12.6 Kw/m² hasta donde se alcanza un nivel de radiación de 1.6 Kw/m².

En esta zona se presentan lesiones a las personas CoF=0

Zona 4 (CoF=0): Sin afectación, a partir de la distancia donde se alcanza un nivel de radiación de 1,6 Kw/m².

Aparentemente la consecuencia de falla sería igual para las zonas 3 y 4, siendo afirmativo para "fatalidad" pero en la zona 3 se presentan afectaciones por quemaduras en las personas, a diferencia de la zona 4, donde no hay afectación.

Ilustración. Zonas de Riesgo por chorro de fuego.



Fuente: Plan de contingencia Gases del Caribe S.A, E.S.P

8.9 ORGANIZACIÓN DE RESPUESTA A LA EMERGENCIA

Se cuenta con un indicador para el seguimiento al plan de gestión del riesgo de desastres:

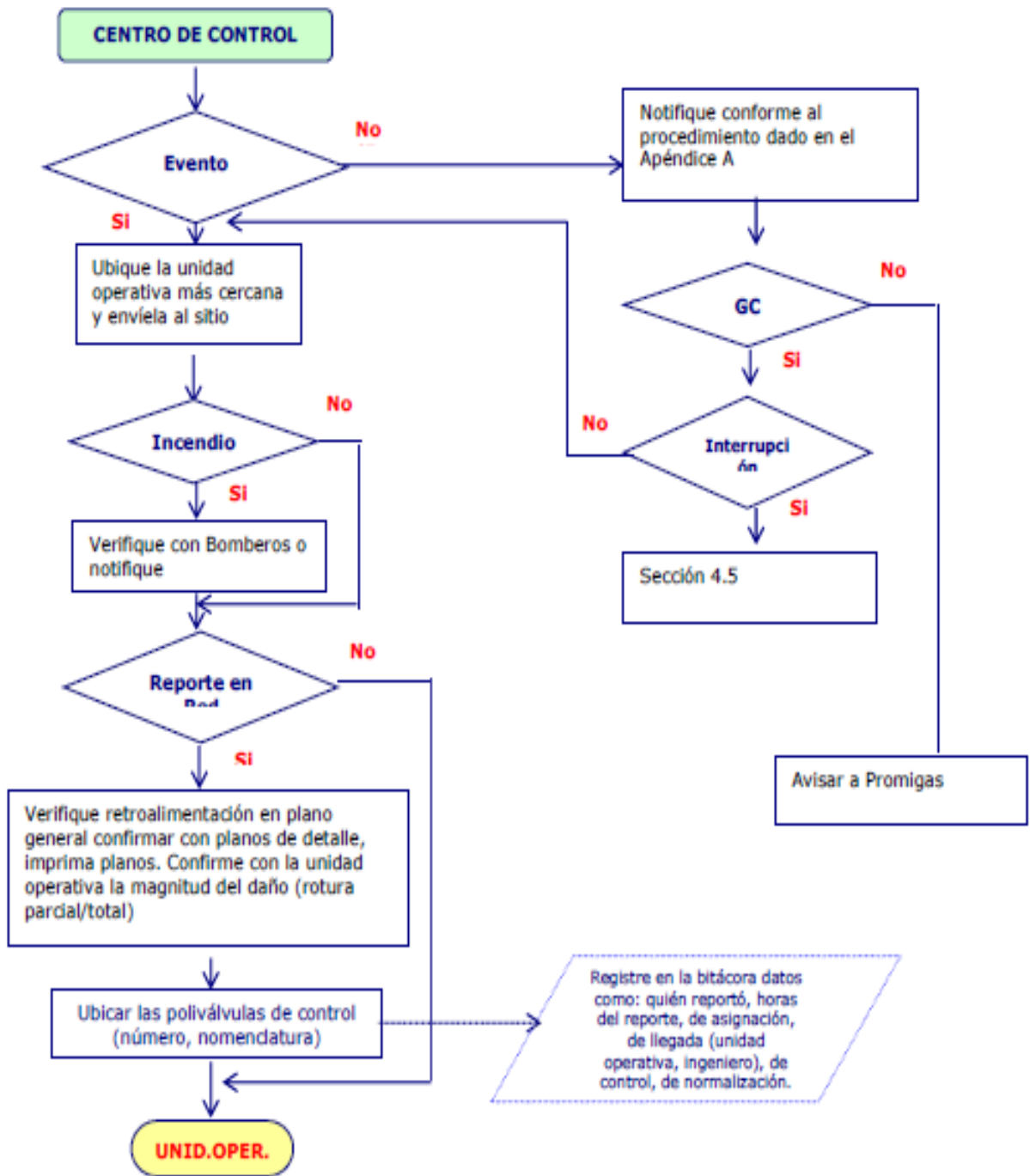
Índice de administración del PGRD = $((Ns/3 \times 0.45) + (Na/1 \times 0.45) + (Nch/3 \times 0.1)) \times 100$ donde:

Ns = Numero de simulacros realizados al año.

Na = es 1 se actualizó por lo menos una vez al año.

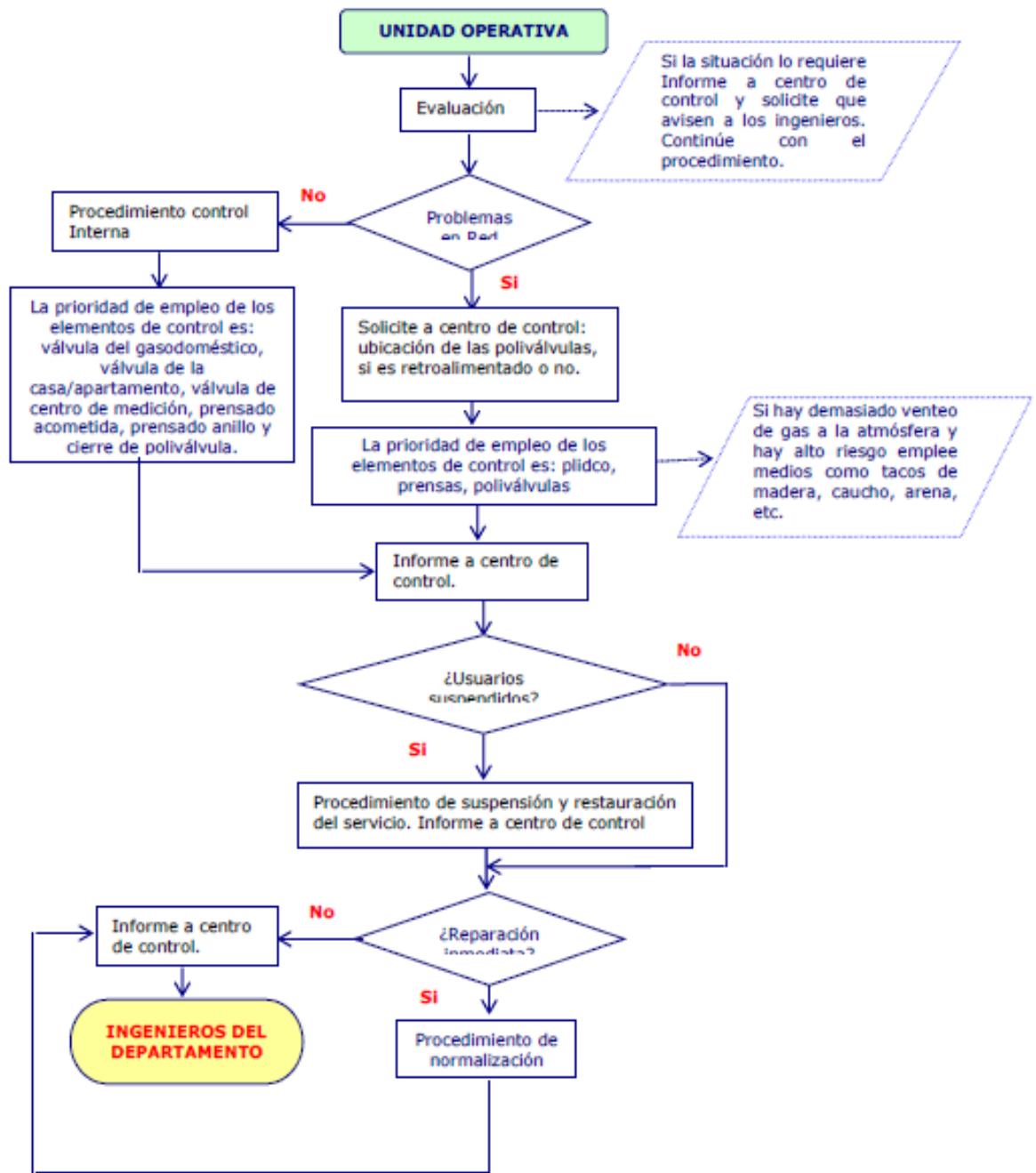
Nch = Numero de charlas dadas a las entidades de apoyo al año.

Ilustración 19. Protocolo Centro Control



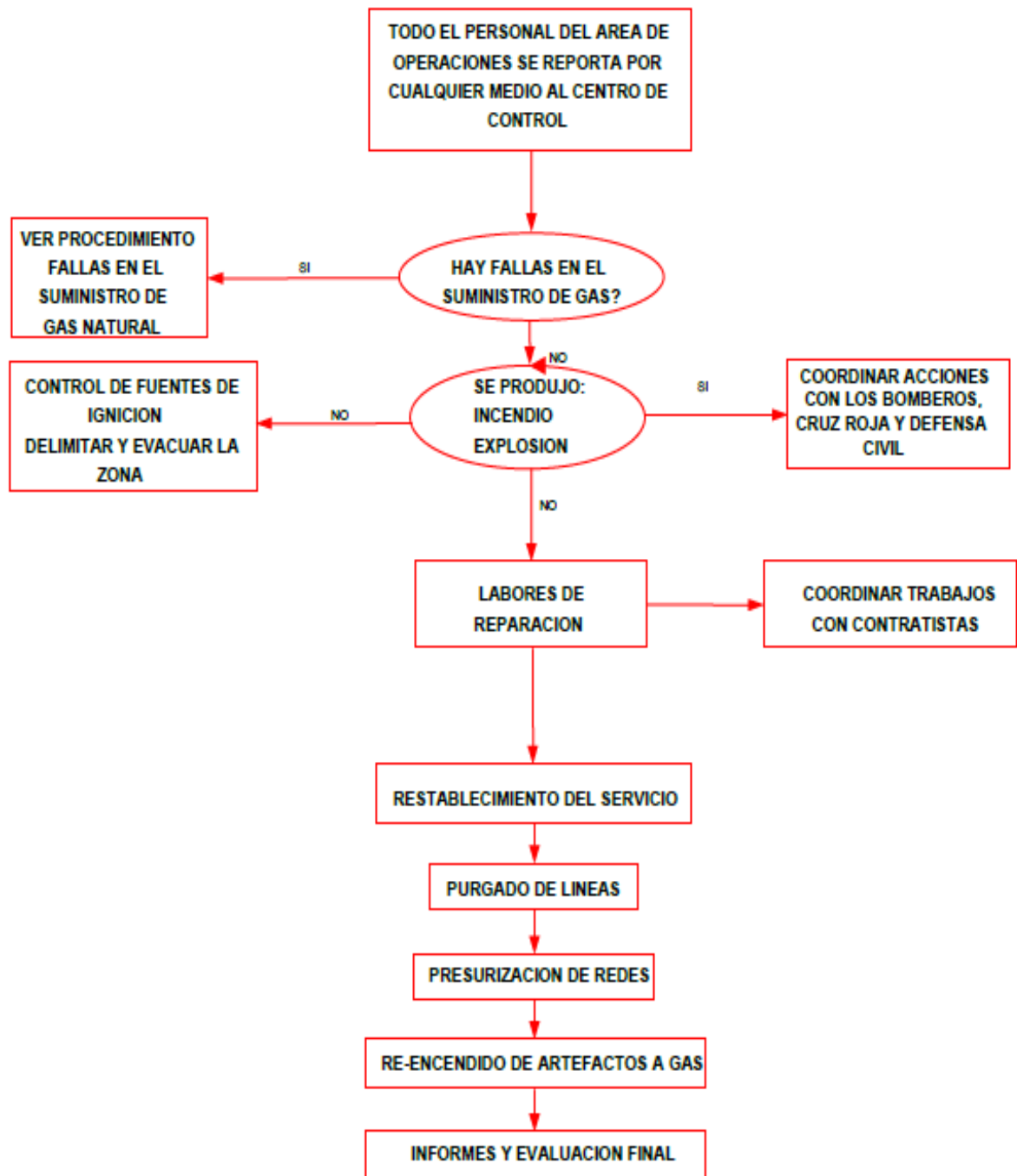
Fuente: Plan de contingencia Gases del Caribe S.A, E.S.P

Ilustración 20. Protocolo personal de respuesta inmediata



Fuente: Plan de contingencia Gases del Caribe S.A, E.S.P

Ilustración 21. Plan de acción para un desastre



Fuente: Plan de contingencia Gases del Caribe S.A, E.S.P

9 CONCLUSIONES

El perfil de potenciales On-Instan Off de las líneas comprendidas entre el TAP Ferrocarril y el TAP Bavaria obtenidos a partir del CISP muestran un comportamiento normal de un sistema de protección catódica por ánodo de sacrificio.

Se pudo observar que el 100% de los potenciales cumplen con el primer y el segundo criterio de protección catódica recomendados por la norma NACE SP-0169-2007, los cuales establecen “Un potencial negativo (catódico) de al menos 850 mV con la corriente de protección catódico aplicado”.

Basados en los resultados de potenciales tubería/suelo, medidos en estaciones y extremos de la tubería acero 4”, versus electrodos portátiles de referencia Cu/CuSo₄, de acuerdo con norma NACE SP-0169-2007 se determina que:

La línea se encuentra bien protegida contra el fenómeno de corrosión externa, por registrar potenciales tubería/suelo “On”. Se exceptúa la sección cercana a la válvula Bavaria en la cual se encontraron potenciales positivos en el orden de +7,66 V_{CSE}.

Las camas anódicas de magnesio distribuidas a lo largo de la línea de acero de 4” entregan protección efectiva a la tubería de 4” y a las derivaciones de las GNV.

Los aislamientos eléctricos, tipo E ANSI 300 instalados en las estaciones de medición y regulación EDS GNV, funcionan correctamente. No existe pérdida ni fugas de corriente de protección catódica. Además, se requiere realizar cambio de aislamiento de 2 ANSI 300, tipo E, instalado en la Válvula de entrada a la estación de regulación y medición.

El tramo del gasoducto línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C SCH40 en operación para distribución de gas natural entre TAP Ferrocarril y TAP Bavaria en Santa Marta posee las condiciones de integridad para seguir operando a 350 psi.

Se solicita la actualización de los parámetros de operación para la línea de acero al carbón D 4" API 5LX42 S/C SCH40 en operación para distribución de gas natural TAP Ferrocarril a TAP BAVARIA en Santa Marta en el Plan de Contingencia de la empresa operadora del ducto.

Actualización del plan de contingencia de acuerdo con los parámetros levantados de la línea de acero TAP Ferrocarril TAP Bavaria resolución 1209 29 junio 2018.

10 RECOMENDACIONES

Realizar estudios técnicos especializado que permitan localizar fuentes de interferencia eléctrica DC, que se evidenció en proximidades de la Válvula Bavaria, potenciales tubería/suelo en el orden de +7,66 voltios DC. Se resalta que esta condición de polaridad positiva podría traducirse en pérdida acelerada de masa (espesor), constituyéndose en una amenaza a la integridad de la línea de acero 4" y la prestación del servicio.

Instalar en cercanías a la válvula Bavaria postes de monitoreo con conexiones soldadas a la línea de hacer 4" (+/- 200m) que faciliten medir potenciales DC de polarización en horas diurnas, nocturnas y/o en horarios donde la torre grúa que está ocasionando la interferencia esté operando.

Medir aleatoriamente en el transcurso del día potenciales continuos AC con el propósito de obtener perfiles de voltaje AC, probablemente también se tenga inducción e interferencia por AC en tubería.

Incrementar la cantidad de estaciones de monitoreo con conexiones a la tubería de acero, con el propósito de tener más registros y puntos de control y garantizar la integridad de la acometida de gas natural y la prestación del servicio.

Implementar y mantener programas de inspección periódicas de seguimiento cada seis meses que incluyan reportes del estado físico de estaciones de monitoreo, medición de potenciales de protección catódica, verificación de eficiencia de aislamiento eléctricos y funcionamiento de los sistemas de PC instalados.

Se recomienda la inspección y cambio del KIT de aislamiento de la válvula Ferrocarril.

Debido a la densidad de viviendas tipo habitación con edificaciones de más de cuatro pisos en el trazado del proyecto, se recomienda pasar el gasoducto a Zona Tipo 4 y bajar la presión de operación de 350 psi a 250, la cual de acuerdo con el análisis cumple con las necesidades de flujo y presiones que demandan los clientes de la línea.

El operador del gasoducto actualizó el documento Plan de Gestión del Riesgo de Desastres, documento controlado Código OD-01-PD-0-05 de Fecha de actualización 05-05-2020, versión 10 de en la página 24 de 101 identifica y relaciona la relevancia del ducto, actualiza la presión de operación y establece los planes de contingencia de acuerdo con los lineamientos, políticas de la empresa y guiados por la normatividad vigente.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York (USA), ASME B31.8:2012

ÁVILA, J., & GENESCÁ, J. (2003). Más allá de la herrumbre 1. México. Fondo de la cultura económica.

CAMPOS, Humberto, CAMPOS, Claudio. Corrosión bacteriana en metales. Vol.22, no. 1 (ene – jun 2004); p. 31 [citado en 7 de febrero de 2016].

GÓMEZ DE LEÓN, FÉLIX CASÁREO. Manual Básico de Corrosión para ingenieros. Murcia: Servicio de publicaciones. 15 p. 84-8371-506-6

OTERO, E. Corrosión y degradación de materiales. España. Síntesis (2001).

Plan de contingencia código OD-01-PD-O-05 versión Gases del Caribe S, A. E.S.P. 2020

NACE SP0502-2010 “Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology”.

NACE SP0207-2007, “Performing Close-Interval Potential Surveys and DC Surface Potential Gradient Surveys on Buried or Submerged Metallic Pipelines”.

NACE SP0169-2007, “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems”.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, Norma Técnica Colombiana 3728 – Gasoductos. Líneas de transporte y redes de distribución de gas. (Segunda Actualización) Bogotá D.C. Icontec 2011.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, Norma Técnica Colombiana 3749 – Gasoductos de Regulación de Presión para Líneas de Transporte y Redes de Distribución de Gas Combustible. (Primera Actualización) Bogotá D.C. Icontec 2003.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, Norma Técnica Colombiana NTC 3838 Gasoductos presiones de operación permisibles, para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles. Bogotá (Colombia), Icontec 2007.

NRF-026-PEMEX-2008, Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.

VILA CASADO, Gustavo. Corrosión Electroquímica- Mecanismo y Métodos de control. Bogotá: Universidad Nacional, 1990. p.136