



**LA CONFIABILIDAD E INTEGRIDAD MECÁNICA EN
SISTEMAS DE TUBERÍAS ENTERRADAS, DE ACERO
AL CARBONO, APLICANDO LA NORMA NACE SP502**

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO DE

**MAESTRO EN
MANUFACTURA AVANZADA**

PRESENTA

**ING. OBED RAMÍREZ REYES
ASESOR: DRA. EBELIA DEL ÁNGEL MERAZ**

VILLAHERMOSA, TABASCO, JULIO 2019.

AGRADECIMIENTOS

A Mi Padre Celestial.

Por permitirme la vida, el tiempo, los medios y sobre todo la energía para lograr mi objetivo. La Gloria de Dios es la inteligencia, o, en otras palabras, luz y verdad. (Doctrina y convenios 93:36).

A mi Esposa.

Por la paciencia en mis ausencias en mis días de clases, por el apoyo y el ánimo para culminar este Proyecto.

A mis Hijos.

Alexa Yatzil, Denzel Alonso y Xhunaxhi.

A Dra. Ebelia

Por la dirección en el Proyecto, por compartir conmigo sus conocimientos, por sus comentarios acertados y sobre todo el ánimo, inyectado para finalizar este trabajo.

A mis compañeros

Al resolver las dudas, compartir información y sobre todo la unidad que mostraron durante las clases.

CARTA DE LIBERACIÓN DEL ASESOR



11 de Marzo de 2019

Mtro. Geovany González Carlos
Coordinador Académico
CIATEQ, A.C.

Los abajo firmantes, miembros del Comité Tutorial del alumno Ingeniero Obed Ramírez Reyes, una vez revisada la Tesis o tesina titulada: "LA CONFIABILIDAD E INTEGRIDAD MECÁNICA EN SISTEMAS DE TUBERÍAS ENTERRADAS, DE ACERO AL CARBONO, APLICANDO LA NORMA NACE SP502.", autorizamos que el citado trabajo sea presentado por el alumno para la revisión del mismo con el fin de alcanzar el grado de Maestro en Manufactura Avanzada durante el Examen de Titulación correspondiente.

Y para que así conste se firma la presente a los 11 días del mes de Marzo del año 2019.



Dra. Ebelia Del Angel Meraz
Asesor Académico



Ing. Manuel Sanchez Del Angel
Asesor en Planta

CARTA DE LIBERACIÓN DEL REVISOR



Santiago de Querétaro, Qro.
17 de Abril del 2019

Dra. María Guadalupe Navarro Rojero
Directora
Posgrado CIATEQ
PRESENTE.

Por medio de la presente me estoy dirigiendo a Ud. de la manera más atenta, de que fui designado como revisor del trabajo de tesis del (la) **Ing. Obed Ramirez Reyes**, del trabajo titulado:

“LA CONFIABILIDAD E INTEGRIDAD MECÁNICA EN SISTEMAS DE TUBERÍAS ENTERRADAS, DE ACERO AL CARBONO, APLICANDO LAS NORMAS NACE SP502”

Después de haber leído, corregido e intercambiado información con el (la) estudiante antes mencionado(a), el trabajo de tesis que me fue entregado y haciendo resaltar que el (la) estudiante realizó todos los cambios que le fueron sugeridos a la tesis, ésta puede ser autorizada para su publicación y que de esta manera pueda iniciar los trámites correspondientes para iniciar el proceso de titulación.

Sin otro particular por el momento y en espera de que mis sugerencias sean tomadas en cuenta y en beneficio del estudiante y la institución, agradezco la atención que se sirva prestar a la presente,

ATENTAMENTE


Dr. Jan Mayen Chaires

RESUMEN

En el presente trabajo se analizaron los datos obtenidos del Gasoducto de 12" Jáltipan – Salina Cruz, en los segmentos Donají – Loma Larga y Loma Larga Salina Cruz, con el fin de determinar el grado de confiabilidad de la metodología propuesta por NACE 502, aplicando los métodos de inspecciones indirectas y directas, se evaluó la integridad mecánica de los gasoductos. Se comparan los resultados obtenidos mediante una inspección utilizando diablos instrumentados contra los datos de las inspecciones indirectas (CIS, DCVG, resistividad, pH y bacteriológico), con lo anterior se identifican las zonas con corrosión externa e interna. En el caso de las zonas con corrosión externa, se analiza su coincidencia y grado de severidad, así como las anomalías coincidentes, estas se evalúan de manera directa, es decir, se realizaron excavaciones para descubrir la tubería, con la finalidad de verificar el estado en que se encuentra el recubrimiento, se retira el recubrimiento para analizar el metal y la corrosión contenida en él. Utilizando datos estadísticos de los resultados, se determina el porcentaje de confiabilidad en la aplicación de la metodología propuesta por NACE 502, y la integridad mecánica del sistema de tubería. La información utilizada para el estudio, fue recopilada y analizada documentalmente. Todos los estudios de campo se realizaron en años anteriores, por empresas especializadas.

Palabras clave: confiabilidad, corrosión, ducto enterrado, integridad mecánica, inspecciones, ingeniería y tecnología, tecnologías de materiales y ensayos de materiales.

ABSTRACT

In the present work, the data obtained from the 12 "Jaltipan - Salina Cruz Gas Pipeline were analyzed in the segments Donají - Loma Larga and Loma Larga Salina Cruz, in order to determine the degree of reliability of the methodology proposed by NACE 502, applying the methods of indirect and direct inspections, the mechanical integrity of the gas pipelines was evaluated. The results obtained are compared by means of an inspection using devils instrumented against the data of the indirect inspections (CIS, DCVG, resistivity, pH and bacteriological), with the above the zones with external and internal corrosion are identified. In the case of areas with external corrosion, their coincidence and degree of severity are analyzed, as well as the coincident anomalies, these are evaluated directly, that is, excavations were carried out to discover the pipeline, in order to verify the state when the coating is found, the coating is removed to analyze the metal and the corrosion contained in it. Using statistical data of the results, the reliability percentage is determined in the application of the methodology proposed by NACE 502, and the mechanical integrity of the pipe system. The information used for the study was compiled and analyzed documentally. All the field studies were carried out in previous years, by specialized companies.

Keywords: reliability, corrosion, buried duct, mechanical integrity, inspections, engineering and technology, materials technologies and materials testing.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN.....	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vi
ÍNDICE DE TABLAS.....	vii
GLOSARIO	ix
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	3
1.3. JUSTIFICACIÓN	4
1.4. OBJETIVOS	4
1.5. HIPÓTESIS.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. FUNDAMENTOS.....	6
2.2. TRANSPORTE DE GAS POR SISTEMAS DE TUBERIAS	8
2.3. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE LA INTEGRIDAD.....	18
2.4. CORROSIÓN	27
2.5. MITIGAR LA CORROSIÓN	31
2.6. RECUBRIMIENTO	42
3. PROCEDIMIENTO DE INVESTIGACIÓN.....	50
3.1. PRE-EVALUACIÓN	52
3.2. INSPECCIÓN INDIRECTA.....	54
3.3. EVALUACIÓN DIRECTA.....	58
3.4. POST-EVALUACIÓN.....	66
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	71
4.1. GENERALIDADES	71
4.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE INSPECCIÓN CON ILI (EQUIPO INSTRUMENTADO).....	73
4.4. EVALUACIÓN INDIRECTA	84
4.5. Examinación directa.....	101
4.6. POST-ELVALUACION	108
4.7. COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	111
CONCLUSIONES.....	115
APORTACIÓN DE LA TESIS.....	116
RECOMENDACIONES.....	117
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 2.1 Elementos de un programa de integridad.	11
Figura. 2.2 Proceso de análisis de integridad	12
Figura. 2.3 Polly Pig después de una corrida de limpieza (Autor).	20
Figura. 2.4 Equipo de limpieza con discos sellantes (H. Rosen)	20
Figura. 2.5 Equipo de limpieza con discos y Cepillos (H. Rosen).....	20
Figura. 2.6 Equipo Geómetra	21
Figura. 2.7 Equipo instrumentado de Perdida de Flujo Magnético (H. Rosen)	22
Figura. 2.8 Equipo instrumentado ultrasónico (T. D. Willians)	22
Figura. 2.9 Trampa de envío y recibo de diablo (Pemex)	23
Figura. 2.10 Prueba de presión hidrostática (Pemex).....	25
Figura. 2.11 Tomando de Potenciales para evaluación de corrosión externa (Pemex) .	26
Figura. 2.12 Celdas diferenciales de corrosión.....	29
Figura. 2.13 Medición de potencial tubo-suelo.....	31
Figura. 2.14 Fotografía de la corrosión uniforme/general	33
Figura. 2.15 Corrosión de fisura	34
Figura. 2.16 Fotografía de una picadura individual.....	35
Figura. 2.17 Fotografía de varias picaduras que se han interconectado y que aún están cubiertas parcialmente por producto de la corrosión	35
Figura. 2.18 Erosión interna de un tubo.....	37
Figura. 2.19 Ejemplo de un ataque por choque	38
Figura. 2.20 Colonia de bacterias asociada con el producto de la corrosión, detectada por examen microscópico fluorescente de una “réplica” de superficie	39
Figura. 3.1 Procedimiento de evaluación	50
Figura. 4.1 Trayectoria del Sistema de tubería de Donají - Loma Larga.....	72
Figura. 4.2 Trayectoria del Sistema de tubería de Loma Larga a Salina Cruz	72
Figura. 4.3 Distribución de porcentajes de las amenazas detectadas Donají-Loma Larga	75
Figura. 4.4 Distribución de porcentajes de las amenazas detectadas Loma Larga – Salina Cruz.....	77
Figura. 4.5 Gráfica de lectura de resultados de inspección con CIS	85
Figura. 4.6 Gráfica de resistividad en el Segmento Donají Loma Larga.....	87
Figura. 4.7 Gráfica de Potencial de Hidrogeno del segmento Donají-Loma Larga.....	88
Figura. 4.8 Gráfica de viales positivos en bacterias productoras de ácido	91
Figura. 4.9 Alineación de Información. Estudios de Resistividad, pH y Bacterias	92
Figura. 4.10 Gráfica de lectura de resultados de inspeccion con CIS	94
Figura. 4.11 Gráfica de Resistividad a lo largo del segmento Loma Larga Salina Cruz...	96
Figura. 4.12 Gráfica de pH sobre el DDV, del segmento Loma Larga salina Cruz.....	97
Figura. 4.13 Distribución de los resultados bacteriológicos a lo largo del DDV del Segmento Loma Larga Salina Cruz.....	100
Figura. 4.14 Alineación de resultados de evaluaciones indirectas. Segmento Loma Larga Salina Cruz.	101
Figura. 4.15 Alineación de resultados correspondiente al segmento Donají – Loma Larga	113
Figura. 4.16 Alineación de resultados correspondiente al segmento Loma Larga – Salina Cruz	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de amenazas	14
Tabla 2.2 Diferentes formas de corrosión	41
Tabla 2.3 Diferentes formas de corrosión (continuación)	42
Tabla 3.1 Recolección de la información para aplicación de ECDA (45)	53
Tabla 3.2 Clasificación de la severidad para varias técnicas de inspección indirecta Fuente	57
Tabla 3.3 Ejemplo de Priorización de indicaciones de inspección indirecta	59
Tabla 3.4 Lineamientos para determinar el número de evaluaciones directas o excavaciones	66
Tabla 4.1 Amenazas encontradas durante la inspección con Diablo instrumentado Donají – Loma Larga.....	74
Tabla 4.2 Amenazas encontradas durante la inspección con Diablo instrumentado Loma Larga Salina Cruz	76
Tabla 4.3 Resumen de anomalías de corrosión	77
Tabla 4.4 Datos del Sistema de tubería	78
Tabla 4.5 Datos referentes a la construcción del GSD 12" Donají – Loma Larga	79
Tabla 4.6 Datos referentes a la operación del GSD 12" Donají – Loma Larga.....	80
Tabla 4.7 Datos inherentes del GSD. 12" D.N. Loma Larga – Salina Cruz	81
Tabla 4.8 Datos referentes a la construcción del GSD. 12" D.N. Loma Larga – Salina Cruz	82
Tabla 4.9 Datos referentes a la operación del GSD. 12" D.N. Loma Larga – Salina Cruz	83
Tabla 4.10 Clasificación de los defectos del recubrimiento mediante la técnica DCVG	86
Tabla 4.11 Criterios bacteriológicos	89
Tabla 4.12 Punto con bacterias productoras de ácido clasificados como severas	90
Tabla 4.13 Clasificación de los defectos del recubrimiento mediante la técnica DCVG	94
Tabla 4.14 Criterios bacteriológicos	98
Tabla 4.15 Resultados de las muestras tomadas para el análisis bacteriológico	99
Tabla 4.16 Zonas categorizadas como severas, con potenciales bajas.....	103
Tabla 4.17 Resultados de las evaluaciones directas	103
Tabla 4.18 porcentajes de coincidencias de las indicaciones de los estudios ECDA e ILL	104
Tabla 4.19 Resultados de la evaluación de pérdidas de metal, con los criterios de ASME b31G y 31G modificado para calcular los esfuerzos remanentes y tiempo de vida remanente	104
Tabla 4.20 Zonas categorizadas como severas, con potenciales bajas.....	105
Tabla 4.21 Resultados de las evaluaciones directas	105
Tabla 4.22 porcentajes de coincidencias de las indicaciones de los estudios ECDA e ILL	106
Tabla 4.23 Resultados de la evaluación de pérdidas de metal, con los criterios de ASME b31G y 31G modificado para calcular los esfuerzos remanentes y tiempo de vida remanente	107
Tabla 4.24 Cálculo de periodo de re-inspección del segmento Donají -Loma Larga...	109
Tabla 4.25 Cálculo de periodo de re-inspección del segmento Loma Larga – Salina Cruz	110

Tabla 4.26 Número de indicaciones encontradas por cada método, caracterizadas como pérdida de metal (Corrosión).....	111
Tabla 4.27 Zonas de coincidencia con reportes de indicaciones, identificadas como pérdida de metal (Corrosión Externa)	111
Tabla 4.28 Número de indicaciones encontradas por cada método, caracterizadas como pérdida de metal (Corrosión).....	112
Tabla 4.30 Zonas de coincidencia con reportes de indicaciones, identificadas como pérdida de metal (Corrosión Externa)	112

GLOSARIO

Administración de la integridad: Proceso que incluye la inspección de los sistemas de transporte de hidrocarburos, evaluación de las indicaciones obtenidas de las inspecciones, caracterización de las indicaciones, evaluación de los resultados de la caracterización, clasificación por defecto y severidad y la determinación de la integridad del ducto mediante técnicas de análisis.

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

Ánodo: Electrodo positivo de una celda electroquímica donde se produce la reacción de oxidación.

Caída IR: Tensión generada por una corriente aplicada entre dos puntos de una estructura metálica o gradiente de potencial originado en un electrolito, medido entre un electrodo de referencia y el metal de un ducto o estructura, conforme con la ley de Ohm ($V=IR$).

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 a proteger.

Corrida de diablos: Actividad para desplazar el diablo por el interior de un ducto, para remover y/o desalojar sólidos, líquidos, gases y sustancias acumuladas en el interior de los ductos, que, en función de las necesidades del usuario, se debe establecer los tipos de diablos a correr y su frecuencia, conforme a la normativa y procedimientos aplicables.

Corrosión: Degradación o deterioro de un material por efecto del electrólito o medio en que se encuentra, los metálicos como el acero sufren una reacción electroquímica debido a la interacción con el medio.

Corrosión generalizada: Es una corrosión de tipo uniforme que presenta una pérdida de metal distribuida en toda o una parte de la superficie interna o externa de la tubería.

Corrosión localizada: Es una corrosión aislada en una superficie interna o externa del metal que podría en corto tiempo perforarla, puede presentarse con diversas dimensiones.

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

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.

Diablo: Dispositivo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza y/o inspección del mismo.

Diablo instrumentado: Equipo de inspección utilizado para registrar daños, defectos y espesores en la pared del ducto.

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

Ducto enterrado: Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie del suelo.

Electrodo: Conductor que se utiliza para establecer contacto con un electrolito y a través del cual la corriente se conduce hacia o desde dicho electrolito.

Potencial libre de IR: Medición del potencial estructural, electrólito medido sin error de voltaje causado por la caída IR de la corriente de protección o cualquier otra corriente.

Protección catódica: Método electroquímico de prevención para proteger ductos enterrados y/o sumergidos de la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial convirtiendo la superficie metálica en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente de alguna fuente propia del sistema.

Resistividad: Resistencia eléctrica por unidad de longitud, específica de un electrólito como un terreno, laguna, pantano, río, agua salobre, dulce o de mar, entre otros. Se expresa en Ω -cm.

Trampa de diablos: Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

En diversas partes del mundo hay grandes longitudes de ductos transportadores de hidrocarburo, que atraviesan diversas geografías que los someten a diferentes riesgos tales como corrosión interna y externa, diseño y materiales, movimientos del suelo, etc. con probabilidades de ocurrencia y con consecuencias variadas que pueden traducirse en lesiones, daños materiales o daños al medioambiente (1).

Una de las principales actividades del sector petroleros y de las industrias de transporte de hidrocarburos en México, es el mantenimiento de sus sistemas de tuberías y así asegurar la integridad mecánica y confiabilidad operativa de sus ductos (2).

Para lograrlo utilizan métodos tecnológicos para poder verificar el estado físico de la tubería, entre las que encontramos y de acuerdo a la experiencia y requerimientos normativos, la corrida de diablo instrumentado, ya sea de pérdida de flujo magnético (Magnetic Flow Loss) o ultrasónicos, ambos métodos tienen una eficiencia en la detección de anomalías externas e internas del sistema de tubería. Para poder seleccionar este método es necesario que el sistema cuente con dispositivos conocidos como trampas de diablos, sin embargo, existen ductos que no cuentan con esos dispositivos, por lo que han pasado años sin poder inspeccionarlos y determinar la integridad de su estructura (3).

En México existen aproximadamente de 17,000 kilómetros ductos (conformados por Oleoductos, Gasoductos, Gasolinoductos, Oleogasoductos y etc.) para la transportación de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos (4). Cada uno de ellos tiene la función de entregar el producto (fluido) a los clientes en forma segura, rápida y eficiente.

Pemex Gas y Petroquímica Básica (Hoy Pemex Logística), encargado de mantener y operar los ductos de transportes de gas Natural y gas LPG en toda la república mexicana.

Pemex Gas una empresa moderna y eficiente, que procesa 4,430 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas húmedo; de los cuales 3,292 MMpcd son de gas húmedo amargo y 1,138 MMpcd son de gas húmedo dulce, así como 43.2 mil barriles diarios de condensado, de los cuales 33.7 Mbd son de condensado amargo y 9.5 Mbd son de condensado dulce.

Produce un promedio de 3,724 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) de gas natural seco; 176.7 mil barriles por día (Mbd) de gas licuado, 69 Mbd de gasolinas naturales, 111.7 Mbd de etano y 1.7 miles de toneladas de azufre por día (Mtd).

Transporta un promedio diario de 4,900 MMpcd de gas natural y 185 Mbd de gas licuado y estos productos los vende a un total de 838 clientes de gas natural, 768 de gas licuado y 80 de petroquímicos básicos. Adicionalmente, exporta un promedio de 78 Mbd de gasolinas naturales.

Para llevar a cabo sus actividades de producción, transporte y comercialización, Pemex Gas cuenta con la siguiente infraestructura:

- Complejos procesadores de gas
- Terminales de distribución de gas licuado
- Representaciones comerciales
- 16 sectores de Ductos distribuidos en la República Mexicana

Un total de 12,678 km de ductos los cuales se desglosan por el producto que transportan de la siguiente forma: 9,037 km que transportan gas natural; 1,815 km que transportan gas licuado del petróleo; 1,294 km de petroquímicos básicos; 490 km de petroquímicos secundarios y 40 km que transportan agua. Dichos sistemas de transporte por ductos están integrados por 15 estaciones de compresión, 5 estaciones de bombeo y 9 interconexiones internacionales (5).

Cualquier fuga, por la falta de mantenimiento, representa un alto costo por paros no programados, no se entrega el producto a los clientes, y ocasiona un fuerte daño al medio ambiente; al no tener la materia prima y combustibles, algunas empresas detienen su producción, debido a que dependen totalmente del suministro de

hidrocarburo o productos petrolífero para su operación. Por ello es importante implementar su plan de administración de integridad, para cumplir con la meta de “una operación sin incidentes” (6), ya que un programa de administración de integridad proporciona los medios para mejorar la seguridad de los sistemas de tubería.

Actualmente existen varios métodos para determinar la integridad de un sistema de tubería, y de acuerdo a la norma ASME B 31.8S, los métodos de valoración de la integridad puede ser inspección en línea, pruebas de presión o valoración directa.

1.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La preocupación de los operadores de ductos, es la seguridad de los sistemas que no cuentan con trampas de diablos para realizar una inspección en línea, por lo que se ven obligados a recurrir a otras metodologías para asegurar la seguridad operativa de sus ductos, unas de esas metodologías es la que propone NACE en la norma NACE 502.

En la norma ASME 31.8S, establece que para valorar la integridad mecánica de los ductos que transportan gas, la metodología más confiable es la inspección en línea (Diablos instrumentos) ya que nos permite ubicar y dimensionar el porcentaje de área afectada en una tubería. Para lograrlo se instalan equipos lanzadores y receptores conocidos como trampas de diablos (6).

Sin embargos existe una longitud considerable de ductos llamados no inspeccionables, Los cuales desde su diseño no fueron planeados para ser inspeccionados interiormente, es decir, no son valorados en su integridad mecánica, ya que no cuentan con instalaciones que permitan el lanzamiento y recibo de una herramienta de inspección (diablo instrumentado).

En el caso de los segmentos no inspeccionables con diablos instrumentados, la falta de un buen sistema de administración de la integridad, podría omitir la atención de indicaciones relevantes, capaces de ocasionar daños materiales, ambientales y a la población ante una falla no controlado.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Garantizar la integridad mecánica y operativas de los sistemas de transporte de gas por tuberías, en una prioridad para los operadores de gasoductos en la industria pública y privada, por ello, la importancia de análisis la metodología propuesta por NACE, esto permitirá a los operadores tener una herramienta de mantenimiento y confiabilidad que les permita diagnosticar, reparar y operar sus sistemas sin riesgos de fugas y rupturas, que podría ocasionar desastres en la población, al ambiente y a los activos, que integran los sistemas de tuberías no inspeccionable.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Realizar estudio de factibilidad técnico de la Norma NACE 502, y asegurar la integridad mecánica, para un sistema de transporte de hidrocarburos por ductos.

1.4.2. Objetivos específicos

- Determinar los resultados óptimos y mínimos en la aplicación de metodología NACE 502, en la integridad mecánica en un sistema de tubería.
- Estudiar las metodologías descritas en las normas NACE 502.
- Identificar las posibles amenazas en el sistema de tuberías de acuerdo al servicio (gas, líquido).
- Recolectar información relacionada al mantenimiento del sistema de tuberías.
- Analizar reportes de Corridas de Diablos instrumentados.
- Recolectar reportes de Inspecciones indirectas (CIS, DCVG, PCM, análisis bacteriológico, análisis de PH, etc.).
- Revisar Historial de reparaciones de daños.
- Realizar un pre-análisis de la información recopilada, para determinar la factibilidad del método en los sistemas de tuberías seleccionados.
- Alinear y comparar datos recolectados en las inspecciones indirectas, para identificar las zonas con posibles daños.
- Evaluar las inspecciones directas en la superficie del sistema de tuberías, para identificar el tipo de daño encontrado, sus dimensiones y causas.

- Comparar los resultados de la corrida de diablos y la metodología ECDA, y validar el grado de confiabilidad e integridad mecánica del sistema de transporte.

1.5. HIPÓTESIS

La metodología descrita en NACE SP 502 (evaluación directa de corrosión externa), garantiza la integridad mecánica de sistema de tubería, con una confiabilidad del 95%.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. FUNDAMENTOS

Berdal menciona que, unos de los retos que enfrenta la industria es el control de la corrosión; la humedad y la contaminación del ambiente han sido suficientes elementos para que las estructuras metálicas se vean afectadas por el cáncer de la corrosión, y gracias a la falta de mantenimiento han colapsado estructuras, se han visto fugas en la industria del petróleo y grandes catástrofes; dichos eventos han impulsado la investigación de nuevos materiales y aleaciones para control de la corrosión (7).

En la industria petrolera, y sobre todo la transportación de hidrocarburos y sus derivados por ductos, su principal problema es la corrosión, ya sea interna o Externa. Perrie por su parte nos menciona que la corrosión es el ataque más destructivo que puede enfrentar los materiales ferrosos, debido a su reacción con el ambiente, convirtiéndose en un problema a nivel mundial (8).

La corrosión externa en tuberías, ocurren generalmente en donde existen defectos en el recubrimiento externo, esto permite el contacto del acero con la humedad del suelo. Los factores comunes que caracterizan en mecanismo de daño son (9):

- Poros, grietas y desprendimiento en el recubrimiento.
- La humedad del suelo que está en contacto con el metal.
- El sistema de protección catódica está blindado o no funciona.
- La resistividad del suelo.
- El nivel de PH del suelo.

La corrosión en la historia, ha sido una gran amenaza a la integridad de sistemas de tuberías, siendo una amenaza dependiente del tiempo, el proceso del mismo reduce localmente la sección transversal del metal, esta reducción del espesor reduce el esfuerzo remanente, consecuentemente también reduce la capacidad del ducto para contener presión interna, específicamente el área que contiene el daño (10).

Muchas instituciones y científicos han dedicado parte de sus investigaciones al análisis de la corrosión, dando pequeños pero certeros pasos en combate a la corrosión.

Siendo un problema que aqueja a todo el sector industrial, se han invertido tiempo, dinero y tecnología, para mitigar y eliminar el problema. los diferentes métodos para disminuir o desaparecer los efectos de la corrosión han sido el recubrimiento mecánico tanto interno como externo en los sistemas de tubería, la protección catódica Corriente impresa y ánodos de sacrificios, programas de mantenimiento bien diseñados, que de acuerdo a Bianchetti nos advierte que los controles de medición, programas de mantenimiento y análisis estadísticos solo funcionan si son aplicados correctamente (11).

ECDA (External Corrosión Direct Assessment) ha establecido una metodología para evaluar la integridad mecánica de un sistema de tubería, usando técnicas de inspecciones indirectas y directas para localizar la presencia de corrosión o daños al recubrimiento, además de analizar las causas que provocaron el desarrollo de la corrosión.

En los últimos años se han desarrollados estudios sobre la optimización de la metodología, como la propuesta realizada por Yajima (2014) y asociados de la universidad de Akron, aplicaron un modelo macro para la etapa de pre-evaluación mediante el uso de herramientas estadísticas, para optimizar los resultados en las etapas previas (12).

En 2016 Artech, aplico el modelo de regresión para relacionar el revestimiento defectuoso, la profundidad de la corrosión, el gradiente de corrientes en términos de % IR, para predicciones más confiables de corrosión (13).

En 2017 Onuoba, y col. aplicaron el método ECDA, en donde concluyeron que es una herramienta predictiva en comparación con otros métodos aceptable para la evaluación de la integridad (14).

Tomando en cuenta los estudios previos, la intención de esta es investigación es proporcionar al usuario un grado de confiabilidad operacional y de mantenimiento, con relación a la integridad mecánica de sus ductos, al aplicar la metodología propuesta por NACE.

2.2. TRANSPORTE DE GAS POR SISTEMAS DE TUBERIAS

El transporte es el vínculo entre las operaciones de explotación y proceso de hidrocarburos, y entre estas y los consumidores de los mismos. Incluso, es base en las actividades de explotación, porque permite llevar los productos de los pozos a las estaciones de recolección y separación.

Un ducto se define como 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) y sus derivados. Delimitado por la brida aguas arriba de la válvula de derivación de la acometida de envío y la brida aguas abajo de la válvula de derivación de la acometida de recibo (15).

Los ductos se distinguen por el tipo de servicio que prestan, sin embargo, se puede clasificar en dos tipos. En Ductos de transporte y ductos de recolección. Ducto de recolección. Es el ducto que colecta aceite y/o gas y agua de los pozos productores para su envío a una batería o estación de separación.

Ducto de transporte. Es el ducto que conduce hidrocarburos o sus derivados en una fase o multifase, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión y almacenamiento. Incluye los ductos entre refinerías y terminales de almacenamiento y distribución.

El transporte por ductos terrestres, es el método de transporte más barato, seguro y eficiente, aunque requiere de mantenimiento y supervisión de las condiciones físicas y mecánicas de la infraestructura involucrada para que cumpla al cien por ciento su finalidad. Por su complejidad e importancia, el transporte ha sido apoyado por el sector privado, esta participación incluye el mantenimiento de la infraestructura involucrada en la distribución de hidrocarburos y sus derivados. Ésta puede ser realizada por el gobierno y el sector privado, en ambos casos existen ventajas y desventajas.

Un ducto es una tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera. Los ductos también pueden distinguirse de acuerdo al producto que transportan; el oleoducto es un conducto de grandes dimensiones,

provisto de estaciones de bombas situadas de trecho en trecho, que sirve para transportar el petróleo crudo desde los campos petrolíferos hasta las refinerías o puertos, o desde una u otros hasta los centros de consumo de distribución. Un gasoducto es una tubería de gran diámetro que sirve para transportar el gas natural y a veces el gas licuado, desde el sitio donde se extrae o produce hasta los centros de distribución, de utilización o de transformación.

Los poliductos son conducto de tubería de grandes dimensiones, provisto de estaciones de bombas, que sirve para transportar refinados de petróleo desde las refinerías hasta los puertos o hasta los centros de consumo y distribución.

Los ductos de recolección son sistemas que toman el producto desde el punto de extracción (campos petroleros) hasta las estaciones para su almacenamiento y distribución (baterías de separación y compresoras).

Los ductos de transporte son tubería que conducen hidrocarburos en una fase o multifase, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión y almacenamiento.

Los ductos pueden encontrarse como líneas enterradas o líneas aéreas, dependiendo de las características del terreno, y del tipo de población de la región. Normalmente, en un país de gran densidad de población no se pueden tender oleoductos sobre la superficie del terreno, ya que estos tienen otros usos, en los terrenos altamente poblados las líneas aéreas obstruyen el paso y atentan contra la seguridad de las personas. En los terrenos rocosos vale la pena considerar tender la línea superficialmente. Para el terreno donde se alojan los ductos se ocupa un concepto de suma importancia, denominado derecho de vía, este concepto describe el área requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.

El derecho de vía constituye un problema por el crecimiento de la mancha urbana y por la falta de legislación adecuada, que en algunas ocasiones no permiten realizar los trabajos necesarios de mantenimiento a los ductos. Es necesario garantizar que los

particulares no impidan el acceso a las instalaciones, para garantizar la integridad de este sistema de transporte de hidrocarburos.

Las líneas enterradas trabajan en condiciones más estables de temperatura que las líneas aéreas, pero están expuestas al ataque corrosivo del suelo, por ello la importancia de generar un programa de mantenimiento, efectivo, preciso y eficaz, para proporcionar una entrega confiable y segura a los clientes, sin efectos adversos a los empleados, al público, a los clientes y al medio ambiente. Una operación sin incidentes ha sido y continúa siendo la meya de la industria petrolera (6).

2.2.1. Administración de la integridad

La integridad en los sistemas de transportes por tubería (ductos) de hidrocarburos, es un problema cada vez más difícil para las compañías petroleras, ya que la longitud de las tuberías que transportan hidrocarburos está aumentando en todo el mundo, y la responsabilidad y conciencia sobre la protección del medio ambiente también va en aumento. La corrosión es uno de los mecanismos de daño más activos y peligrosos, mientras que la mecánica de fractura nos ayuda a verificar y predecir la estabilidad de la tubería. El conocimiento en ambas disciplinas incremento a un ritmo acelerado en la segunda mitad del siglo pasado, pero el progreso de alguna manera se retrasó más recientemente, dando la impresión de que todo se sabe y la necesidad de más investigación es menor.

La administración de integridad se puede definir como un Proceso que incluye la inspección de los sistemas de transporte de hidrocarburos, evaluación de las indicaciones obtenidas de las inspecciones, caracterización de las indicaciones, evaluación de los resultados de la caracterización, clasificación por defecto y severidad y la determinación de la integridad del ducto mediante técnicas de análisis (15). Esas diferentes disciplinas que interactúan entre sí, de manera sistemática e integrado proporcionan los medios para mejorar la seguridad de los sistemas de tubería (6).

Desde los inicios de la industria de oleoductos y gasoductos, se implementaron actividades relacionadas con la integridad como aplicación de recubrimientos, protección catódica, inhibición de corrosión e inspección de soldadura en respuesta a

fallas e incidentes de tuberías. A medida que las tuberías han envejecido y el tamaño y la complejidad de las redes de tuberías han crecido, el impacto de los fallos de la tubería ha aumentado. Más específicamente, hay más conciencia pública y preocupación por los fallos en las tuberías. En respuesta, la industria mejoró las tecnologías de prevención, mitigación, monitoreo e inspección para los riesgos de tuberías.

Una administración eficaz de la integridad de los sistemas de tuberías es esencial para el funcionamiento seguro y confiable de la tubería. Los sistemas de administración de la integridad de los oleoductos y Gasoducto proporcionan el marco global e integrado para una gestión eficaz de los activos de la tubería. Aunque las tuberías son estadísticamente muy seguras y confiables, las fallas en las tuberías han resultado en muertes, daños ambientales y una erosión de la confianza del público en la industria de petrolera y servicios relacionados.

Por ello la importancia de implementar métodos confiables de mantenimiento, para prevenir la corrosión, o cualquier otra amenaza que ponga en riesgo la integridad del sistema de tubería (ductos). para lograr el objetivo del SAID (Sistema de administración de la integridad en ductos), es importantes desarrollar un plan sistemático basados en los principios de la integridad. En la figura 2.1. se puede observar los elementos que integran el SAID (6).

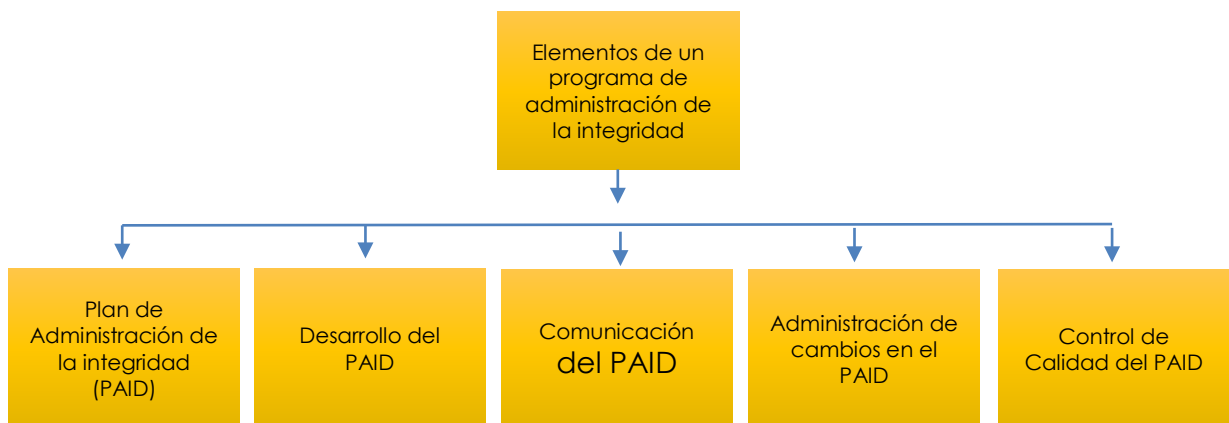


Figura. 2.1 Elementos de un programa de integridad.

Un programa de administración de la integridad basado en el desempeño debe incluir lo siguiente en el plan de administración de la integridad:

- Una descripción del método de análisis de riesgos empleado.

- Respaldo documental de todos los datos aplicables para cada segmento y donde se obtuvo.
- Un análisis documentado para determinar los intervalos de evaluación de la integridad y los métodos de mitigación (reparación y prevención).
- Una matriz de rendimiento documentada que, con el tiempo, confirmará las opciones basadas en el rendimiento elegidas por el operador.

En la figura 2.2., el diagrama de flujo muestra el proceso sistemático de Plan de Administración de la integridad (6).

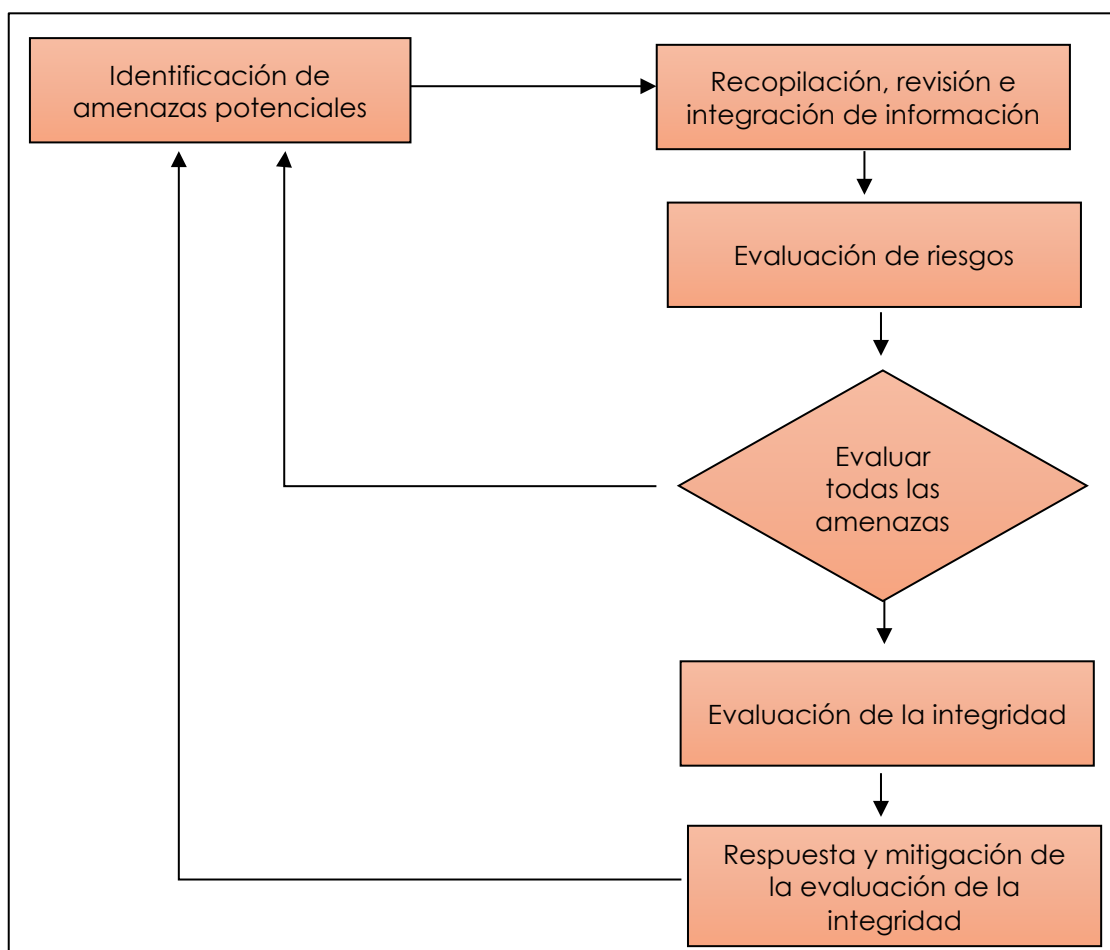


Figura. 2.2 Proceso de análisis de integridad

Previo a un análisis de evaluación de riesgos, se seleccionan y realizan las evaluaciones de integridad apropiadas. Los métodos de evaluación de la integridad son la inspección en línea, las pruebas de presión, la evaluación directa de corrosión u otros métodos de

evaluación de la integridad. La selección del método de evaluación de la integridad se basa en las amenazas que se han identificado. Se puede requerir más de un método de evaluación de la integridad para abordar todas las amenazas a un segmento de sistema de transporte (6).

2.2.2. Identificación de amenazas potenciales

El primer paso en la administración de la integridad es identificar amenazas potenciales que pudieran afectar de alguna manera a la integridad del ducto. Todas las amenazas a la integridad de una tubería deberán ser consideradas, analizadas y evaluadas. Datos de incidentes en gasoductos han sido analizados por el Pipeline Research Committee International (PRCI) y clasificados en 22 causas fundamentales. Cada una de estas 22 causas representa una amenaza a la integridad del ducto, que debe ser controlada o eliminada. Una de las causas que fue reportada por los operadores es “desconocida”; es decir, no se identificó ninguna causa o causas fundamentales. Las 21 amenazas restantes se han agrupado en nueve categorías de acuerdo con las causas relacionadas con la falla según su naturaleza y crecimiento y posteriormente delineadas por tres tipos de defectos relacionados con el tiempo (envejecimiento).

Las nueve categorías son útiles para identificar amenazas potenciales. Valoraciones de riesgo, valoraciones de integridad y actividades de mitigación deberán ser tratadas de forma tal que se puedan agrupar correctamente según los factores tiempo y modo de fallo (6).

Tabla 2.1 Clasificación de amenazas

Tipo	Categoría
Dependiente del tiempo	Corrosión externa Corrosión interna Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos
Dependiente del tiempo	Corrosión externa Corrosión interna Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos
Estable	Defectos relacionados con la fabricación <ul style="list-style-type: none"> ○ Costura longitudinal defectuosa ○ Tubería defectuosa Relacionado con soldadura/fabricación <ul style="list-style-type: none"> ○ Soldadura circunferencial defectuosa incluidas derivaciones y juntas T ○ Soldadura de fabricación defectuosa ○ Arrugas o dobleces ○ Roscas averiadas /tubería rota/falla en acoplamiento Equipo <ul style="list-style-type: none"> ○ Falla de empaquetadura o sellos tipo anillos "O" (O-ring) ○ Malfuncionamiento del equipo de control o de alivio ○ Fallas en la empaquetadura o sellos de la bomba ○ Misceláneo
Independientes del tiempo	Daño mecánico y por terceros <ul style="list-style-type: none"> ○ Daños infligidos por primeras, segundas, o terceras partes (falla instantánea/inmediata) ○ Tubería previamente dañada (tales como abolladuras y socavados) (modo falla retrasada) ○ Vandalismo Procedimiento operacional incorrecto Fuerza externa o relacionada con el clima <ul style="list-style-type: none"> ○ Clima frío ○ Rayos ○ Lluvias intensas o inundaciones ○ Movimientos de tierra

La naturaleza interactiva de las amenazas (es decir, más de una amenaza afectando una sección de la tubería simultáneamente) también se considerada. Un ejemplo de tal interacción es la corrosión en una parte que también tenga daños por terceros.

Es importante considerar cada amenaza individualmente o en las nueve categorías siguiendo el proceso en el diagrama.

2.2.3. Recopilación, revisión e integración de información

La recopilación, revisión e integración de la información. El primer paso en la evaluación de las amenazas potenciales para un sistema o un segmento de la tubería, es definir y recopilar los datos y la información necesaria que caracterizan los segmentos y las amenazas potenciales en cada tramo. En este paso, el operador realiza la recolección inicial, la revisa e integra los datos relevantes y la información que sean necesarios para entender la condición de la tubería, identificar las amenazas específicas relacionadas con la localización que afecten su integridad y entender las consecuencias públicas, ambientales y operacionales de un incidente (16). Los tipos de datos que soportan una valoración de riesgo variarán dependiendo de la amenaza evaluada. Es necesario contar con información sobre operación, mantenimiento, patrullaje (celaje), diseño, historial de operación, fallas específicas (reparaciones) y preocupaciones, que sea única a cada sistema y segmento. Los datos y la información relevantes también incluyen esas condiciones o acciones que afectan el aumento del defecto, reduzcan las propiedades de la tubería, o se relacionan con la introducción de nuevos defectos (15).

2.2.4. Evaluación de riesgos

En este paso, los datos generados en el paso anterior se utilizan para realizar valoraciones de riesgo del sistema o de los segmentos de la tubería. Con la evaluación integrada de la información y de los datos generados en el paso anterior, el proceso de valoraciones de riesgo identifica 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 la localización de los riesgos más significativos de la tubería (6).

Las valoraciones de riesgo se requieren para dar prioridad y orden los segmentos para valoraciones de integridad. La modalidad basada en el desempeño obtiene como fundamento las valoraciones de riesgo detalladas. Hay una variedad de métodos de valoraciones de riesgo que se puedan aplicar basados en los datos disponibles y en la naturaleza de las amenazas. Se debe adaptar el método para resolver las necesidades de cada sistema de tubería. Una revisión inicial de la valoración del riesgo inicial puede

ser beneficiosa para enfocar los recursos en las partes más importantes que deben tratarse y dónde los datos adicionales pueden ser de valor (17).

2.2.5. Valoración de integridad

De acuerdo con las valoraciones de riesgo hechas en el paso anterior, se seleccionan y se realizan las valoraciones de integridad que sean apropiadas. Los métodos de valoración de integridad son: inspección en línea, pruebas de presión, valoración directa, u otros métodos, debidamente justificado y probado. La selección del método de valoración de integridad se basa en las amenazas que han sido identificadas. Es posible que más de un método de valoración de integridad sea necesario para tratar todas las amenazas a un segmento de tubería (16).

Un programa basado en el desempeño puede permitir, con la evaluación y el análisis apropiados, determinar líneas alternativas de cursos de acción y lapsos de tiempos para realizar valoración de integridad. Es responsabilidad de los operadores documentar los análisis que justifiquen las líneas alternativas de cursos de acción y periodos (18).

Los datos y la información de las valoraciones de integridad para una amenaza específica pueden ser valiosos al considerar la presencia de otras amenazas y realizar valoraciones de riesgo para esas amenazas. Por ejemplo, una abolladura puede ser identificada al utilizar una herramienta mediante la pérdida de flujo magnético (MFL: Magnetic Flux Leakage) mientras se utiliza para verificar si hay corrosión. Este elemento de datos se debe integrar con otros elementos de datos para otras amenazas, tales como el daño de terceras personas o de la construcción.

Las indicaciones (posibles anomalías) que se descubren durante inspecciones deben ser examinadas (dimensionadas) y evaluadas para determinar si son defectos reales o no. Las indicaciones se pueden evaluar usando una herramienta apropiada para la revisión y la evaluación (6).

2.2.6. Respuesta y mitigación de la evaluación de la integridad

Respuestas a la valoración de integridad, mitigación (reparación y prevención) y determinación de intervalos de inspección. En este paso, se desarrollan las programaciones para responder a las indicaciones producto de las inspecciones. Actividades de reparación para las anomalías descubiertas durante la inspección se identifican, valoran, y reparan. Las reparaciones se realizan de acuerdo con estándares y prácticas aceptados por la industria (19).

Las prácticas preventivas también son implementadas en este paso. Para la prevención de daños de terceros y en tuberías sometidas a esfuerzos, la mitigación puede ser una alternativa apropiada a la inspección. Por ejemplo, si se identifican daños debido a excavación como riesgo significativo a un sistema particular o algún segmento, se puede optar por realizar actividades de prevención del daño tales como un incremento en las comunicaciones al público, sistemas de notificación de excavaciones que sean más efectivos o una advertencia al excavador en conjunto con la inspección.

Las alternativas de mitigación y los periodos de tiempos implementados para los programas de administración de integridad basados en el desempeño pueden variar, de acuerdo a los requisitos del modelo prescriptivos. En tales casos, los análisis de desempeño que llevan a estas conclusiones deberán ser documentados como parte del programa de gestión de integridad. Actualización, integración y revisión de datos. Después de que se hayan realizado las valoraciones iniciales de integridad, el operador ha mejorado y puesto al día la información sobre la condición del sistema o del segmento de tubería. Esta información debe ser conservada y agregada a la base de datos de la información utilizada para apoyar futuras valoraciones de riesgo e integridad. Además, a medida que el sistema continúa operando, información adicional sobre el funcionamiento, mantenimiento y otras es recolectada, lo que permite ampliar la base de datos histórica y mejorar la experiencia operacional (6).

Los pasos descritos finalizan con un plan de administración de la integridad, describiendo las actividades y costos asignados a cada una. Siguiendo cada uno de los pasos descritos de manera cíclica, actualizando la información relacionada al

sistema de transporte, realizando periódicamente la valoración de los riesgos, ejecutando los mantenimientos necesarios, para asegurar la operación confiable del sistema de tubería (16).

2.3. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE LA INTEGRIDAD

2.3.1. Inspección en línea (inspección con diablos instrumentados)

Siendo unos de los métodos de valoración de integridad, sugeridas por las normas ASME y API, la inspección con equipo inteligente conocidos como diablos instrumentados, es uno de los métodos más confiables, ya que pueden detectar anomalías internas, externas y examinar la geometría del ducto. El proceso de la inspección se inicia con corridas de diablos de limpiezas, con la finalidad de remover los sedimentos en el interior del ducto, para no obstruir o enmascarar cualquier anomalía importante, además para no dañar los sensores del diablo instrumentado; por lo general se corren los siguientes tipos de diablos de limpieza para asegurar la correcta inspección del ducto; primero se debe correr un Polly Pig, en ocasiones es necesario correr más de un Polly Pig, dependiendo de la cantidad de sedimentos recolectados durante la corrida de limpieza, la segunda corrida de limpieza podría utilizar un diablo con copas, seguido con un diablo de discos, estos dispositivos ayudan a remover todo el sedimento que pudiera contener el ducto, posterior se correrá un diablo de cepillos y un diablo con disco con imanes, concluyendo con el diablo de discos sellante con placas generalmente de aluminio, este último con el propósito de detectar las posibles restricciones que pudiera tener el ducto (19).

Un diablo es el objeto, que empuja fluidos a través de la tubería. El diablo es fabricado de materiales como el silicio de alta calidad, que son muy resistentes y a la vez flexibles. Los diablos están disponibles en varias formas y se hacen de varios materiales (19). Un diablo puede soportar temperaturas de hasta 200 °C sin expansión o degradación significativa, permitiéndole limpiar aun con vapor si es requerido (19).

Un diablo puede ser un disco o un dispositivo esférico o cilíndrico hecho de un material flexible como neopreno. El movimiento del diablo a través de la tubería es logrado

aplicando presión de gas o un líquido como aceite o agua en la parte de atrás o al frente del diablo (19).

La corrida de diablos es un término que describe un método mecánico de cambiar de sitio un líquido en una tubería o para limpiar Parafina, Asfáltenos, incrustaciones cristalinas, corrosión, y otros depósitos acumulados en el interior de la tubería y para determinar la integridad interna de la tubería.

Los diablos de tubería son dispositivos que se insertan y viajan por el interior a lo largo de la longitud de una tubería de producción. Un diablo es un dispositivo mecánico para limpieza interior o inspección de una tubería (18).

Existen muchas definiciones del instrumento de limpieza de tuberías llamado diablo, cada fabricante usa un término para cada equipo, en la norma NRF-060-Pemex-2006, se encuentra descritas el funcionamiento de los diferentes tipos de diablos.

De acuerdo a la norma NRF-060-Pemex-2006, un diablo es un dispositivo mecánico con libertad de movimiento lineal que es insertado en el ducto en operación para realizar funciones de limpieza e inspección, en forma autónoma a lo largo de su trayectoria. Clasificándose de la siguiente forma:

- **Diablo de Limpieza.** Es un dispositivo mecánico que se utiliza para la remoción de sedimentos, depósitos de impurezas semisólidas adheridos a la superficie interior del ducto. Entre los diablos de limpieza podemos encontrar el Polly Pig (Figura 2.3), con discos sellantes (Figura 2.4), con imanes, con cepillos (20).



Figura. 2.3 Polly Pig después de una corrida de limpieza (Autor).



Figura. 2.4 Equipo de limpieza con discos sellantes (H. Rosen)



Figura. 2.5 Equipo de limpieza con discos y Cepillos (H. Rosen)

- **Diablo Geómetra.** Dispositivo mecánico electrónico que se utiliza para la medición de las variaciones geométricas de la sección transversal a todo lo largo de la trayectoria del ducto, Figura 2.6 (20).

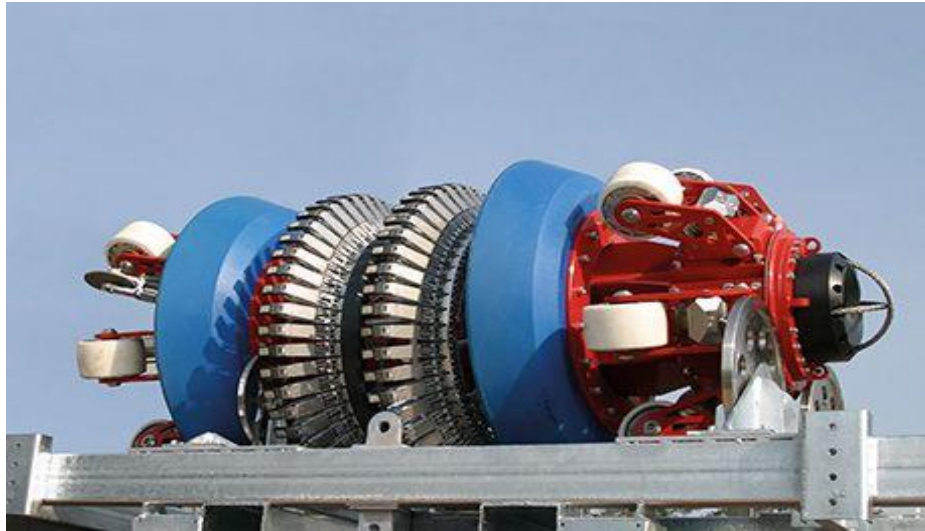


Figura. 2.6 Equipo Geómetra

- **Diablo Simulador (Dummy).** Equipo de peso y dimensiones similares a la del diablo instrumentado, su propósito es de verificar que las condiciones físicas y geométricas del ducto a inspeccionar tenga las características de libertad tales que permita el paso del equipo instrumentado en toda la trayectoria del ducto (21).
- **Diablo instrumentado.** Dispositivo mecánico electrónico que permite la colecta de datos en todo el perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto, inspecciona con procedimientos no destructivos la pared de la tubería para determinar el estado físico del mismo (21).
- **Fuga de Flujo Magnético** (Figura 2.7). Dispersión de flujo magnético, Es el principio mediante el cual se determinan las discontinuidades superficiales de un tubo y que permite establecer la presencia de anomalías por pérdidas metálicas internas o externas. Es el campo magnético que se separa o se regresa a determinada área como resultado de una discontinuidad o un cambio de sección (21).

- **Ultrasonido** (Figura 2.8). Es el principio de radiación mecánica en forma de pulsos u ondas de baja intensidad y alta frecuencia. Estos pulsos se generan mediante accesorios electromecánicos (tales como cristales piezométricos) (20).



Figura. 2.7 Equipo instrumentado de Pérdida de Flujo Magnético (H. Rosen)



Figura. 2.8 Equipo instrumentado ultrasónico (T. D. Willians)

- **Diablo geoposicionador.** Dispositivo mecánico electrónico que nos permite conocer la ubicación de la trayectoria del ducto en planta y perfil, mediante coordenadas geográficas, a través de un equipo de navegación inercial. En los equipos modernos este dispositivo viene integrado al Geómetra y al Equipo instrumentado.

- **Geoposicionador.** Dispositivo electrónico vinculado a satélites, capaz de establecer y ubicar coordenadas geográficas (19).
- **Diablos calibradores.** Se usan los diablos calibradores después de construir la tubería para determinar si hay obstrucción en la tubería. Asegura que el ovalidad de la línea está dentro de la tolerancia aceptada. La lámina de aforo puede montarse en el frente o a atrás del diablo y es hecho de un acero ligero o de aluminio. La lámina puede ser sólida. Su diámetro externo es de un 90- 95% del diámetro interno de la tubería (22).

Una de las limitantes importantes para usar este método de inspección, es necesario contar con dispositivos para que sean lanzados, conocidos como trampas de diablos. Definido en la norma NRF-030-Pemex-2009, una trampa de diablo es un dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto. Sin embargo, no todos los sistemas de tuberías cuentan con estos dispositivos como se observa en la figura 2.9. Por lo que las normas permiten otras metodologías para valorar la integridad de un ducto.



Figura. 2.9 Trampa de envío y recibo de diablo (Pemex)

2.3.2. Prueba de presión

La prueba de presión (Figura 2.10), ha sido históricamente aceptada en la industria como un método para validar la integridad de tuberías. Este método de valoración de integridad puede ser tanto una prueba de fuerza y una prueba de escape. La selección de este método debe ser apropiado para las amenazas que están siendo evaluadas. El operador debe considerar los resultados de la valoración del riesgo y de los tipos de anomalías previstos para determinar cuándo hay que realizar las inspecciones que utilizan la prueba de presión (22).

La prueba de presión es apropiada cuando se trata con amenazas dependientes del tiempo. Las amenazas dependientes del tiempo son corrosión externa, corrosión interna, grietas de corrosión por tensión y otros mecanismos ambientales que inciden en la corrosión. Adecuada cuando se trata la costura de la tubería como amenaza de defecto de fabricación (6).

La prueba de presión deberá cumplir con los requisitos de ASME B31.8. Esto definirá si se utiliza aire o agua.

Cuando se incrementa la Máxima Presión Admisible de Operación o MAOP (Maximum Allowable Operating Pressure) de una tubería de acero, o se incrementa la presión de operación por sobre la presión histórica de funcionamiento (como ejemplo: la presión más alta registrada en los 5 años antes de la fecha de vigencia de este Estándar), la prueba de presión se realiza para tratar el tema de la costura.

La prueba de presión deberá cumplir con ASME B31.8, por lo menos a 1.25 veces el MAOP. ASME B31.8 define cómo realizar las pruebas de tuberías tanto para post construcción como en servicio (23).

La prueba de presión es típicamente un método no apropiado de inspección a utilizar para todas las otras amenazas.

Cualquier sección de tubería que presente una falla en una prueba de presión debe ser examinada en orden de evaluar que la falla se debió a la amenaza para la que la prueba fue pensada tratar. Si la falla es debida a otra amenaza, la información de la falla de la prueba debe ser integrada con otra información concerniente a la otra amenaza y el segmento revaluado para nuevo riesgo (23).



Figura. 2.10 Prueba de presión hidrostática (Pemex)

2.3.3. Valoración directa

La valoración directa es un método de valoración de integridad que utiliza un proceso estructurado por el cual el operador puede integrar el conocimiento de las características físicas y de la historia de operaciones de un sistema de tubería, o de un segmento con los resultados de la inspección, de las pruebas y de la evaluación para determinar la integridad (6).

Valoración directa de la corrosión externa (ECDA, External Corrosión Direct Assessment). La valoración directa de la corrosión externa se puede utilizar para determinar la integridad por la amenaza externa de corrosión en segmentos de tubería. El proceso integra datos de las instalaciones, las inspecciones y las verificaciones actuales e históricas de terreno, con las características físicas de una tubería (15).

Las inspecciones no invasivas (típicamente sobre tierra o indirecto) se utilizan para estimar el éxito de la protección contra la corrosión. El proceso de ECDA requiere de pruebas y evaluaciones directas. Las pruebas y las evaluaciones directas confirman la

capacidad de las inspecciones indirectas de ubicar localizaciones activas y pasadas de corrosión en la tubería como se observa en la figura 2.11. La evaluación a posteriori se requiere para determinar un índice de corrosión que permita fijar los períodos de re-inspección, reevaluar las medidas de resultados y su aplicabilidad actual y asegurar las presunciones realizadas en los pasos anteriores sigue siendo correcto (24). Por lo tanto, el proceso de ECDA tiene los cuatro componentes siguientes:

- Pre-evaluación.
- Inspecciones.
- Pruebas y evaluaciones.
- Evaluación a posterior.



Figura. 2.11 Tomando de Potenciales para evaluación de corrosión externa (Pemex)

2.3.3.1. Valoración directa de la corrosión interna (ICDA, Internal Corrosion Direct Assessment)

La valoración directa de la corrosión interna se puede utilizar para determinar la integridad por la amenaza de corrosión interna en segmentos de tubería que normalmente transportan gas seco, pero pudiera sufrir trastornos de corto plazo debido a gas húmedo o agua libre (u otros electrólitos). Las revisiones de puntos bajos o en las pendientes a lo largo de una tubería, que fuerzan a un electrólito tal como agua a acumularse, proporcionan información sobre el resto de la tubería. Si estos puntos bajos no se han corroído, entonces otras localizaciones corrientes abajo son menos

susceptibles de acumular electrólitos y por lo tanto se pueden considerar libres de corrosión. Estas localizaciones corrientes abajo no requerirían de revisión (6).

Las revisiones se realizan en las localizaciones donde se ha previsto la acumulación de electrolito.

Para la mayoría de las tuberías se espera que inspecciones del tipo NDE (Non Destructive Examination) radiográfica o ultrasónica sean necesarias para medir el espesor de pared remanente en esas localizaciones. Una vez que se haya expuesto un sitio, los métodos de monitoreo de la corrosión interna [p. ej., cupón, punta de prueba, sensor ultrasónico (UT)] pueden permitir que un operador extienda el período de re-inspección y aprovecharse de la supervisión en tiempo real en las localizaciones más susceptibles a la corrosión interna. Puede también haber algunas aplicaciones donde la aproximación más efectiva es realizar una inspección en línea para una porción de tubería y utilizar los resultados para evaluar la corrosión interna corrientes abajo donde la inspección en línea no puede ser realizada. Si se determina que las localizaciones más susceptibles a la corrosión no contienen defectos, la integridad de una porción mayor del tendido de la tubería se ha asegurado. Para realizar esta valoración se utiliza el método descrito en la norma NACE 0206-2006 "Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA) (16).

2.4. CORROSIÓN

2.4.1. Fundamentos de la corrosión

Una definición general de la corrosión es la degradación de un material a través de la interacción ambiental. Esta definición abarca todos los materiales, tanto naturales como artificiales e incluye plásticos, cerámicos y metales. Sin embargo, el estudio se centra en la corrosión de metales, con énfasis en la corrosión de aceros al carbono de baja aleación utilizados en tuberías subterráneas. Esta definición de corrosión plantea la cuestión; ¿Por qué se corroen los metales? La respuesta se encuentra en el campo de la termodinámica, que dice si un proceso como la corrosión se producirá. Una segunda pregunta lógica es ¿cuál es la tasa de corrosión o cuánto durará la tubería? La cinética de la corrosión puede ayudar a proporcionar una respuesta a esta pregunta (24).

Una cantidad significativa de energía se pone en un metal cuando se extrae de sus minerales, colocándolo en un estado de alta energía. Estos minerales son típicamente óxidos del metal tales como hematita (Fe_2O_3) para el acero o la bauxita ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$) para el aluminio. Un principio de la termodinámica es que un material siempre busca el estado más bajo de energía. En otras palabras, la mayoría de los metales son termodinámicamente inestables y tenderán a buscar un estado energético más bajo, que es un óxido u otro compuesto. El proceso por el cual los metales se convierten a los óxidos de menor energía se denomina corrosión (18).

La corrosión de los materiales de ingeniería más comunes a temperaturas cercanas al ambiente ocurre en ambientes acuosos (que contienen agua) y es de naturaleza electroquímica. El medio acuoso se denomina también electrolito y, en el caso de corrosión subterránea, es suelo húmedo. El proceso de corrosión implica la eliminación de electrones (oxidación) del metal y el consumo de esos electrones por alguna otra reacción de reducción, como la reducción de oxígeno o agua [Ecuaciones (E-2) y (E-3)]



La reacción de oxidación se denomina comúnmente reacción anódica y la reacción de reducción se denomina reacción catódica. Ambas reacciones electroquímicas son necesarias para que se produzca la corrosión. La reacción de oxidación causa la pérdida de metal real pero la reacción de reducción debe estar presente para consumir los electrones liberados por la reacción de oxidación, manteniendo la neutralidad de la carga. De lo contrario, se produciría rápidamente una carga negativa grande entre el metal y el electrolito y el proceso de corrosión cesaría (25).

Las reacciones de oxidación y reducción a veces se denominan reacciones semi-celulares y pueden ocurrir localmente (en el mismo sitio en el metal) o pueden separarse físicamente. Cuando las reacciones electroquímicas están físicamente separadas, el proceso se denomina célula de corrosión diferencial. En la figura 2.12., se muestra un esquema de una célula de corrosión diferencial. El sitio donde se está oxidando el metal se denomina ánodo o sitio anódico. En este sitio, la corriente eléctrica directa (definida

como un flujo positivo de carga) fluye desde la superficie metálica hacia el electrolito a medida que los iones metálicos abandonan la superficie. Esta corriente fluye en el electrolito hacia el sitio donde se está reduciendo el oxígeno, el agua o alguna otra especie. Este sitio se conoce como cátodo o sitio catódico. Hay cuatro componentes necesarios de una celda de corrosión diferencial (26).

1. Deber haber un ánodo.
2. Debe haber un cátodo.
3. Debe haber una trayectoria metálica conectando eléctricamente el ánodo y el cátodo (normalmente, esta será la propia tubería).
4. El ánodo y el cátodo deben sumergirse en un electrolito eléctricamente conductor (normalmente, suelo húmedo).

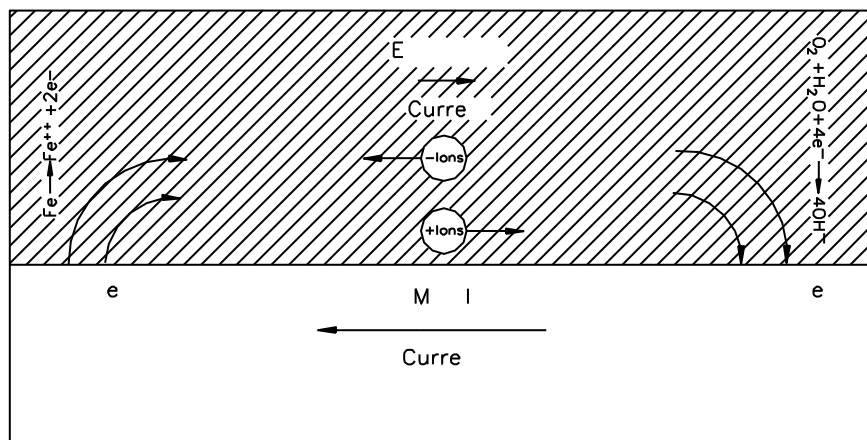


Figura. 2.12 Celdas diferenciales de corrosión

La corrosión subterránea de tuberías y otras estructuras es a menudo el resultado de celdas de corrosión diferencial de las cuales existen una variedad de tipos diferentes. Estas incluyen células de aireación diferencial, donde diferentes partes de un tubo están expuestas a diferentes concentraciones de oxígeno en el suelo, y celdas creadas por diferencias en la naturaleza de la superficie del tubo o la química del suelo. La corrosión galvánica es una forma de corrosión diferencial de las celdas en la que dos metales diferentes están acoplados eléctricamente y expuestos en un ambiente corrosivo (26).

2.4.2. Detección de la corrosión

La naturaleza electroquímica del proceso de corrosión proporciona oportunidades para detectar y mitigar la corrosión de las estructuras subterráneas. Podemos monitorear los voltajes y las corrientes asociadas con el proceso de corrosión.

Cuando se coloca una pieza de metal en un electrolito, tal como tierra, se desarrollará una tensión a través de la interfase metal-electrolito debido a la naturaleza electroquímica del proceso de corrosión. No podemos medir este voltaje directamente, pero, usando un voltímetro, podemos medir un voltaje entre dos metales diferentes que se colocan en el suelo. También podemos medir la diferencia de voltaje entre un metal y un electrodo de referencia, comúnmente llamado electrodo de media celda. Esta tensión se denomina potencial de corrosión, potencial de circuito abierto o potencial nativo para ese metal en el entorno en el que se está obteniendo la medición. Para los ambientes del suelo, el electrodo de referencia más común usado es el electrodo de referencia de sulfato de cobre-cobre (CSE) (27).

Pueden utilizarse mediciones potenciales para estimar la resistencia relativa de diferentes metales a la corrosión en un entorno dado. Los metales nobles, como el oro y el platino, tienen más potenciales positivos y son más resistentes a la corrosión que los metales de ingeniería más comunes como el acero y el aluminio. Una serie galvánica es una lista de metales y aleaciones dispuestos de acuerdo a sus potenciales relativos de corrosión en un entorno dado. Los potenciales medidos para los diferentes metales en una serie galvánica varían algo, dependiendo de la naturaleza del ambiente, pero la posición relativa de los metales es similar para ambientes naturales como el suelo y el agua de mar (28).

Otro uso para mediciones de potencial de corrosión es establecer si es probable que ocurra corrosión galvánica. Cuando dos metales están acoplados eléctricamente en un entorno, el miembro más negativo (activo) de la pareja se convertirá en el ánodo en la célula de corrosión diferencial y el miembro (noble) más positivo de la pareja se convertirá en el cátodo en la célula. En general, la gravedad de la pareja galvánica aumenta a medida que aumenta la diferencia de potencial entre los dos miembros de la pareja, aunque esto no siempre es así. La serie galvánica mostrada en la Tabla 2.1

indica que, cuando el cobre está acoplado eléctricamente al acero dulce en el suelo, el cobre se convertirá en el cátodo y el acero se convertirá en el ánodo, acelerando la corrosión del acero. El potencial del acero también depende de las propiedades del suelo, incluyendo el pH, la concentración de iones, el oxígeno y el contenido de humedad. Las diferencias potenciales que se desarrollan en tuberías subterráneas y otras estructuras como resultado de estos factores pueden resultar en corrosión severa. Las mediciones potenciales se usan comúnmente en tuberías subterráneas para detectar la presencia de estos tipos de células de corrosión diferencial. Se realiza una conexión eléctrica a la tubería y se mide el potencial de la tubería con respecto a un electrodo de referencia colocado sobre la tubería. Este proceso se muestra esquemáticamente en la Figura 2.13. Normalmente, el electrodo de referencia está conectado al conductor negativo de un voltímetro digital para obtener una lectura negativa. Con este tipo de medición, las regiones más negativas de la estructura son los ánodos y están sufriendo una corrosión acelerada debido a las células de corrosión diferencial (29).

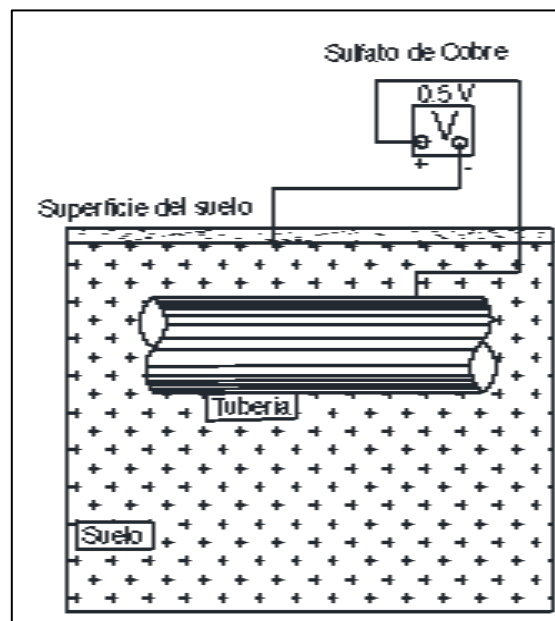


Figura. 2.13 Medición de potencial tubo-suelo

2.5. MITIGAR LA CORROSIÓN

Los principales métodos para mitigar la corrosión en tuberías subterráneas son los recubrimientos y la protección catódica (CP).

Los recubrimientos están destinados normalmente a formar una película continua de un material eléctricamente aislante sobre la superficie metálica a proteger. La función de tal recubrimiento es aislar el metal del contacto directo con el electrolito circundante (evitando que el electrolito entre en contacto con el metal) e interponer una resistencia eléctrica tan alta que las reacciones electroquímicas no puedan ocurrir fácilmente. En realidad, todos los recubrimientos, independientemente de la calidad general, contienen orificios, denominados días festivos, que se forman durante la aplicación, o durante el transporte o la instalación de tubería recubierta con molino.

Las vacaciones en recubrimientos también se desarrollan en servicio como resultado de la degradación del recubrimiento, las tensiones del suelo, o el movimiento de la tubería en el suelo.

La degradación del recubrimiento en servicio también puede conducir a desprenderse de la superficie de la tubería, exponiendo aún más el metal al medio ambiente subterráneo. Una alta velocidad de corrosión en un día de fiesta o dentro de una región desunida puede resultar en una fuga o ruptura, incluso cuando el recubrimiento protege eficazmente un alto porcentaje de la superficie de la tubería. Por lo tanto, los recubrimientos se utilizan raramente en tuberías subterráneas en ausencia de CP. La función principal de un recubrimiento sobre un tubo catódicamente protegido es reducir el área superficial del metal expuesto en la tubería, reduciendo de este modo la corriente necesaria para proteger catódicamente el metal (27).

Una definición de CP es una técnica para reducir la velocidad de corrosión de una superficie metálica haciéndola el cátodo de una celda electroquímica. Esto se consigue desplazando el potencial del metal en la dirección negativa mediante el uso de una fuente de potencia externa (denominada corriente impresa CP) o utilizando un ánodo de sacrificio. En el caso de un sistema de corriente impresa, se imprime una corriente sobre la estructura por medio de una fuente de alimentación, denominada rectificador, y un ánodo enterrado en el suelo. En el caso de un sistema de ánodo de sacrificio, la relación galvánica entre un material de ánodo de sacrificio, tal como zinc o magnesio, y el acero de tubería se utiliza para suministrar la corriente de CP requerida.

Las reacciones de la corrosión en tuberías involucran la transferencia de carga entre el metal y el electrolito, que se denomina electroquímica. La oxidación (corrosión) ocurre en el ánodo por la pérdida de átomos de metal desde la estructura al electrolito como iones (30).

2.5.1. Tipos de corrosión

2.5.1.1. Corrosión uniforme

La corrosión uniforme, o general, se define como la corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie de un material. Debido a que pueden predeterminarse las proporciones de corrosión conforme avanzan de una manera uniforme, pueden desarrollarse equipos considerando dichas proporciones y condiciones (31). Una fotografía representativa de la corrosión general se muestra en Figura 2.14.



Figura. 2.14 Fotografía de la corrosión uniforme/general

La corrosión uniforme/general puede ocurrir en lugares aislados a lo largo de una tubería debido a un ambiente aislado, pero el daño será relativamente uniforme dentro de ese lugar.

2.5.1.2. Corrosión localizada

La corrosión localizada a menudo se concentra en un área pequeña y toma la forma de cavidades llamadas picaduras. La corrosión localizada incluye lo siguiente: ataque de picaduras que produce hoyos en el metal; corrosión de fisuras que puede desarrollarse en áreas que están ocultas del ambiente global, como debajo de arandelas y bridas, así como debajo de diversos depósitos, sedimentos y productos de la corrosión (a menudo llamada "corrosión sub-depositada"). Una corrosión de fisura se presenta en la Figura 2.15.

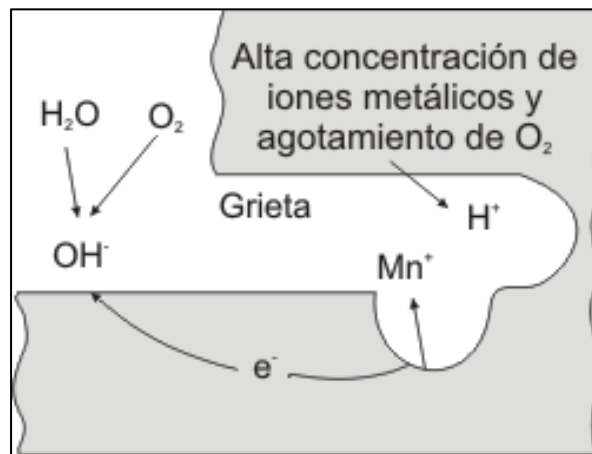


Figura. 2.15 Corrosión de fisura

La figura 2.16, muestra un ejemplo de una picadura individual. La figura 2.17, muestra varias picaduras que se han interconectado para formar picaduras grandes o "cráteres". Se han visto casos de corrosión localizada que resulta en fallas de tuberías que estaban en excelentes condiciones (31).



Figura. 2.16 Fotografía de una picadura individual



Figura. 2.17 Fotografía de varias picaduras que se han interconectado y que aún están cubiertas parcialmente por producto de la corrosión

2.5.1.3. Corrosión galvánica

La corrosión galvánica es el resultado de conectar eléctricamente dos materiales, donde uno actúa como el ánodo y el otro como el cátodo. El ánodo puede experimentar una corrosión acelerada relativa a la condición no conectada y el cátodo tiende a sufrir menos corrosión. La corrosión galvánica se encuentra en diversas circunstancias, incluyendo las diferencias en los metales mismos (ej., hierro y aluminio) así como en el mismo metal con dos porciones de edades diferentes. El último caso es

importante cuando se consideran reparaciones y reemplazos en donde se conectarán nuevos componentes a componentes viejos que pueden haber desarrollado películas de productos de corrosión más catódicas. Otra área importante a considerar en la corrosión galvánica es el uso de cupones. El cupón puede ser de acero al carbón, pero el porta-cupones puede ser de acero inoxidable. Esta situación puede remediarse usando materiales aislantes, como el nylon o Teflón, entre el cupón y porta-cupones (31).

2.5.1.4. Relación del área

Note que las áreas relativas del ánodo y cátodo en un sistema de corrosión galvánico también son importantes. Este principio del área estipula que la relación total de corrosión es igual al área catódica total expuesta al electrolito (es decir, la corrosión sólo ocurrirá tan rápidamente como la reacción catódica puede ocurrir). Una relación del área que es sumamente corrosiva tiene un área de cátodo grande y un área de ánodo pequeña en la que las relaciones de corrosión del ánodo son 100 a 1,000 veces mayores que cuando las áreas son iguales. La proporción total de oxidación debe ser equivalente a la proporción total de la reducción (26).

La relación opuesta también es cierta: un área pequeña de cátodo y un área grande de ánodo resultan en una tasa de corrosión menor que si las áreas fueran iguales.

2.5.1.5. Ataque relacionado con la velocidad/flujo

El ataque relacionado con la velocidad/flujo surge cuando las velocidades del fluido o de la partícula de superficie alta causan pérdida de metal. Los sistemas de una sola fase (ej., gas o líquido puro) son menos propensos a causar ataque relacionado con la velocidad/flujo que los sistemas en donde los líquidos o sólidos son arrastrados en una fase de gas de movimiento rápido.

Hay varias formas de ataque relacionado con la velocidad, incluyendo la erosión, la erosión-corrosión, choque y cavitación. La erosión es la pérdida abrasiva de metal carente de acción corrosiva, que es causada por la velocidad alta de los medios transportados, particularmente cuando los medios contienen sólidos o partículas

arrastrados. Un ejemplo de erosión se muestra en la imagen 2.18. La erosión-corrosión combina los efectos de la erosión y produce la eliminación de una película protectora o incrustación, y entonces expone el material subyacente a un mayor ataque de corrosión (26).

A veces el daño de la erosión a las capas protectoras (ej., incrustación de carbonato, película de inhibidor) es visible a simple vista, y en algunos casos no lo es. La erosión del metal por lo general requiere mayor energía que la erosión de películas de productos de corrosión. La erosión deja el metal liso y hace que sea más difícil identificar el tipo de corrosión.

El ataque de erosión-corrosión normalmente ocurre sólo en áreas como cambios de tramos, conexiones donde hay turbulencia por el flujo, o en codos y curvas. La erosión-corrosión se caracteriza en apariencia por estrías, canales, ondas y hoyos redondos o valles. Normalmente presenta un patrón direccional (32).



Figura. 2.18 Erosión interna de un tubo

El choque es una forma de corrosión aumentada por la velocidad que ocurre cuando una corriente choca con una superficie de metal (ej., un codo). Normalmente produce turbulencia, y las partículas y burbujas arrastradas impactan la superficie. El daño

resultante es a menudo un alargamiento y socavado en el extremo corriente abajo (32). Un ejemplo de ataque por choque se muestra en la Figura 2.19.



Figura. 2.19 Ejemplo de un ataque por choque

La cavitación es un mecanismo de corrosión (o erosión-corrosión) que puede ocurrir en tubos cuando el líquido se mueve a gran velocidad. Es la erosión de una superficie causada por la formación y rompimiento súbitos de burbujas de gas. Cuando las burbujas se rompen y las superficies del líquido circundante se encuentran, se libera una gran energía cinética. Esta energía puede romper una película superficial protectora en el metal o puede quitar físicamente pedazos de metal (32).

2.5.1.6. Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC)

La corrosión inducida microbiológicamente (MIC) es el deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos (principalmente bacterias, pero pueden incluir hongos, algas y protozoarios en ciertos ambientes). Debido a las actividades metabólicas de las comunidades microbianas, la interfase entre la superficie de metal y los organismos pueden ser física y químicamente alterados con estos organismos. Las reacciones pueden producir ácidos (bacterias productoras de ácido [BPA]), alcoholes, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno (bacterias reductoras de sulfato [BRS]), y otros subproductos metabólicos que pueden corroer diversos metales bajo las

condiciones. Los microbios pueden consumir el oxígeno, causando que los aniones (ej. sulfatos y cloruros) se concentren en picaduras o fisuras y debajo de depósitos, romper películas de superficie pasiva, y acelerar el ataque corrosivo a través de una variedad de mecanismos. Las comunidades microbianas también pueden crear biopelículas que a menudo resultan en la formación de depósitos debido a que la biopelícula captura y acumula los sólidos del sistema (26). La imagen 2.20. es un ejemplo fotográfico de una réplica que usa métodos fluorescentes que muestran la presencia de bacterias asociadas con un producto de la corrosión.

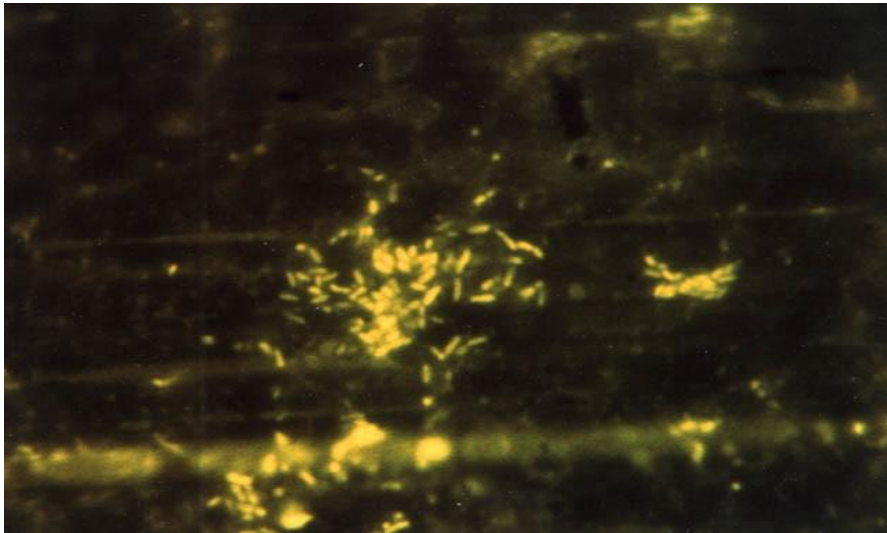


Figura. 2.20 Colonia de bacterias asociada con el producto de la corrosión, detectada por examen microscópico fluorescente de una "réplica" de superficie

Las bacterias se clasifican según sus requerimientos de oxígeno: las bacterias aeróbicas requieren aire u oxígeno para vivir y las bacterias anaeróbicas requieren un ambiente sin aire u oxígeno. Las bacterias obligadas sólo pueden existir en un ambiente (ya sea aeróbico o anaeróbico, pero no en ambos). El crecimiento de bacterias facultativas no es restringido, y las bacterias pueden vivir tanto en ambientes aeróbicos como anaeróbicos. Existen términos adicionales que se usan para describir las bacterias que no se basan en su dependencia del oxígeno. Las bacterias que se unen a una superficie se clasifican como sésiles. Las bacterias que flotan libremente, suspendidas en un fluido se clasifican como planctónicas (33).

2.5.1.7. Agrietamiento asistido por el ambiente

El agrietamiento asistido por el ambiente (AAA) incluye una variedad de mecanismos de falla por grieta que se refuerzan o alteran por el ambiente. Los mecanismos incluyen agrietamiento inducido por hidrógeno (AIH), fragilización por hidrógeno (FH) y agrietamiento de corrosión por esfuerzo (ACE). El AIH ocurre cuando el material se infiltra por hidrógeno atómico (que puede generarse como una reacción catódica a través de la protección catódica), resultando en un agrietamiento "gradual" o agrietamiento "con ampollas". Después que los átomos de hidrógeno entran en el material, tienden a emigrar y acumularse en las discontinuidades internas (ej., inclusiones, laminaciones) que forman bolsas de gas de hidrógeno. Las ampollas de hidrógeno, relacionadas con el AIH, aunque no estrictamente un mecanismo de agrietamiento, ocurren cuando el hidrógeno que entra en un metal se acumula en las discontinuidades internas cerca de la superficie del metal. Resulta en la formación de protuberancias tipo ampolla. La FH también es causada por el hidrógeno interior, pero se manifiesta por lo general como una pérdida en la ductilidad de materiales de alta dureza. El ACE involucra el efecto conjunto de un proceso de corrosión y agrietamiento en presencia de un esfuerzo de tensión. El agrietamiento por esfuerzo de sulfuro es una forma de agrietamiento asociada con la presencia de H₂S. La fuente de esfuerzo puede incluir carga externa, presurización interna o esfuerzo residual (ej., por soldar) (34). La Tabla 2.2. muestra un resumen de las diferentes formas de corrosión.

Tabla 2.2 Diferentes formas de corrosión

Tipo de Corrosión	Definición	Características
Corrosión General/Uniforme	Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie de un material	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio de áreas anódicas y catódicas • Puede ocurrir en lugares aislados en una tubería, pero el daño es uniforme dentro del lugar aislado • Rugosidad general
Corrosión Localizada	Picadura: corrosión localizada de una superficie de metal que está confinada a un área pequeña y tiene la forma de cavidades llamadas picaduras	<p>Picadura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ataque estrecho profundo • Penetración rápida • Rodeada por región no corroída • Distribución estadística
	Corrosión de Fisura: corrosión localizada de una superficie de metal en o inmediatamente adyacente a un área que está protegida de exposición total al ambiente, debido a una proximidad estrecha del metal a la superficie de otro material.	<p>Fisura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ataque localizado que ocurre en áreas donde se restringe el acceso a ambiente circundante • Metal-a-metal • Metal-a-no metal • Depósitos de desechos o productos de la corrosión
Corrosión Galvánica	Corrosión acelerada de un metal debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o con un conductor no metálico en un electrolito corrosivo.	<ul style="list-style-type: none"> • Celda electroquímica clásica • Metal a metal • Metal a no metal activo • Depósitos de ion de metal • Contacto eléctrico • Sumergido en electrolito
Ataque Relacionado con la Velocidad / Flujo	<p>Ocurre como resultado de pérdida de metal causada por velocidades altas del fluido de la superficie.</p> <p>Erosión: la pérdida progresiva de material a partir de una superficie sólida, debido a la interacción mecánica entre la superficie y un fluido, un fluido multicomponente, o partículas sólidas arrastradas con el fluido.</p> <p>Erosión-corrosión: Una acción conjunta que incluye corrosión y erosión en presencia de un fluido corrosivo en movimiento o un material que se mueve por el fluido, acelerando la pérdida de material.</p> <p>Choque: una forma de erosión-corrosión generalmente asociada con choque local de un fluido que fluye a gran velocidad contra una superficie sólida.</p>	<p>Erosión-corrosión</p> <ul style="list-style-type: none"> • Remoción de películas protectoras • Velocidad y turbulencia • Con o sin partículas • Velocidad de separación • Erosión mecánica-partículas <p>Choque</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erosión-corrosión localizada causada turbulencia o flujo de choque • Características direccionales • Similar a la erosión corrosión • Acelerado por gas o sólidos arrastrados <p>Choque de caída de líquido</p> <p>Cavitación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daño mecánico por el rompimiento de burbujas en un líquido • Remoción de películas protectoras • Daño mecánico directo al metal

Tabla 2.3 Diferentes formas de corrosión (continuación)

Tipo de Corrosión	Definición	Características
	Cavitación: la formación y ruptura rápida de cavidades y burbujas dentro de un líquido que a menudo resulta en daño a un material en la interfase sólido/líquido en condiciones de flujo turbulento severo	
Corrosión Inducida Microbiológicamente	El deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos.	<ul style="list-style-type: none"> • La interfase entre la superficie del metal y los organismos puede alterarse física y químicamente • Los microbios rompen la película pasiva y aceleran el ataque corrosivo • Las comunidades microbianas pueden crear biopelículas
Agrietamiento Asistido por el Ambiente	Fractura quebradiza de un material normalmente dúctil en donde el efecto corrosivo del ambiente es una causa. Formas de agrietamiento ambiental: agrietamiento inducido por hidrógeno (AIH), fragilización por hidrógeno (FH) y agrietamiento de corrosión por esfuerzo (ACE)	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ocurrir rápidamente • Fallas catastróficas • Requiere tanto esfuerzo de tensión como ambiente específico • Diferentes mecanismos para diferentes tipos

2.6. RECUBRIMIENTO

Los primeros intentos para controlar la corrosión de la tubería se basaron en el uso de materiales de recubrimiento y el razonamiento de que, si el metal de la tubería podría aislarse del contacto con la tierra circundante, no podría producirse corrosión. Este concepto es totalmente razonable y lógico. Además, un recubrimiento sería completamente eficaz como medio para detener la corrosión si el material de recubrimiento:

- Es un aislador eléctrico eficaz
- Puede aplicarse sin interrupciones y permanecerá así durante el proceso de relleno, y
- Constituye una película inicialmente perfecta que seguirá siendo así con el tiempo (35).

Si bien esto es posible con algunos de los avanzados sistemas multicapa, puede que no sea práctico a partir de un análisis de costo inicial. Aun cuando los recubrimientos por sí mismos pueden no ser la respuesta perfecta para el control de la corrosión, son extremadamente eficaces cuando se usan correctamente. La mayoría de los operadores planean recubrimientos y protección catódica (CP) para todos sus ductos como una pregunta constante. Un recubrimiento correctamente seleccionado y aplicado proporcionará toda la protección necesaria en la mayor parte de la superficie de la tubería a la que se aplica. En un Gasoducto bien revestido típico esto debería ser mejor que el 99% y, junto con el CP, debería dar protección total (34).

Norma NACE RP0169-2013 Sección 5: Recubrimientos, es una guía completa para recubrimientos de tuberías, y es una lectura obligatoria para una mejor comprensión de su importancia. Esta Norma enumera las siguientes características deseables de recubrimientos:

1. Aislante eléctrico eficaz. Debido a que la corrosión del suelo es un proceso electroquímico, un recubrimiento de tubería tiene que detener el flujo de corriente aislando la tubería de su ambiente instalado / electrolito. Para asegurar una alta resistencia eléctrica, el recubrimiento debe tener una alta rigidez dieléctrica.
2. Barrera eficaz de la humedad. Contrariamente a la teoría de que la absorción de agua es buena porque aumenta la eficacia del CP, la transferencia de agua a través del recubrimiento puede causar formación de ampollas y contribuirá a la corrosión al prohibir el aislamiento.
3. Aplicabilidad. La aplicación del recubrimiento al tubo debe ser posible por un método que no afecte negativamente a las propiedades del tubo y con un mínimo de defectos.
4. Capacidad para resistir el desarrollo de las vacaciones con el tiempo. Después de que el recubrimiento está enterrado, dos áreas que pueden destruir o degradar los recubrimientos son el estrés del suelo y los contaminantes del suelo. El estrés del suelo, provocado en ciertos suelos que están alternativamente húmedos y secos, crea fuerzas que pueden dividirse o causar áreas delgadas. Para minimizar este problema, se debe evaluar la resistencia a la abrasión del recubrimiento, la resistencia a la tracción, la adhesión y la cohesión. La resistencia del recubrimiento

a químicos, hidrocarburos y condiciones ácidas o alcalinas debe ser conocida para evaluar su desempeño en suelos contaminados.

5. Buena adhesión a la superficie de la tubería. El recubrimiento de la tubería requiere una adhesión suficiente para evitar la penetración o migración del agua entre el recubrimiento y la tubería, junto con la cohesión para resistir la manipulación y fuerzas del suelo. El esfuerzo del suelo es la causa principal de falla en el recubrimiento del tubo. "Los efectos del esfuerzo del suelo se pueden ver en los recubrimientos PE flexibles con adhesivos elastoméricos como arrugas características. Sin embargo, otros tipos de recubrimientos pueden fallar por formación de ampollas de Fusion Bonded Epoxy (FBE) o por esmalte de alquitrán de hulla (CTE) que son exacerbados por el movimiento del suelo. La resistencia al cizallamiento debe combinarse con una medición de la resistencia del material de soporte (o de la envoltura exterior) a la deformación y la fuerza de tracción. Las dos propiedades se combinan para determinar la capacidad de un recubrimiento de tuberías para resistir el daño al movimiento del suelo. "La resistencia al estrés del suelo se mide por la resistencia al corte, no por la resistencia al desprendimiento.
6. Capacidad para soportar un manejo normal, almacenamiento (degradación UV) e instalación. La capacidad de un recubrimiento para soportar daños es una función de sus propiedades de impacto, abrasión y flexibilidad. Los recubrimientos de tuberías están sujetos a numerosas manipulaciones entre la aplicación y el relleno. Su capacidad para resistir estas fuerzas varía considerablemente, por lo que estos factores deben ser evaluados para saber si se debe usar alguna medida de precaución especial. Los rayos ultravioletas pueden ser muy destructivos para los recubrimientos de tuberías. La vida de almacenamiento puede variar de 6 meses a 5 años por lo que la resistencia a los rayos ultravioleta es una consideración muy importante.
7. Capacidad para mantener una resistividad eléctrica sustancialmente constante con el tiempo. La resistencia eléctrica efectiva de un recubrimiento por pie cuadrado medio depende de lo siguiente.
 - Resistividad del material de recubrimiento
 - Espesor del recubrimiento
 - Resistencia a la absorción de humedad

- Resistencia a la transferencia de vapor de agua
- Frecuencia y tamaño de las vacaciones
- Resistividad del electrolito
- Fijación o adherencia de recubrimiento

Si la resistencia efectiva es inestable, el CP requerido puede duplicarse cada pocos años. Es fácil obtener medidas de resistencia mayores engañosas si el suelo no se ha asentado alrededor de la tubería y si la humedad ha penetrado en los días festivos del recubrimiento. La experiencia es necesaria para evaluar la validez de estas medidas de resistencia y para utilizarlas para diseñar el sistema CP.

8. Resistencia al desprendimiento. Debido a que la mayoría de las tuberías están protegidas catódicamente, el revestimiento debe ser compatible con CP. La cantidad de CP requerida es directamente proporcional a la calidad e integridad del recubrimiento. Los aspectos negativos de CP son que puede conducir agua a través del recubrimiento y que el enlace de interfase que rodea un residuo puede tener una tendencia a desprenderse. Ningún revestimiento es completamente resistente a daños por CP. Cuando se requieren grandes cantidades de corriente, pueden surgir problemas de interferencia y corriente dispersa. Esto hace hincapié en la importancia de una adecuada selección, aplicación e instalación del recubrimiento.
9. Facilidad de reparación. Debido a que el revestimiento de tubería perfecta no existe, podemos esperar hacer algunas reparaciones de campo, así como el recubrimiento de campo de la zona de soldadura. Compruebe la compatibilidad y siga las recomendaciones del fabricante. Una reparación de campo nunca es tan buena como la capa original. Se debe mantener una inspección firme.
10. Interacción no tóxica con el medio ambiente. Algunos materiales de recubrimiento han sido modificados, restringidos o prohibidos debido a los estándares ambientales y de salud. Los filtros de amianto y las imprimaciones con ciertos disolventes han requerido la sustitución de refuerzos de vidrio y la modificación de disolventes; los cambios en los polvos epóxicos unidos a fusión para eliminar los agentes carcinógenos también han sido necesarios por razones de salud y medioambientales. Esta ha sido una gran influencia del cambio en los recubrimientos de tuberías de hoy en día (36).

2.6.1. Tipos de recubrimientos para ductos enterrados

2.6.1.1. Esmaltes

Los esmaltes bituminosos se formulan a partir de alquitrán de hulla con un bajo contenido de carbono, plastificado por la digestión del carbón y los destilados de alquitrán de hulla aromáticos pesados seguido de la adición de un relleno mineral inerte. Los asfaltos de petróleo con ciertos asfaltos soplados por aire todavía se utilizan internacionalmente como revestimiento de tuberías, pero su uso hoy en México es inexistente (37).

Los primeros recubrimientos de esmalte de alquitrán de hulla (CTE, por sus siglas en inglés) usualmente tenían una envoltura exterior de fieltro de trapo para proporcionar un escudo de relleno. Sin embargo, el fieltro de trapo no impidió la tendencia del CTE a fluencia y flujo frío bajo tensiones del suelo en el rango de temperatura de operación más alto de la tubería. El uso de amianto sintió minimizado este problema, pero la fabricación de envolturas de asbesto ha sido descontinuada; las esterillas de fibra de vidrio unidas a resina se utilizan actualmente. Los sistemas CTE se han utilizado durante más de 80 años, y una imprimación epóxico de dos componentes recientemente introducido cuando se utiliza con esmalte de servicio caliente especial ha aumentado la temperatura de exposición de un sistema de recubrimiento CTE a 230 °F. Hoy en día, una estera de fibra de vidrio interna y externa se incorporan al sistema de recubrimiento CTE simultáneamente con la aplicación del CTE caliente. La estera de vidrio interior se tira hacia el centro del recubrimiento. La estera de vidrio exterior suele estar saturada con alquitrán de hulla para ayudar a mojar y es empujada hacia la superficie exterior del CTE. Se han desarrollado envolturas de refuerzo exterior extra pesado con filamentos de vidrio tejidos y esterillas de vidrio unidas a resina para proteger aún más contra los efectos de las tensiones del suelo (38).

No se espera que el uso de CTE aumente en el futuro debido a la mayor aceptación de los recubrimientos de epoxi unidos por fusión (FBE), poliolefina extruida y de la combinación de poliolefina FBE; disminución del número de proveedores; y regulaciones restrictivas (39).

2.6.1.2. Masilla de asfalto extrudido

Introducido hace más de 75 años, esta densa mezcla de arena selectiva seleccionada, piedra caliza triturada y fibra de vidrio unida a un asfalto soplado por aire demostró ser una mezcla prominente (de 1/2 a 5/8 pulgadas [1,2 a 1,6 cm] recubrimiento de tuberías. Sin embargo, su peso, costo y disponibilidad limitada llevaron a que se discontinuara su fabricación (40).

2.6.1.3. Sistemas de recubrimiento de cinta

Las cintas revestidas con vaselina reforzadas con tejido se utilizaron por primera vez hace más de 65 años. Las cintas de polietileno para los revestimientos de tuberías se introdujeron hace 46 años y los sistemas de cinta aplicados en fábrica se introdujeron hace 20 años. Los sistemas de cinta aplicados por el molino consisten en una imprimación, una capa interna de cinta anticorrosión-preventiva y una o dos capas exteriores para la protección mecánica. La preocupación por el blindaje de CP sobre un revestimiento desunido ha llevado al desarrollo de sistemas de cinta multicapa fusionados y también de un soporte que no protegerá CP. Las restricciones ambientales en las imprimaciones a base de disolventes se están resolviendo introduciendo cebadores ambientalmente aceptables. A pesar de estas limitaciones, la disponibilidad inmediata, la facilidad de aplicación y el costo, significan que el uso de sistemas de cinta aplicados por laminación continuará (41).

2.6.1.4. Sistemas extrudidos de poliolefina

El primer sistema de poliolefina extruida se introdujo en 1956 como un polietileno extrusionado en crucetas sobre un adhesivo de masilla de asfalto. Introducido originalmente para tuberías de diámetro pequeño (hasta 4 1/2 pulgadas [11,4 cm]), el material está ahora disponible para tubos de hasta 61 cm de diámetro; el tamaño más popular es de 16 pulgadas (40,6 cm). Las mejoras recientes en el adhesivo producen una mejor adherencia, y la selección de polietilenos tiene una mayor resistencia a la rotura por esfuerzo. Disponibles con polipropileno para usarse a temperaturas más altas (hasta 190 ° F [88 ° C]), estos sistemas se han utilizado en Europa desde mediados de los años

sesenta, junto con el método de extrusión lateral para diámetros mayores a 152,4 cm (60 pulgadas). Se aplica un adhesivo de copolímero para eliminar el flujo frío y minimizar la retracción del revestimiento. Esto es seguido por la aplicación de una imprimación epoxi. A finales de 1972, el método de extrusión lateral se introdujo en los Estados Unidos. Esta es una extrusión de doble lado, donde el adhesivo de caucho butílico se extruye sobre la tubería, seguido por la extrusión de polietileno. La extrusión lateral puede recubrir tuberías de hasta 145 pulgadas (368 cm) de diámetro, siendo la única restricción la limpieza y la capacidad de manejo de tuberías. El proceso de extrusión es un método de producción confiable con controles exigentes. El extrusor calienta, funde, mezcla y extruye los materiales sobre el tubo de acero a la temperatura y presión deseadas. Uno puede seleccionar la mejor poliolefina para cumplir con los requisitos de uso final, y el proceso siempre produce recubrimientos libres de vacaciones. Los sistemas de extrusión no son tóxicos y no degradan la calidad del aire. El uso de estos sistemas continuará creciendo debido a manejabilidad, resistencia a la humedad y reproducibilidad consistente global (29).

2.6.1.5. Fusion-Bonded Epoxy

Los revestimientos de epoxi unidos por fusión (FBE) fueron comercializados por primera vez a finales de 1961. Durante muchos años estaban disponibles sólo en tubería de 3/4 a 8 5/8 pulgadas (1.9 a 21.9 cm), pero ahora están disponibles en Norteamérica para tubos a 48 pulgadas (122 cm) de diámetro. Durante muchos años FBE se aplicó a 8-10 mil (203.2-254.0 μ m) para ser más competitivo con otros revestimientos. En la actualidad, se aplica a un mínimo de 12 mil hasta 25 mil (304.8-635 μ m). En los últimos 35 años, las resinas han evolucionado a través de los que requieren una imprimación y algunos requieren post aplicación de calor. Ninguno de los revestimientos de tubo epóxido presentes requiere una imprimación, y la mayoría de las aplicaciones de la planta no requieren calor de post aplicación. La mayoría de los polvos para revestimiento de tubos FBE han permanecido los mismos durante los últimos 18 años. Los nuevos sistemas FBE dual se introdujeron a principios de los noventa, para mejorar la resistencia a la absorción de humedad y la abrasión (42).

Los revestimientos FBE requieren un gran cuidado para aplicarlos correctamente. Además del acabado metálico casi blanco de la NACE N° 2, un lavado con fosfato y un enjuague con agua desmineralizada han demostrado ser esenciales para eliminar la posible contaminación por cloruro y mejorar las propiedades de rendimiento. Entre las ventajas de la FBE se encuentra que no cubre los defectos de acero presentes, permitiendo así la inspección de la tubería después de la aplicación de la FBE. La resistencia al estrés del suelo y la desunión catódica han convertido a FBE en el recubrimiento de tuberías más específico de los Estados Unidos. La tendencia es a aplicaciones más gruesas con 16 mil (406.4 μm) siendo la norma. FBE seguirá destacando en un futuro próximo, pero gradualmente compartirá esta posición con sistemas mejorados de revestimiento de poliolefina extruida y los sistemas de recubrimiento multicapa (poliolefina extruida con FBE) (36).

2.6.1.6. Sistemas de recubrimiento líquido

Los alquitranes de carbón epoxi y los uretanos, fueron los sistemas de revestimiento de tuberías líquidos más utilizados. Se aplican en revestimientos personalizados o sistemas de plantas modificados, usualmente en tuberías de mayor diámetro o tubos de hierro dúctil que pueden no ser compatibles con las plantas de recubrimiento de tuberías existentes. Las especificaciones específicas de los fabricantes deben seguirse estrictamente con énfasis en la limpieza de la superficie, la preparación y los tiempos de curado y, sobre todo, estos sistemas están en constante evolución. El mayor crecimiento ha sido en el uso de sistemas de uretano (43).

2.6.1.7. Sistemas de poliolefina epoxi / extrusión de capas múltiples

Primero introducido en Europa a mediados de los años sesenta como adhesivo duro en polietileno, seguido por la adición de una impregnación epoxi (FBE o líquido), los sistemas de epoxi / poliolefina multicapa son los sistemas de recubrimiento de tuberías más utilizados en Europa. Estos sistemas ya están disponibles en todo el mundo (44).

3. PROCEDIMIENTO DE INVESTIGACIÓN

Los pasos a seguir, para lograr el objetivo de la investigación, se describen a continuación.

- Recopilación de la información.
- Análisis de la información.
- Segmentación de los sistemas de tubería.
- Pre-evaluación y factibilidad.
- Evaluaciones indirectas.
- Evaluaciones directas.
- Post-evaluación.
- Mejora continua.
- Resultados.

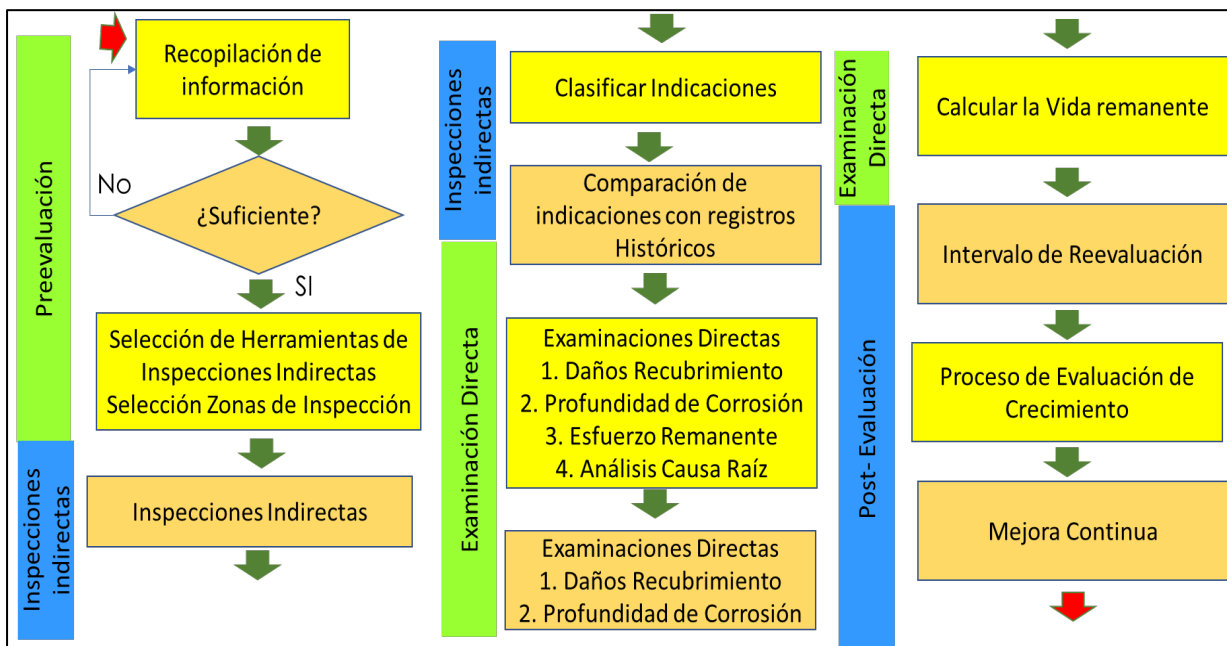


Figura. 3.1 Procedimiento de evaluación

La figura 3.1. describe el proceso utilizado para la investigación. El procedimiento se divide en 4 etapas importantes (45) como son:

Pre-evaluación

- Recolección de datos para el segmento a ser evaluado.
- Métodos y procedimientos para la recolección de esta información y saber cuándo se puede o no utilizar una herramienta de inspección indirecta.
- Métodos y procedimientos usados para seleccionar una herramienta de inspección indirecta.
- Características y fronteras de cada región ECDA.

Inspección indirecta

- Sitios geográficamente referenciados de los puntos iniciales y finales de cada región ECDA y cada punto fijo usado para la determinación de cada medición.
- Fechas y cualquier condición bajo las cuales fueron hechas las inspecciones.
- Los resultados de las inspecciones con suficiente resolución para identificar y localizar cada punto en cada indicación.
- Procedimientos para la alineación de datos de las inspecciones indirectas y errores esperados para cada herramienta de inspección indirecta.
- Procedimientos para la definición de criterios a ser usados en la priorización de la severidad de las indicaciones.

Evaluación directa

- Procedimientos y criterios para la priorización de las indicaciones de inspección indirecta.
- Datos recolectados antes y después de la excavación.
- Medición de las geometrías en la pérdida de metal por corrosión.
- Datos usados para identificar otras áreas susceptibles a la corrosión.
- Datos usados para estimar la tasa de crecimiento de la corrosión.
- Cualquier actividad de mitigación planeada.

Post-evaluación

- Cálculos de vida remanente.
- Intervalos de reevaluación y actividades programadas.
- Criterio usado para evaluar la efectividad de ECDA y los resultados de su evaluación.

3.1. PRE-EVALUACIÓN

El propósito de esta etapa es recopilar toda la información necesaria, para el estudio, compilando datos históricos y actuales, de las dos herramientas (ECDA e ILI). Los datos históricos se enfoca registros de construcción, operación y mantenimiento, reportes de inspección y de integridad anteriores.

Dentro de esta etapa, se define la factibilidad de aplicación de la metodología en el sistema, e identificar las técnicas de inspección indirectas requeridas para evaluar la integridad mecánica (45).

3.1.1. Recolección de los datos

En este punto se recolecta la información histórica y actual de datos a lo largo del sistema, además de datos físicos para el segmento a ser evaluado.

Definiendo requerimientos mínimos basados en los elementos críticos para el éxito del proceso. Todo parámetro que pudiera afectar las evaluaciones indirectas que se consideraron es esta etapa (45).

Como mínimo se deben incluir información relacionada con las siguientes categorías: tubería, construcción, suelo y condiciones ambientales, control de corrosión y operación. En la tabla 3.1. se refieren consideraciones generales a tener en cuenta para recolectar el tipo de información para aplicar ECDA.

Tabla 3.1 Recolección de la información para aplicación de ECDA (45)

ELEMENTOS	CONSIDERACIONES
Relacionados con la tubería	
Material	Juntas con materiales disímiles
Tipo de costura	Anterior a 1970: Soldadura de baja frecuencia. Posterior a 1970 EWR. Se pueden considerar segmentos separados
Área desnuda	Segmentos sin recubrimiento se consideran regiones separadas
Relacionados con la construcción	
Cambios de ruta, modificaciones	Se pueden considerar regiones por separado.
Sitios con válvulas, soportes, anclajes, juntas de expansión, componentes de fundición gris, aislamientos	Se consideran segmentos separados, si existen cambios significativos en la CP o conexión de metales disímiles
Tubería con encamisado	Deben considerarse regiones separadas
Sitios con curvas, bandas mitradas, curvas con arrugas	Pueden requerir regiones por separado
Profundidad de enterramiento	Pueden requerir regiones por separado para diferente rango de profundidad de enterramiento
Tubería sumergida o cruce de ríos	Deben considerarse regiones separadas
Tubería lastrada en ríos	Pueden requerir regiones por separado
Otras tuberías o estructuras próximas al ducto, líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, y ferrovías	La CP puede verse afectada; pueden requerir regiones por separado
Relacionadas con el suelo y las condiciones ambientales	
Características y tipos del suelo	Deben considerarse regiones separadas si hay cambios significativos
Drenajes	Pueden requerir regiones por separado si hay diferencias significativas
Topografía	Áreas rocosas hacen que la inspección indirecta sea difícil e imposible
Uso del suelo	Carreteras pavimentadas, requiere usar diferentes herramientas de inspección. Pueden requerir regiones por separado

Relacionadas con el control de la corrosión	
Tipo de sistema de CP (ánodos, rectificadores).	Pueden afectar la selección de la herramienta de inspección. Pueden requerir regiones por separado.
Puntos de monitoreo o accesos a la tubería.	Suministran información cuando se definan las regiones ECDA.
Historia de mantenimiento de la CP.	Indicador de la condición del recubrimiento.
Años sin aplicación de CP.	Hacen que la metodología ECDA sea más difícil de aplicar.
Tipo de recubrimiento.	Recubrimientos con alta constante dieléctrica pueden producir apantallamiento (shielding). EDCA no es apropiado.
Tipo de recubrimiento en las juntas.	Recubrimientos que causan apantallamiento (shielding); EDCA no es apropiado.
Condición del recubrimiento.	Recubrimientos extremadamente degradados ECDA difícil de aplicar.
Relacionados con los datos operacionales	
Temperatura de operación.	Si existen diferencias significativas pueden dividirse en regiones diferentes.
As de monitoreo (cupones, patrullaje, detección de fugas)	Pueden suministrar información cuando se definan regiones ECDA.
Reportes de excavación.	Pueden suministrar información cuando se definan regiones ECDA.
Reportes históricos de reparaciones. Instalación de camisas.	Pueden hacer que se necesite más cantidad de ánodos; influenciando la selección de la región ECDA.

3.2. INSPECCIÓN INDIRECTA

El objetivo de la Inspección Indirecta es identificar y definir la severidad de las fallas de recubrimiento, otras anomalías, y áreas en las que la actividad de corrosión puede haber ocurrido o pueden estar ocurriendo.

El Paso de Inspección Indirecta requiere el uso de al menos dos inspecciones a nivel o sobre el suelo a través de toda la longitud de cada región ECDA e incluye las siguientes actividades.

Realización de inspecciones indirectas en cada Región establecida en la Pre-evaluación, la Alineación y comparación de los datos. Más de dos inspecciones indirectas pueden ser requerido en cualquier región evaluado (45).

3.2.1. Medidas de inspección indirecta

Se debe garantizar continuidad en las medidas de inspección indirecta a lo largo de la tubería o segmento a ser evaluado, incluyendo las áreas de traslape en las regiones adyacentes. Cada inspección indirecta realizada debe ejecutarse sobre toda la región considerada y realizada de acuerdo con las mejores prácticas industriales aceptadas.

Cuando se aplica ECDA por primera vez es necesario repetir las inspecciones indirectas o realizar otras verificaciones para asegurar la consistencia en la información obtenida.

La inspección indirecta debe realizarse usando intervalos espaciados muy estrechamente para permitir una evaluación más detallada. La distancia seleccionada debe ser la adecuada de tal manera que las herramientas de inspección puedan detectar y localizar sospechas de actividad de corrosión en el segmento de tubería.

Si ocurren cambios significativos entre inspecciones indirectas, tales como abandono de tuberías o instalación de nuevas, los resultados comparativos pueden hacerse difíciles y considerarse no válidos (18).

Los lugares de medición deben ser referenciados para precisar la ubicación geográfica con un sistema de posicionamiento global y documentados a fin de que puedan ser comparados y usados para identificar la ubicación de las excavaciones.

3.2.2. Alineación y comparación de los datos

Posterior a la toma de datos de la inspección indirecta, las indicaciones deben ser identificadas y alineadas para efectos de comparación. Se deben definir criterios para identificar las indicaciones:

- Líneas recubiertas: el criterio para identificar las indicaciones, debe ser

suficiente para localizar fallas en el recubrimiento independientemente de la actividad de corrosión en la falla.

- Tubería desnuda o pobremente recubierta: el criterio para identificar las indicaciones debe ser suficiente para localizar las regiones anódicas.

Los criterios los establece el encargado de mantenimiento u operación, siguiendo el historial de fallas.

Cuando se alinean los resultados de inspección indirecta se deben considerar los errores espaciales en la comparación de las indicaciones (45).

3.2.3. Definición y aplicación de criterios para clasificar la severidad de indicaciones

Después de identificar y alinear las indicaciones se deben definir y aplicar criterios para clasificar la severidad de cada indicación. Esta clasificación obedece al proceso de estimación de la probabilidad de actividad de corrosión en cada indicación bajo condiciones normales:

- Menor: indicaciones consideradas inactivas o más baja probabilidad de corrosión.
- Moderada: indicaciones consideradas como de posible actividad de corrosión.
- Severa: indicaciones consideradas como de más alta probabilidad de actividad de corrosión.

El criterio para la clasificación de la severidad de cada indicación debe ser tomada de acuerdo a la capacidad de la herramienta de inspección indirecta usada y condiciones únicas dentro de la región ECDA (45).

Cuando ECDA sea realizado por primera vez deben establecerse los criterios de clasificación de una forma tanto estricta como práctica. Para los casos en que sea difícil o no se pueda determinar la clasificación de las indicaciones, aunque la corrosión esté activa, deben clasificarse como severos.

En la tabla 3.2. se muestran criterios de severidad para varias tecnologías de inspección indirecta (45).

Tabla 3.2 Clasificación de la severidad para varias técnicas de inspección indirecta Fuente

TÉCNICA DE INSPECCIÓN / AMBIENTE	MENOR	MODERADA	SEVERA
CIPS/ Suelo aireado húmedo	Pequeñas perturbaciones del potencial On y Off por encima del criterio de PC	Medianas perturbaciones o potencial Off debajo del criterio de PC	Grandes perturbaciones o potenciales On y Off por debajo del criterio de PC
DCVG/ Suelo aireado húmedo	Caída de voltaje baja; Condiciones catódicas en la indicación cuando PC es ON y Off	Caída de voltaje media y/o condiciones neutras en la indicación cuando PC está Off	Caída de voltaje alta y/o condiciones anódicas cuando PC está On u Off.
ACVG o Pearson / Suelo aireado húmedo	Baja caída de voltaje	Media caída de voltaje	Alta caída de voltaje
Electromagnético /Suelo aireado húmedo	Baja pérdida de señal	Media pérdida de señal	Alta pérdida de señal
PCM/ Suelo aireado húmedo	Pequeños incrementos en la atenuación por unidad de longitud	Moderados incrementos en la atenuación por unidad de longitud	Grandes incrementos en la atenuación por unidad de longitud

3.2.4. Comparación de las indicaciones

Una vez las indicaciones se hayan identificado y clasificado, se deben comparar los resultados de las inspecciones indirectas para determinar la consistencia de los datos.

Si dos tecnologías muestran diferencias en la ubicación de la actividad de corrosión y estas diferencias no pueden ser explicadas, se debe recurrir a inspecciones indirectas adicionales o a inspecciones directas preliminares. Las inspecciones directas preliminares pueden usarse para resolver las discrepancias en lugar de nuevas inspecciones indirectas. Si por cualquier circunstancia las re-inspecciones indirectas o las directas no resuelven las discrepancias; se debe considerar la reevaluación de la factibilidad de la

aplicación de la metodología ECDA. Si las discrepancias no pueden ser resueltas cuando se aplique por primera vez la metodología ECDA, se deben clasificar como severas (45).

3.2.5. Comparación de las indicaciones con la pre-evaluación y los datos históricos

Una vez las discrepancias han sido resueltas, se deben comparar esos resultados, con aquellos obtenidos en la etapa de pre-evaluación y con los datos históricos para cada región ECDA.

Si se determina que los resultados de la inspección indirecta no son consistentes con la etapa de pre-evaluación y los datos históricos, se debería reconsiderar la definición de las regiones ECDA y más aún se debería reconsiderar la factibilidad de la aplicación del proceso ECDA. En este caso una alternativa sería usar otra tecnología de evaluación de la integridad (45).

3.3. EVALUACIÓN DIRECTA

El objetivo de esta etapa es determinar cuáles de las indicaciones detectadas en la inspección indirecta son más severas y recolectar información para evaluar la actividad de corrosión. Se requiere de excavaciones para exponer la superficie de la tubería a fin de que se puedan realizar las mediciones sobre la tubería y en el medio ambiente alrededor de la misma.

Se requiere de por lo menos una excavación independientemente de los resultados de la inspección indirecta y la pre-evaluación. Durante la evaluación directa se pueden encontrar otro tipo de defectos de corrosión externa. Mientras defectos tales como daños mecánicos y corrosión bajo esfuerzos también se podrían encontrar en esta etapa se deben considerar métodos alternativos para evaluar el impacto de este tipo de defectos.

Esta etapa consta de los siguientes pasos: Priorización de las indicaciones encontradas durante las inspecciones indirectas, Excavación y recolección de datos, Daños del

recubrimiento y medidas de profundidad de corrosión, Evaluación de resistencia remanente, Análisis de causa-raíz, Evaluación del proceso (45).

3.3.1. Priorización

La priorización es el proceso de estimación de la necesidad de evaluación directa de cada indicación basada en la probabilidad de actividad de corrosión, extensión y severidad. Se deben establecer criterios para priorizar la necesidad de la evaluación directa (excavaciones) de cada indicación encontrada en la etapa de inspección indirecta.

Se puede requerir de diferentes criterios para diferentes regiones, en función de las condiciones de la tubería, antigüedad, protección contra la corrosión e historia de operación. La tabla 3.3 muestra ejemplos de criterios para priorización de las indicaciones (45).

Tabla 3.3 Ejemplo de Priorización de indicaciones de inspección indirecta

ACCIÓN INMEDIATA REQUERIDA	ACCIÓN CON PROGRAMA DE ATENCIÓN DEFINIDO	ATENCIÓN MEDIANTE MONITOREO
Indicaciones severas agrupadas	Todas las indicaciones severas remanentes	Todas las indicaciones remanentes.
Indicaciones individuales severas o grupos de indicaciones moderadas en regiones con antecedentes moderados de corrosión	Todas las indicaciones moderadas remanentes en regiones con antecedentes moderados de corrosión	
Indicaciones moderadas en regiones con antecedentes severos de corrosión	Grupos de indicaciones menores en regiones con antecedentes severos de corrosión	

Los requerimientos mínimos de priorización los podemos ver claramente a continuación con la siguiente clasificación:

- Acción inmediata: esta categoría incluye aquellas indicaciones que se consideran con probabilidad de tener actividad de corrosión activa y cuando

se asocia con otras zonas con antecedentes de corrosión puede plantear una amenaza inmediata para la tubería bajo condiciones normales de operación. También incluye indicaciones severas múltiples en áreas reducidas e indicaciones aisladas severas, así como indicaciones donde no se pueda determinar la probabilidad de corrosión activa.

- Acción programada: esta categoría debería incluir aquellas indicaciones que se consideran con probabilidad de tener actividad de corrosión activa PERO cuando se asocia con otras zonas con antecedentes de corrosión no plantean una amenaza inmediata para la tubería bajo condiciones normales de operación. Incluye indicaciones severas en áreas no próximas a otras indicaciones severas y no categorizadas como de acción inmediata, además de indicaciones moderadas en áreas con antecedentes de corrosión moderada cercanos a la indicación.
- Acción mediante monitoreo: deben realizarse a indicaciones inactivas o cuando exista baja probabilidad de corrosión o no existan antecedentes de corrosión.

3.3.2. Excavación y recolección de datos

Se deben realizar excavaciones de acuerdo a las categorías de priorización descritas anteriormente. La ubicación de cada excavación debe ser plenamente ubicada geográficamente a fin de que los resultados de la inspección y la evaluación directa puedan ser comparados directamente.

Antes de realizar las excavaciones, se deben definir los requerimientos mínimos para la recolección de datos y los formatos respectivos para cada región ECDA. Los mínimos requerimientos deberían ser: Tipos de datos a ser recolectados, tipos de corrosión esperadas, disponibilidad y calidad de información de antecedentes de corrosión.

Se deben tomar datos antes, durante y después de la excavación, y además se antes de retirar el recubrimiento. Los datos a tomar son los siguientes:

- Medidas de potencial tubería-suelo.
- Medidas de resistividad.
- Recolección de muestras de suelo.
- Recolección de muestras de agua.

- Medidas de pH del líquido bajo el recubrimiento.
- Registro fotográfico.
- Datos para otros análisis de integridad (MIC, SCC, otros).

La longitud de la excavación debe incrementarse, si las condiciones que indican daño severo en el recubrimiento o actividad de corrosión importante van más allá del sitio de la excavación (18).

3.3.3. Medición de daños en el recubrimiento y profundidad de corrosión

Se debe evaluar la condición del recubrimiento y de la tubería en cada excavación.

Antes de realizar cualquier medición se deben definir criterios mínimos para lograr que las mediciones sean consistentes, algunos de estos criterios pueden ser:

- Tipo y exactitud de las mediciones que serán realizadas.
- Registro de las condiciones que se esperan encontrar.
- Tipos de actividades de corrosión esperadas.
- Disponibilidad y calidad de información de mediciones anteriores.

Las medidas para evaluar la condición del recubrimiento y de la tubería son las siguientes:

- Identificación del tipo de recubrimiento.
- Evaluación de la condición del recubrimiento.
- Medidas de espesor del recubrimiento.
- Medidas de adherencia.
- Mapeo del estado de degradación del recubrimiento: ampollas, despegue, otros.
- Recolección de productos de corrosión.
- Identificación de defectos de corrosión.
- Mapeo y medidas los defectos de corrosión.
- Registros fotográficos.

Antes de identificar y trazar un mapeo de los defectos de corrosión se debe remover el recubrimiento y limpiar la superficie de la tubería. Se debe medir y documentar los defectos de corrosión más importantes. Se deben considerar otras evaluaciones no relacionadas con corrosión externa; tales como partículas magnéticas para grietas y medidas ultrasónicas (ensayos no destructivos) para defectos internos (46).

3.3.4. Evaluación de esfuerzo remanente

Se debe evaluar o calcular el esfuerzo remanente en las ubicaciones donde se encontraron defectos. Los métodos más comúnmente usados para evaluar la resistencia remanente son los métodos ASME B 31G *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines* (RSTRENG) y Det Norske Veritas (DNV) Standard RP-F101 *Corroded pipelines*. Si la resistencia remanente de un defecto está por debajo de los niveles normalmente aceptados para ese segmento de tubería (la máxima presión operativa permisible por un factor de seguridad adecuado) se requerirá reparación o reemplazo del segmento. Además, se deben considerar métodos alternativos de evaluación de la integridad de tuberías para todas las regiones ECDA en las cuales se encuentren defectos a menos que estos defectos sean aislados y únicos en un análisis causa-raíz.

El proceso ECDA ayuda a encontrar los defectos de corrosión importantes sobre un segmento; sin embargo, no todos los defectos existentes pueden ser encontrados en ese segmento. Si se detectan los defectos de corrosión que exceden los límites permisibles; se debe asumir que otros defectos similares pueden estar presentes en otra ubicación en la región ECDA (47).

3.3.5. Análisis causa raíz

Un análisis causa-raíz es un procedimiento estructurado que se centra en encontrar la causa verdadera de una falla en lugar simplemente de ocuparse de sus manifestaciones a un nivel tal que sea posible lograr la resolución permanente de esa falla.

Se debe identificar la causa raíz de todos los eventos importantes de corrosión. Una causa raíz puede incluir la inadecuada corriente de PC, interferencias u otras situaciones.

Si se identifica una causa raíz para la cual ECDA no es adecuada, por ejemplo, blindaje por desprendimiento del recubrimiento o corrosión microbológica tendrán que ser consideradas métodos alternativos de evaluación de la integridad para ese segmento de tubería (48).

3.3.6. Mitigación

Se deben identificar y realizar actividades de remediación para mitigar e impedir la corrosión externa a futuro resultado de la causa raíz más importantes. Posterior a la aplicación de las actividades de mitigación, pueden realizarse nuevamente las inspecciones indirectas. También se podrán re- priorizar las indicaciones basadas en las actividades de remediación (23).

3.3.7. Evaluación del proceso

Se ejecuta una evaluación para valorar la información de la inspección indirecta y los resultados de la evaluación de resistencia remanente y los análisis causa raíz, con el propósito de determinar los criterios a usar para priorizar las reparaciones críticas y para clasificar la severidad de las indicaciones individuales (45).

Evaluación de los criterios de priorización:

- Criterios de evaluación de la priorización.
- Se debe evaluar la extensión y severidad de la corrosión presente en los puntos donde se supuso el orden de prioridad para realizar las reparaciones.
- Si la corrosión existente es menos severa que la priorizada en la etapa inicial de la evaluación directa, se debe modificar el criterio y re-priorizar todas las indicaciones.
- Si la corrosión existente es más severa que la priorizada, se deben modificar los criterios y reprogramar todas las indicaciones.

- Para cualquier indicación, cuando se comparen medidas directas con las sugeridas por inspecciones indirectas y las primeras muestran ser más críticas; estas deben ser trasladadas a una categoría más severa.

Evaluación de los criterios de clasificación.

- Se debe evaluar la actividad de corrosión para cada excavación realizada con los criterios usados para clasificar la severidad de las indicaciones.
- Si la actividad de corrosión es menos severa que la clasificada, se debe reevaluar y ajustar el criterio usado para definir la severidad de todas las indicaciones. Además, se puede reajustar el criterio usado para realizar las reparaciones; sin embargo, cuando ECDA sea aplicado por primera vez, se deben mantener estables los criterios tanto de clasificación como de priorización.
- Si la actividad de corrosión es más severa que la clasificada, se deben reevaluar y ajustar los criterios usados para definir la severidad de todas las indicaciones. Adicionalmente, se debe considerar la necesidad de realizar otras inspecciones indirectas y reconsiderar con el fin de ajustar los criterios usados para priorizar las reparaciones.
- Si las nuevas inspecciones directas muestran que la actividad de corrosión es más severa que la indicada por los datos de las inspecciones indirectas, se debe reevaluar la factibilidad de aplicación de la metodología ECDA.

3.3.8. Reclasificación y re-priorización

Se requiere re-priorizar cuando la corrosión existente es más severa que la asumida en la etapa de priorización.

Como un resultado de la re-priorización, una indicación que fue originalmente clasificada como de "acción inmediata", debe ser trasladada a un nivel no más bajo que de "acción con programa de atención definido". Cuando ECDA es aplicado por primera vez, no se debe degradar ninguna indicación que fue ubicada en la categoría de "acción inmediata" o en la categoría de "acción con programa de atención definido" a una categoría de menor prioridad (85).

De acuerdo a la evaluación de los criterios de clasificación, se requiere una reclasificación cuando los resultados de la evaluación directa muestran una actividad de corrosión más severa que la indicada por los datos de inspecciones indirectas. Además, para cada causa raíz, se identifican y re-evalúan todas las demás indicaciones que ocurren en el segmento de la tubería dónde existan condiciones de causa raíz similares.

Si se ejecuta una reparación o un reemplazo de tubería la indicación ya no representa una amenaza para la tubería y puede ser removida de consideraciones posteriores a la culminación de las actividades de análisis de causa raíz y mitigación.

Cuando se ejecute la remediación, las indicaciones que fueron originalmente localizadas como de "acción inmediata", pueden ser trasladadas a la categoría "acción con programa de atención definido", con las respectivas inspecciones indirectas que justifiquen reducir la severidad de la indicación. Cuando se ejecute la remediación, las indicaciones que fueron originalmente localizadas como de "acción con programa de atención definido", pueden ser trasladadas a la categoría de "atención mediante monitoreo, con las respectivas inspecciones indirectas que justifiquen reducir la severidad de la indicación (45).

3.3.9. Lineamientos para determinar el número requerido de evaluaciones directas o excavaciones

Cuando no se hayan detectado indicaciones en la tubería, se debe como mínimo realizar una inspección directa en la región ECDA que en la etapa de pre-evaluación haya mostrado más probabilidad de ocurrencia de corrosión externa. Cuando ECDA sea aplicado por primera vez se deben realizar dos inspecciones directas. Si en la etapa de pre-evaluación se detecta probabilidad de corrosión exterior en más de una región ECDA, se deben considerar inspecciones directas adicionales. La selección del sitio para realizar la inspección directa, debe ser el que presente mayor probabilidad de corrosión externa dentro de la región ECDA, previamente identificado en la etapa de pre-evaluación (45).

Posterior a la identificación de las indicaciones, se pueden aplicar los siguientes lineamientos, consignados en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Lineamientos para determinar el número de evaluaciones directas o excavaciones

ACCIÓN	CONSIDERACIONES
Acción inmediata	Todas las indicaciones priorizadas como inmediatas, requieren inspección directa. Para llevar a cabo las inspecciones directas a las indicaciones que fueron re- priorizadas como de "acción inmediata" a "acción con programa de atención definido", pueden seguir los lineamientos definidos para aquellas de "acción con programa de atención definido".
Acción con programa de atención definido	Algunos defectos que son priorizados como de acción con programa de atención definido, requieren evaluación directa. Para las regiones que no contienen indicaciones de acción inmediata, se priorizan basados en datos de inspección indirecta, históricos de corrosión, condiciones actuales de corrosión, etc. Se debe evaluar directamente las indicaciones más severas de acción con programa de atención definido.
Acciones de monitoreo	Los defectos en una región o regiones ECDA que están siendo monitoreados pueden no requerir excavación, a menos que no contengan una indicación de acción inmediata o de acción con programa de atención definido, donde se excavará en la localización de la indicación más severa en la etapa de pre-evaluación.

3.4. POST-EVALUACIÓN

En esta etapa se busca definir los intervalos de reevaluación y evaluar la efectividad del proceso ECDA.

Los intervalos de reevaluación serán definidos en base a las indicaciones de "acción programada", en cuanto a las indicaciones clasificadas como de "acción inmediata" tendrán que ser atendidas durante la evaluación directa y las indicaciones clasificadas como de "acción de monitoreo" se espera que experimenten un desarrollo o crecimiento poco significativo.

Los intervalos de reevaluación son basados en el concepto de vida media, el cual es un concepto común en ingeniería. Los intervalos máximos de reevaluación no deben superar el tiempo de tratamiento de todas las indicaciones.

Esta etapa consta de los siguientes pasos: Cálculos de vida remanente, definición de intervalos de reevaluación, evaluación de la efectividad de ECDA y retroalimentación (45).

3.4.1. Cálculos de vida remanente

Si no se encuentran defectos no es necesario realizar cálculos de vida remanente y la vida remanente podrá ser tomada como la de una tubería nueva. Los cálculos de vida remanente se hacen basados en los defectos más severos de una indicación en una región ECDA.

El máximo tamaño de defecto permitido en todas las indicaciones de acción programada será tomado del de la indicación más severa en todas las ubicaciones que deben ser excavadas.

Si el análisis causa raíz señala que la indicación más severa es única, el tamaño de la siguiente indicación puede servir para los cálculos de vida remanente. Como alternativa se puede reemplazar el valor del tamaño de defecto crítico basado en un análisis estadístico o más sofisticado de las severidades encontradas en las excavaciones.

La tasa de crecimiento de la corrosión, los cálculos de vida remanente y tamaño máximo permitido para un defecto deben ser estimados con un análisis detallado y profundo de ingeniería.

Los cálculos de vida remanente se pueden basar en valores de tasa de crecimiento de la corrosión si se está monitoreando actualmente su crecimiento, si no, se pueden utilizar otros métodos que estén acreditados, en ausencia de estos, se puede calcular la vida por la siguiente ecuación.

Este método de cálculo de vida remanente está basado en la corrosión que ocurre continuamente en tamaños y geometrías típicos de defectos de corrosión externa en tuberías (20).

3.4.2. Definición de intervalos de reevaluación

Cuando se encuentran defectos de corrosión durante las evaluaciones directas, el máximo intervalo de reevaluación para cada región ECDA, debe ser tomado como la mitad de la vida remanente calculada y está limitado por documentos como ASME B 31.4, ASME B 31.8 (23).

Las diferentes regiones ECDA pueden tener diferentes intervalos de reevaluación basados en las tasas de crecimiento de la corrosión esperadas entre regiones ECDA (6).

3.4.3. Evaluación de la efectividad de ECDA

ECDA es un proceso de mejoramiento continuo, a través de sucesivas aplicaciones de ECDA, se pueden identificar y localizar sitios donde ha ocurrido, puede ocurrir o está ocurriendo la corrosión.

Se debe realizar por lo menos una evaluación directa adicional en una ubicación seleccionada aleatoriamente para proveer una confirmación adicional de que el proceso ECDA ha sido exitoso. Cuando se aplica el proceso ECDA por primera vez se requiere de por lo menos dos evaluaciones directas adicionales para el proceso de validación del éxito del proceso. Las evaluaciones directas se ejecutarán una en un sitio con categoría de acción con programa de atención definida (o monitoreada en caso de que no se encuentre el primero) y otro en un área donde no se detectaron indicaciones. Si las condiciones son más severas que detectadas durante el proceso ECDA, el proceso debe ser reevaluado y repetido o se debe usar otro método alternativo de evaluación de la integridad. Se establecerán criterios adicionales para evaluar la efectividad a largo plazo del proceso ECDA (18).

Se puede elegir establecer criterios para hacer seguimiento de la confiabilidad o frecuencia de aplicación con la cual es aplicado el proceso ECDA. Por ejemplo, se puede hacer seguimiento del número de reclasificaciones y re-priorizaciones que ocurrieron durante el proceso ECDA. Un porcentaje importante de indicaciones que son reclasificadas y re-priorizadas indican que los criterios establecidos pueden no ser muy confiables.

Se puede elegir establecer criterios para hacer seguimiento de la aplicación del proceso ECDA. Por ejemplo, se puede hacer seguimiento del número de excavaciones hechas para investigar problemas potenciales. Un incremento en el número de excavaciones indica un monitoreo más agresivo de la corrosión.

También se puede hacer seguimiento del número de kilómetros de tubería que son sometidas a múltiples inspecciones indirectas. Un incremento en el kilometraje inspeccionado indica la necesidad de un monitoreo más agresivo de la corrosión. Similarmente hacer seguimiento al kilometraje sometido a cada metodología de inspección indirecta, buscando incrementar el kilometraje usado por las técnicas que probaron ser más efectivas. Un incremento en el uso de técnicas que fueron más efectivas indica una aplicación del proceso ECDA más focalizado.

Se puede elegir establecer criterios para hacer seguimiento de los resultados del proceso ECDA. Por ejemplo, se puede elegir evaluar la efectividad comparando la frecuencia en la cual surgen indicaciones de acción inmediata y programada. Una reducción en la frecuencia indica un mejoramiento en el manejo de la corrosión.

Se puede monitorear la extensión y la severidad de corrosión encontrada durante la evaluación directa. Una disminución en la extensión y la severidad indica una reducción en el impacto de corrosión en la integridad estructural de la tubería (90).

Se puede monitorear la frecuencia en la cual las anomalías de la PC ocurren a lo largo de segmentos de la tubería. Una disminución en las anomalías indica un mejor manejo de los sistemas de PC.

Se puede elegir establecer criterios absolutos. Por ejemplo, se puede establecer un requerimiento de desempeño mínimo, en el que no ocurrirá ninguna fuga o ruptura debido a corrosión externa después de la aplicación de ECDA y antes del próximo intervalo de reevaluación. En el momento que no se aprecie un mejoramiento entre las aplicaciones de ECDA se debería reevaluar la aplicación de ECDA o considerar métodos alternativos de evaluación de la Integridad de la tubería (45)

3.4.4. Retroalimentación y mejoramiento continuo

A lo largo de todo el proceso ECDA, así como también durante las actividades programadas y reevaluaciones, se tratará de mejorar las aplicaciones de ECDA incorporando información de retroalimentación en todas las oportunidades adecuadas (45).

Para que haya un mejoramiento continuo en la aplicación de ECDA, se debe hacer retroalimentación en actividades como:

- Identificación y clasificación de los resultados de las inspecciones indirectas.
- Recolección de datos a partir de evaluaciones directas.
- Análisis de resistencia remanente.
- Actividades de remediación.
- Evaluaciones del proceso
- Evaluaciones directas para la validación del proceso.
- Criterio para el monitoreo a largo plazo para la efectividad de ECDA.
- Monitoreo previsto y periodos de reevaluación.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. GENERALIDADES

A continuación, se detalla la información recopilada por segmentos de tubería en 2 diferentes tramos, Los cuales son:

1. Gasoducto de 12" D.N. Donají – Loma Larga
2. Gasoducto de 12" D.N. Loma Larga -Salina Cruz

Como parte del análisis de resultados, dicha información se presenta de la siguiente manera:

- Un análisis de la información recopilada en la inspección con diablo instrumento, los resultados de la inspección y las indicaciones encontradas.
- Posteriormente, la aplicación de la metodología propuesta por NACE 502, y los resultados obtenidos.
- Por último, una comparación descriptiva de ambos resultados y determinar el grado de confiabilidad.

4.1.1. Gasoducto de 12" D.N. Donají – Loma Larga

Sistema GSD 12" DN Jáltipan – Salina Cruz, para el tramo GSD 12" Donají – Loma Larga del Sector de Ductos Minatitlán, El segmento está ubicado en los territorios del estado de Oaxaca. Con una longitud de 55+282 km, con una presión de operación de 47.42 kg/cm². La trampa de envío está ubicada en el poblado de Donají y el de recibo se encuentra en el poblado Loma Larga, el segmento fue construido en el año 1991 (49). Se observa su trayectoria en la figura 4.1.

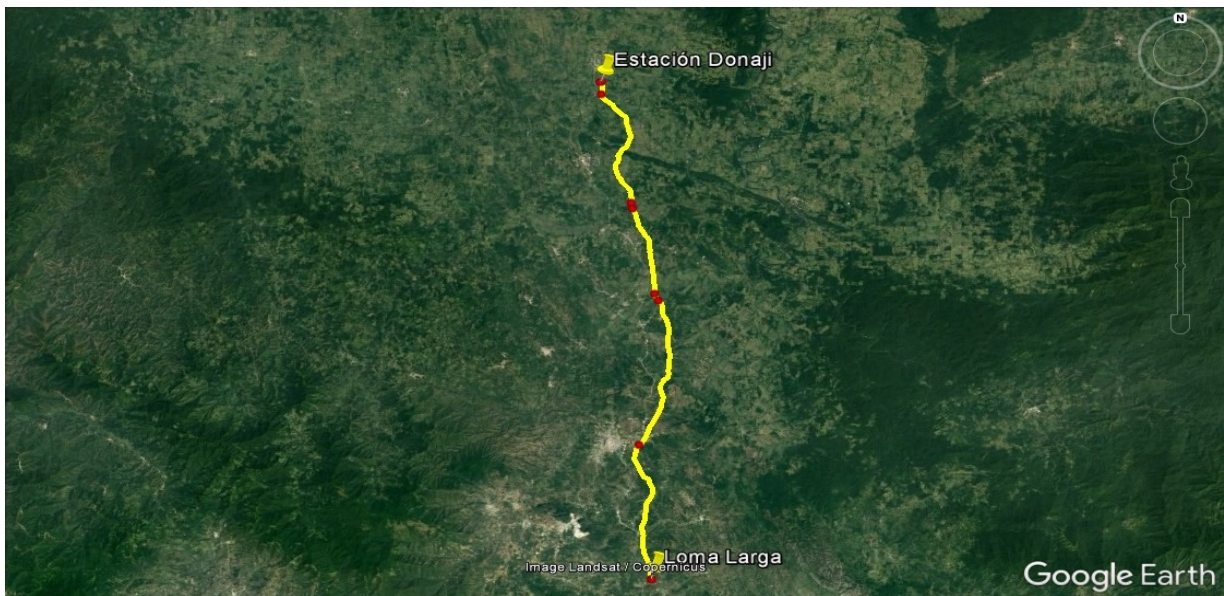


Figura. 4.1 Trayectoria del Sistema de tubería de Donají - Loma Larga

4.1.2. Gasoducto de 12" D.N. Loma Larga Salina Cruz

Sistema GSD 12" DN Jáltipan – Salina Cruz, para el tramo GSD 12" Loma Larga – Salina Cruz, del Sector de Ductos Minatitlán, El segmento está ubicado en los territorios del estado de Oaxaca. Con una longitud de 64+362 km, con una presión de operación de 40.83 kg/cm². La trampa de envío está ubicada en el poblado de Loma Larga y el de recibo se encuentra en el poblado Salina Cruz, el segmento fue construido en el año 1992 (50). Se observa su trayectoria en la figura 4.2.

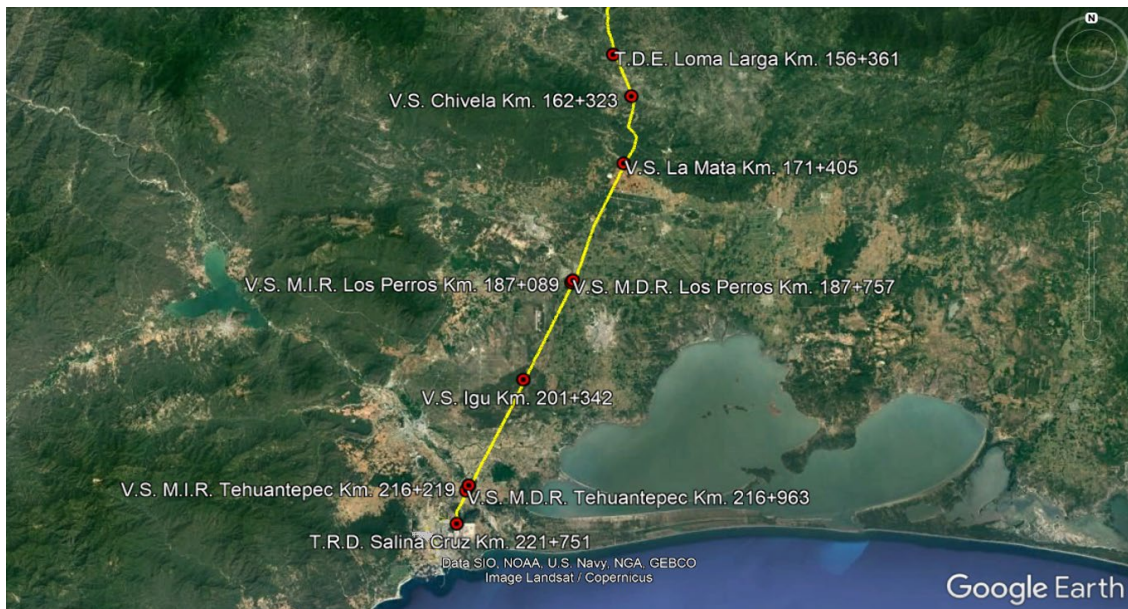


Figura. 4.2 Trayectoria del Sistema de tubería de Loma Larga a Salina Cruz

4.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE INSPECCIÓN CON ILI (EQUIPO INSTRUMENTADO)

Para llevar a cabo el estudio de los ductos, se identificaron los impactos potenciales en ductos, los peligros potenciales a la integridad se identificaron y agruparon de acuerdo con factores de tiempo y modos de falla de la siguiente manera:

- Factores dependientes del tiempo.
- Factores estables.
- Factores independientes del tiempo.

Estos factores fueron clasificados de acuerdo con el código ASME B31-8S, 2014, el cual tiene como propósito proporcionar la información necesaria para desarrollar e implementar un programa eficaz de gestión de integridad, utilizando prácticas y procedimientos reconocidos en la industria del transporte del Gas Natural (6).

Las informaciones utilizadas están divididas en cuatro especialidades que son:

- **ILI:** Datos de resultados de la última corrida de equipo instrumentado disponible.
- **Info.:** Datos referentes a diseño del ducto, instalaciones superficiales, protección anticorrosiva, condiciones operativas, cruzamientos en DDV, etc.
- **Insp.:** Datos con respecto a los diferentes estudios de inspección realizados en el ducto para conocer su estado de integridad y protección.

4.2.1. Datos de inspección con diablos instrumentados

4.2.1.1. Gasoducto de 12" D.N. Donají – Loma Larga

En el 2013 se realizó una inspección mediante diablos instrumentados, por la Empresa ROSEN, mediante un contrato con Pemex Gas y Petroquímica Básica, y se obtuvieron los datos de la tabla 4.1 (51).

Tabla 4.1 Amenazas encontradas durante la inspección con Diablo instrumentado Donají – Loma Larga

TIPO DE AMENAZA	PROFUNDIDAD DE AMENAZAS %						TOTAL
AMENAZAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO	SIN PROF.	0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	> 80%	TOTAL
Corrosión Externa	0	724	103	3	1	0	831
Corrosión Interna	0	181	15	0	0	0	196
Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)	0	0	0	0	0	0	0
AMENAZAS ESTABLES	SIN PROF.	0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	> 80%	TOTAL
Tubo defectuoso	9	12	1	0	0	0	22
Soldadura circunferencial defectuosa	14	1	0	0	0	0	15
Soldadura lineal de fabricación defectuosa	0	0	0	0	0	0	0
Arrugas y dobleces	134	0	0	0	0	0	134
Cuerdas rayadas o rotas-falla de coples	0	0	0	0	0	0	0
Falla de empaques	0	0	0	0	0	0	0
Mal funcionamiento de equipo de control/relevo	0	0	0	0	0	0	0
Falla de empaques de sello	0	0	0	0	0	0	0
Misceláneos	18	0	0	0	0	0	18
AMENAZAS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO	SIN PROF.	0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	> 80%	TOTAL
Daño ocasionado por 1as, 2as o 3as partes	1	0	0	0	0	0	1
Tubo prev. dañado (modo de falla retardado)	9	0	0	0	0	0	9
Vandalismo TC	0	0	0	0	0	0	0
Procedimiento operativo incorrecto	0	0	0	0	0	0	0
Clima frío	0	0	0	0	0	0	0
Descargas eléctricas atmosféricas	0	0	0	0	0	0	0
Viento, lluvias intensas e inundaciones	0	0	0	0	0	0	0
Movimientos de suelo (Sismos, Deslaves)	0	0	0	0	0	0	0

En la tabla 4.1, se observa todas las amenazas encontradas durante la inspección con equipo instrumentado, observándose 831 anomalías identificadas como corrosión externa y 196 como corrosión interna, por los resultados obtenidos, la corrosión ha sido un problema para este ducto.

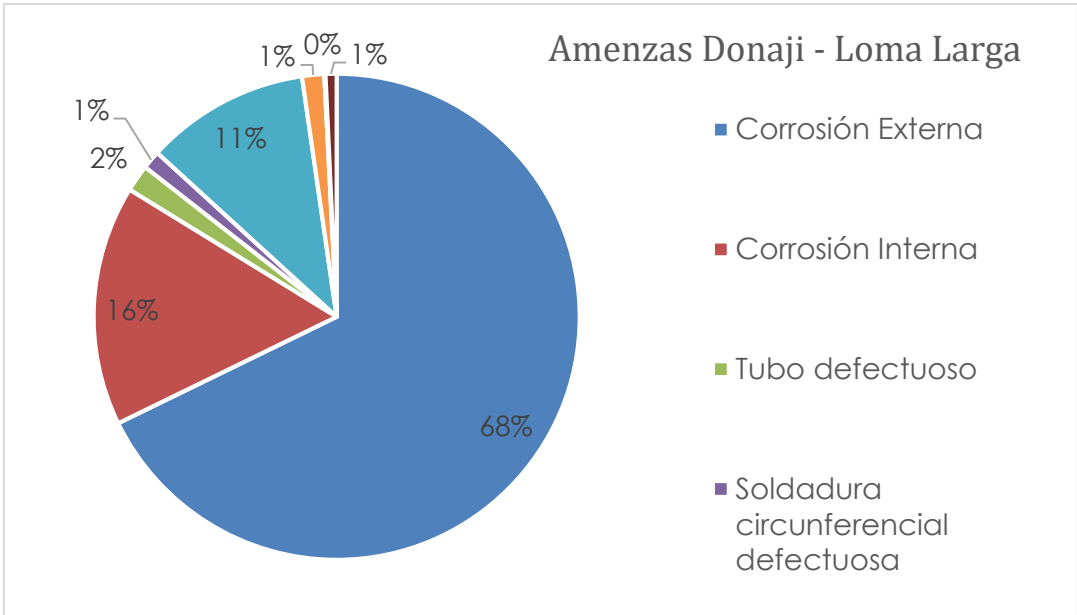


Figura. 4.3 Distribución de porcentajes de las amenazas detectadas Donají-Loma Larga

En la Figura 4.3. se aprecia que la corrosión representa un 84% de todas las amenazas detectadas en la inspección con diablo instrumentado. Siendo la corrosión externa la amenaza más recurrente.

4.2.1.2. Gasoducto de 12” D.N. Loma Larga Salina Cruz

En el 2013 se realizó una inspección mediante Diablos instrumentados, por la Empresa ROSEN, mediante un contrato con Pemex Gas y Petroquímica Básica, y se obtuvieron los datos de la tabla 4.2 (52).

Tabla 4.2 Amenazas encontradas durante la inspección con Diablo instrumentado Loma Larga Salina Cruz

TIPO DE AMENAZA	PROFUNDIDAD DE AMENAZAS %						
AMENAZAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO	SIN PROF.	0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	> 80%	TOTAL
Corrosión Externa	0	3,560	735	120	55	7	4,477
Corrosión Interna	0	1,051	50	1	0	0	1,102
Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)	0	0	0	0	0	0	0
AMENAZAS ESTABLES	SIN PROF.	0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	> 80%	TOTAL
Tubo defectuoso	4	49	10	0	0	0	63
Soldadura circunferencial defectuosa	4	0	4	0	0	0	8
Soldadura lineal de fabricación defectuosa	0	0	0	0	0	0	0
Arrugas y dobleces	64	0	0	0	0	0	64
Cuerdas rayadas o rotas-falla de coples	0	0	0	0	0	0	0
Falla de empaques	0	0	0	0	0	0	0
Mal funcionamiento de equipo de control/relevo	0	0	0	0	0	0	0
Falla de empaques de sello	0	0	0	0	0	0	0
Misceláneos	23	0	0	0	0	0	23
AMENAZAS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO	SIN PROF.	0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	> 80%	TOTAL
Daño ocasionado por 1as, 2as o 3as partes	0	0	0	0	0	0	0
Tubo prev. dañado (modo de falla retardado)	2	0	0	0	0	0	2
Vandalismo TC	0	0	0	0	0	0	0
Procedimiento operativo incorrecto	0	0	0	0	0	0	0
Clima frío	0	0	0	0	0	0	0
Descargas eléctricas atmosféricas	0	0	0	0	0	0	0
Viento, lluvias intensas e inundaciones	0	0	0	0	0	0	0
Movimientos de suelo (Sismos, Deslaves)	0	0	0	0	0	0	0

En la tabla 4.2, se observa todas las amenazas encontradas durante la inspección con equipo instrumentado, observándose 4477 anomalías identificadas como corrosión externa y 1102 como corrosión interna, por los resultados obtenidos, la corrosión ha sido un problema para este ducto.

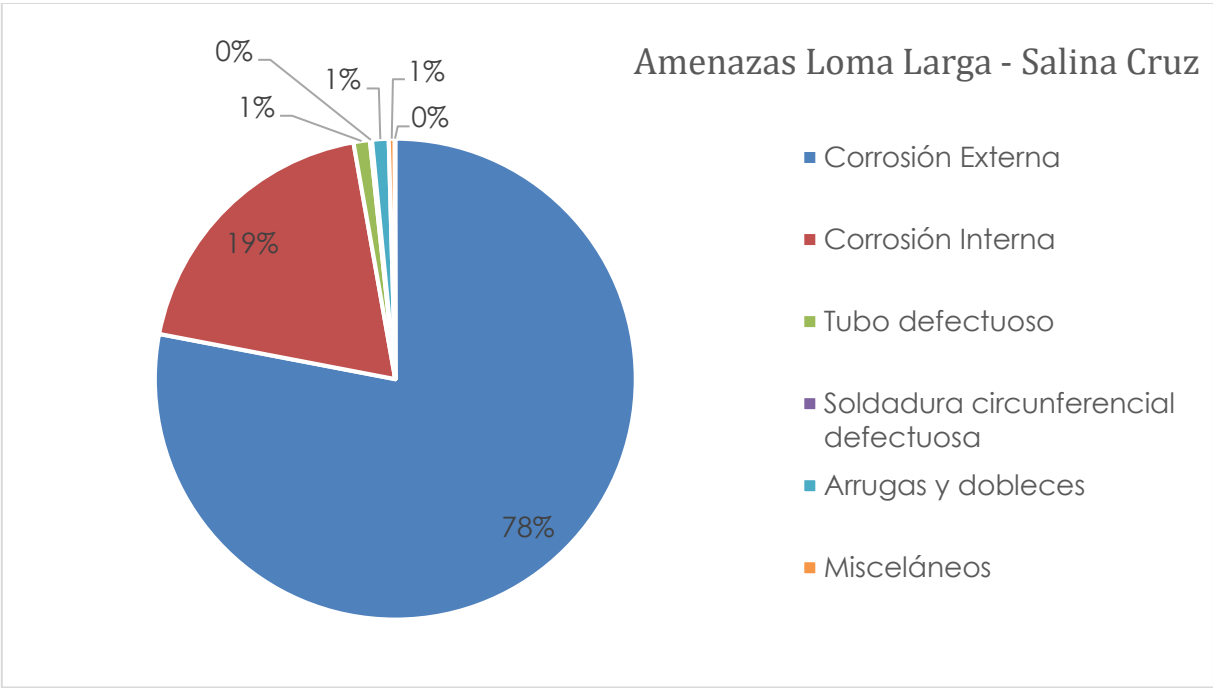


Figura. 4.4 Distribución de porcentajes de las amenazas detectadas Loma Larga – Salina Cruz

En la Figura 4.4. se aprecia que la corrosión representa un 97% de todas las amenazas detectadas en la inspección con diablo instrumentado. Siendo la corrosión externa la amenaza más recurrente.

En la tabla 4.3, se resumen el número de anomalías identificadas como corrosión, tanto interna como externa, de los sistemas de tubería en estudio.

Tabla 4.3 Resumen de anomalías de corrosión

Sistema	Corrosión Interna	Corrosión Externa
Donají – Loma Larga	196	831
Loma larga – Salina Cruz	1102	4477

4.3. METODO DE EVALUACIÓN ECDA E ICDA

4.3.1. Pre-evaluación

4.3.1.1. Gasoducto de 12" D.N. Donají – Loma Larga

De la 4.4 la Tabla 4.6. se presentan los principales datos necesarios para la Evaluación de la Integridad Mecánica.

Tabla 4.4 Datos del Sistema de tubería

DATOS INHERENTES (53)	
Sistema al que pertenece	GSD 12 Jáltipan – Salina Cruz
Start Station	101+505
End Station	156+787
Longitud Total (Km)	55+282
Diámetro [in]	12
POP	47.42 Kg/cm ² 674.47 PSI
MPOP	68.5 Kg/cm ² 974.299 PSI
Presión de Diseño PDIS	90.43 Kg/cm ² 1286.216 PSI
Espesor nominal [in]	0.219 – 0.375 (cambio de clase localización 3)
SMYS (PSI)	52000
Esfuerzo de Operación (PSI)	35242.60 (67%)
Flujo (MMPCD)	44.0
Tipo de soldadura longitudinal	Sin información
Factor de unión	SJ = 1.0
Fabricante	TAMSA
Fecha de fabricación	1991
Propiedades del material de fabricación	API-5L-X52

Tabla 4.5 Datos referentes a la construcción del GSD 12" Donají – Loma Larga

CONSTRUCCIÓN (53)	
Año de instalación	1992
Método de doblez	Sin Información
Método de unión (soldadura circunferencial)	ERW
Proceso e inspección de resultados (de la unión)	Sin Información
Colchón de cobertura (m)	Sin Información
Número de Cruces	55
Número de Cruces Encamisados	1
Numero de pasos aéreos	15
Numero de trampas de diablo	2
Numero de VS	7
Sitio de aplicación de recubrimiento	Planta
Tipo de Suelo, relleno	Tierra arable con arcilla, Arenoso, Tierra arable o marga, Arcilla sedimentada o marga
Reportes de Construcción	Dossier COMESA 2014
Antigüedad del ducto - Periodo [años]	25
Tipo de Protección Catódica instalada	Corriente Impresa
Identificación de Rectificadores	- Tolosita (Km. 102+900) - Malatengo (Km. 125+000) - Mesa de Billar (Km. 138+000) - Donají (Km. 144+359)
Tipo de Recubrimiento Externo	alquitrán de hulla construcción / Cinta viscowrap rehabilitación, RP-4, RA-26 Y RA-28 en instalaciones superficiales
Fecha de Instalación del Recubrimiento Externo	1992

Tabla 4.6 Datos referentes a la operación del GSD 12" Donají – Loma Larga

OPERACIÓN (53)	
Calidad del Gas	Sin información
Flujo [MMPCD]	40.00
Presión de Llegada (kg/cm ²)	40.83
Presión de Salida (kg/cm ²)	47.42
Presión de Operación Máxima(kg/cm ²)	52.02
Presión de Operación Mínima (kg/cm ²)	40.83
¿Procedimiento Operativo Incorrecto?	Sin Información
Historial de fallas y fugas	No
Condición del recubrimiento	Ver reporte DCVG (2015)
Desempeño del Sistema de Protección Catódica (%)	El 75.5% del ducto cuenta con potenciales dentro de norma de acuerdo estudio CIPS 2015
Temperatura de Operación [°C]	32.37
Reportes de inspección Operativa (en campo)	Sin Información
OD/ID Monitoreo de corrosión	Si
Fluctuaciones en presión	Sin Información
Relación Presión de Operación / MPOP	$52.02/68.5 = 0.75$
Desempeño de Reguladores/alivios (Válvulas de relevo)	Ver reporte Partida D.3
Invasiones al Derecho de Vía (DDV)	Sin Información
Reparaciones	Si (Sist. Administración de Riesgo)
Vandalismo (TC)	Sin información
Fuerzas externas	Sin Información

4.3.1.2. Gasoducto de 12" D.N. Loma Larga-Salina Cruz

La información necesaria y utilizada para la realización del diagnóstico del estudio se presenta de forma general, la cual está dividida en los siguientes rubros:

- Datos inherentes
- Construcción
- Operación

De la 4.7 a la 4.9 se presentan los principales datos necesarios para la Evaluación de la Integridad Mecánica.

Tabla 4.7 Datos inherentes del GSD. 12" D.N. Loma Larga – Salina Cruz

DATOS INHERENTES (54)	
Sistema al que pertenece	GSD. 12" D.N. Jáltipan – Salina Cruz
Kilometraje Inicial	157+314
Kilometraje Final	221+676
Longitud Total (Km)	64+362
Diámetro [in]	12
POP	40.83 Kg/cm ²
	580.74 PSI
MPOP	83.20 Kg/cm ²
	1,183.38 PSI
Presión de Diseño PDIS	90.43 Kg/cm ²
	1,286.22 PSI
Espesor nominal [in]	0.219 (Por Construcción) 0.250 y 0.375 (Por Clase de Localización y Reparaciones)
SMYS (PSI)	52,000
Esfuerzo de Operación (PSI)	15,911
Flujo (MMPCD)	40
Tipo de soldadura longitudinal	Soldadura ERW
Factor de unión	SJ = 1.0
Fabricante	TAMSA
Fecha de fabricación	1992
Propiedades del material de fabricación	API-5L-X52

Tabla 4.8 Datos referentes a la construcción del GSD. 12" D.N. Loma Larga – Salina Cruz

CONSTRUCCIÓN (54)	
Año de instalación	1992
Método de doblez	Disponible
Método de unión (soldadura circunferencial)	ERW
Proceso e inspección de resultados (de la unión)	Disponible
Colchón de cobertura (m)	1.2
Número de Cruces	70
Número de Cruces Encamisados	6
Numero de pasos aéreos	2
Numero de trampas de diablo	2
Numero de VS	7
Sitio de aplicación de recubrimiento	En Campo
Tipo de Suelo, relleno	No Disponible
Reportes de Construcción	Dossier COMESA 2014
Antigüedad del ducto - Periodo [años]	25
Tipo de Protección Catódica instalada	Corriente Impresa
Identificación de Rectificadores	Chivela Km. 158+804 Nizanda Km. 167+111 La Cueva Km. 170+693 La Mata Km. 172+550 Chamizal III Km. 180+544 Ponderosa Km. 187+292 Base Aérea II Km. 199+600 Igu II Km. 205+300 Tierra blanca Km. 212+520 Huilotepec Km. 215,777 Fondeport Km. 221,424
Tipo de Recubrimiento Externo	Brea de Alquitrán de Hulla (Por Construcción) Cinta Poliolefínica (Por Reparaciones)
Fecha de Instalación del Recubrimiento Externo	1992

Tabla 4.9 Datos referentes a la operación del GSD. 12" D.N. Loma Larga – Salina Cruz

OPERACIÓN (54)	
Calidad del Gas	Reporte Mensual de la Calidad del Gas 2017
Flujo [MMPCD]	40.00
Presión de Salida (kg/cm ²)	40.83
Presión de Llegada (kg/cm ²)	40.34
Presión de Operación Máxima(kg/cm ²)	52.00
Presión de Operación Mínima (kg/cm ²)	-
¿Procedimiento Operativo Incorrecto?	No Disponible
Historial de fallas y fugas	No Disponible
Condición del recubrimiento	Estudio DCVG 2014
Desempeño del Sistema de Protección Catódica (%)	Toma de Potenciales Tubo-Suelo 2014 (Efectividad del 69%)
Temperatura de Operación [°C]	32.37
Reportes de Inspección Operativa (en campo)	Reportes de Verificación de Indicaciones 2014, 2015
OD/ID Monitoreo de corrosión	Reporte de Cupones Corrosimétricos 2017
Fluctuaciones en presión	No Disponible
Relación Presión de Operación / MPOP	40.83/83.20 = 0.49
Desempeño de Reguladores/alivios (Válvulas de relevo)	Ver reporte Partida D.3
Invasiones al Derecho de Vía (DDV)	Cruces de Caminos y Cuerpos de Aguas
Reparaciones	Dossier COMESA 2014
Vandalismo (TC)	No Disponible
Fuerzas externas	No Disponible

4.3.1.3. Factibilidad de la evaluación

En este paso se integró y analizó la información recopilada con la finalidad de identificar principalmente las condiciones que impidan que las herramientas de inspección indirecta puedan ser utilizadas.

Las siguientes condiciones pueden hacer que sea difícil de aplicar la metodología ECDA:

- Lugares en los que el recubrimiento causa apantallamiento eléctrico.
- Relleno con contenido de roca significativo.
- Ciertas superficies, tales como pavimentos, suelos congelados, y hormigón, situaciones que conducen a la imposibilidad de adquirir las mediciones sobre el suelo.
- Zonas inaccesibles.

De acuerdo al análisis de la información realizado no se identificaron condiciones que pudieran evitar la aplicación de técnicas de inspección indirecta a lo largo de la trayectoria del ducto y se cuenta con la mayoría de la información recomendada en el estándar NACE SP0502-2010.

Con lo cual se pudo determinar que es factible aplicar la metodología de evaluación directa para corrosión externa (ECDA) a lo largo de la trayectoria del gasoducto.

4.4. EVALUACIÓN INDIRECTA

Dentro de esta etapa se realizaron las inspecciones indirectas sobre el derecho de vía mediante las técnicas de medición de Potenciales a Intervalos Cortos (CIS) y Gradiente del Voltaje de Corriente Directa (DCVG) identificando el estado del sistema de protección catódica, así como los defectos en el recubrimiento mecánico a lo largo de la sección en estudio. Dentro de esta etapa se analizaron y alinearon las diferentes indicaciones y hallazgos identificados tanto en las inspecciones indirectas como en la información recopilada en la etapa de pre-evaluación, una vez realizada la alineación con respecto a un mismo sistema de referencia, se realizó la clasificación y priorización de las diferentes indicaciones reportadas en las inspecciones indirectas mediante un algoritmo de toma de decisiones para identificar las indicaciones con mayor susceptibilidad de presentar corrosión externa.

Para el estudio de este tramo, se consideraron las siguientes metodologías de evaluaciones indirectas:

- CIS (Close Interval Survey).
- DCVG (Direct Current Voltage Gradient).
- Resistividad.
- PH (Potencial de Hidrogeno).
- Bacteriológico.

4.4.1. Gasoducto de 12" D.N. Donají – Loma Larga

Se realizó la recopilación de las inspecciones realizadas en el sistema de tubería, las inspecciones fueron realizadas por la empresa COMESA, en el año 2014 (55).

La figura 4.5 es una representación gráfica de los resultados obtenidos, en la medición de potenciales On y Off, para verificar el estado en que se encuentra el recubrimiento y el funcionamiento del sistema de protección catódica.

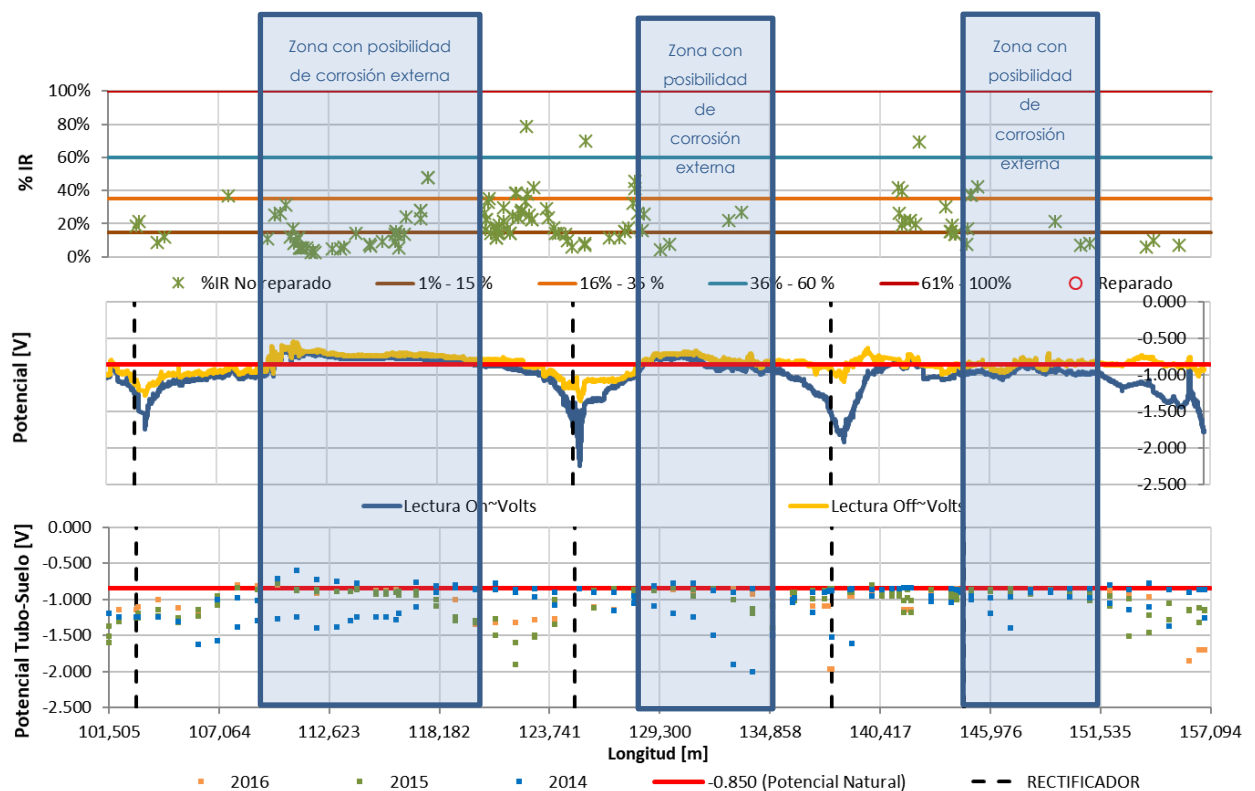


Figura. 4.5 Gráfica de lectura de resultados de inspección con CIS

Los resultados mostrados en la gráfica, se observan zonas con potenciales menos electronegativos que -850mV (130). Por lo que se puede deducir la existencia de recubrimiento dañado, y la posibilidad de encontrar presencia de corrosión sobre el material. Las zonas identificadas en los recuadros verdes, de acuerdo a este estudio son las zonas en donde estarían ubicadas las colonias de corrosión.

En la tabla 4.10, se muestra un resumen de las lecturas tomadas durante la inspección con DCVG, categorizadas de acuerdo a su grado de importancias (55).

Tabla 4.10 Clasificación de los defectos del recubrimiento mediante la técnica DCVG

Categoría	Descripción	Número de Indicaciones
0-15 %IR	Características de pequeñas fallas en el recubrimiento. Tales fallas en el recubrimiento generalmente se pueden dejar sin reparar siempre que el CP de la tubería sea bueno y no existan demasiadas fallas pequeñas de recubrimiento en las proximidades.	57
15-35%IR	Características de medianas fallas en el recubrimiento. Pueden requerir reparación dentro del programa de mantenimientos normal.	53
35-70 %IR	Características de fallas medianas y largas en el recubrimiento. Estas fallas en el recubrimiento necesitan ser excavadas, inspeccionadas y reparadas, a mediano plazo, estableciendo una fecha para su atención.	10
70-100 %IR	Características de Fallas largas e importantes. Atenciones inmediatas.	2

Se puede apreciar que existe 2 indicaciones que requieren atención inmediata, es cual será decisión de los operadores de ducto, cuando programan su atención, a la fecha del estudio no había registros de su reparación.

Por otra parte, se realizaron los levantamientos de Resistividad y pH del Suelo, así como la presencia de Bacterias en el mismo, con el propósito de estimar la corrosividad y agresividad del medio donde se encuentra alojado el ducto.

Para determinar el grado de corrosividad y agresividad del suelo, se consideraron los siguientes criterios (56):

- Muy Corrosivo: 0 – 500 ohm-cm.
- Corrosivo: 500 – 1,000 ohm-cm.
- Moderadamente Corrosivo: 1,000 – 2,000 ohm-cm.
- Poco Corrosivo: 2,000 – 10,000 ohm-cm.
- Muy Poco Corrosivo: > 10,000 ohm-cm.

Las lecturas de resistividad oscilan entre los 2,211 y 4,774 ohm-cm, por lo que se puede determinar que la resistividad del suelo a lo largo del ducto es "Moderadamente Corrosivo".

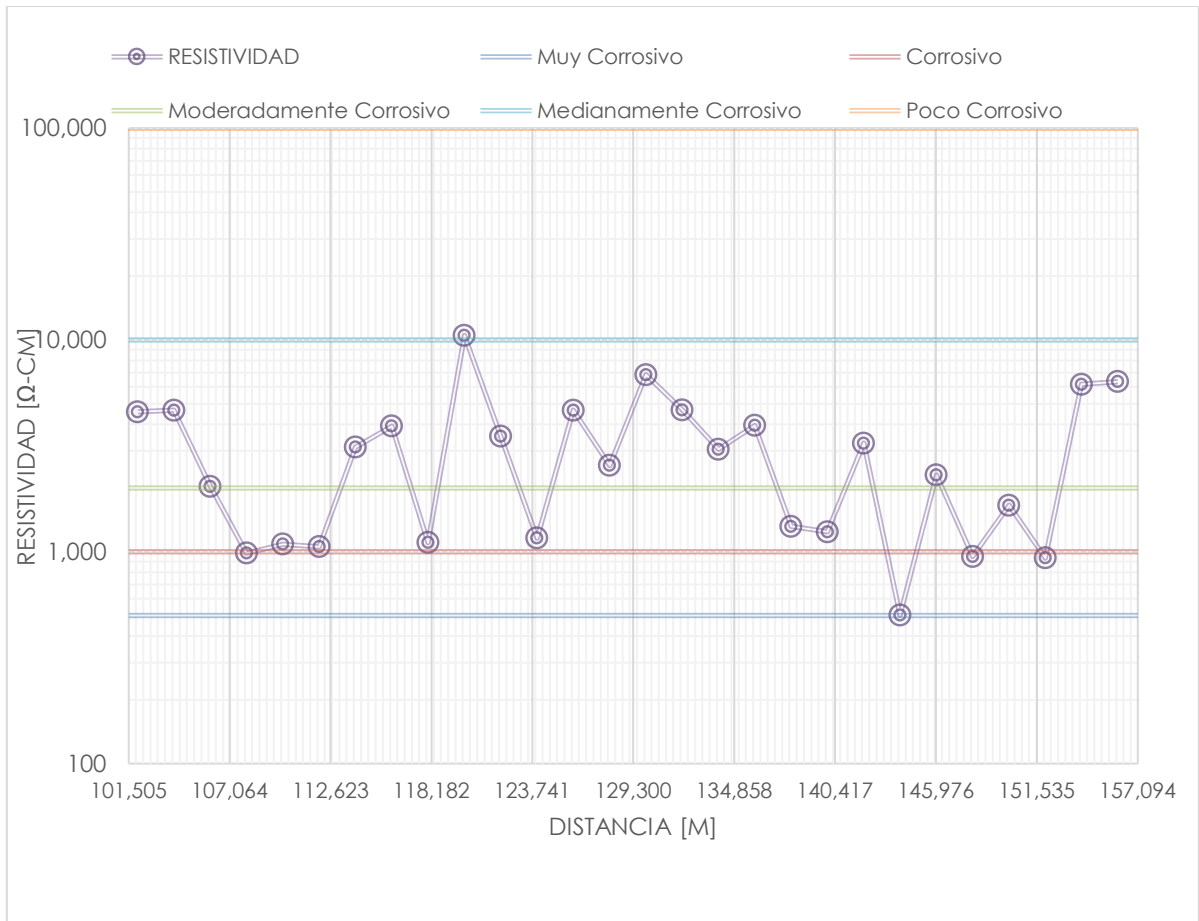


Figura. 4.6 Gráfica de resistividad en el Segmento Donají Loma Larga

Por otra parte, el pH del suelo se obtuvo mediante el uso de una celda de antimonio y considerando la escala de pH de una solución (57). La escala de pH es la siguiente:

- Alcalino: pH = 7 – 14.
- Neutro: pH = 7.
- Ácido: pH = 0 – 7.

Respecto a los niveles de pH, estos oscilan entre valores de 5.80 y 8.30, por lo que se puede determinar que el suelo donde se encuentra alojado el ducto es mayormente de tipo "Ácido", representada en la figura 4.7.

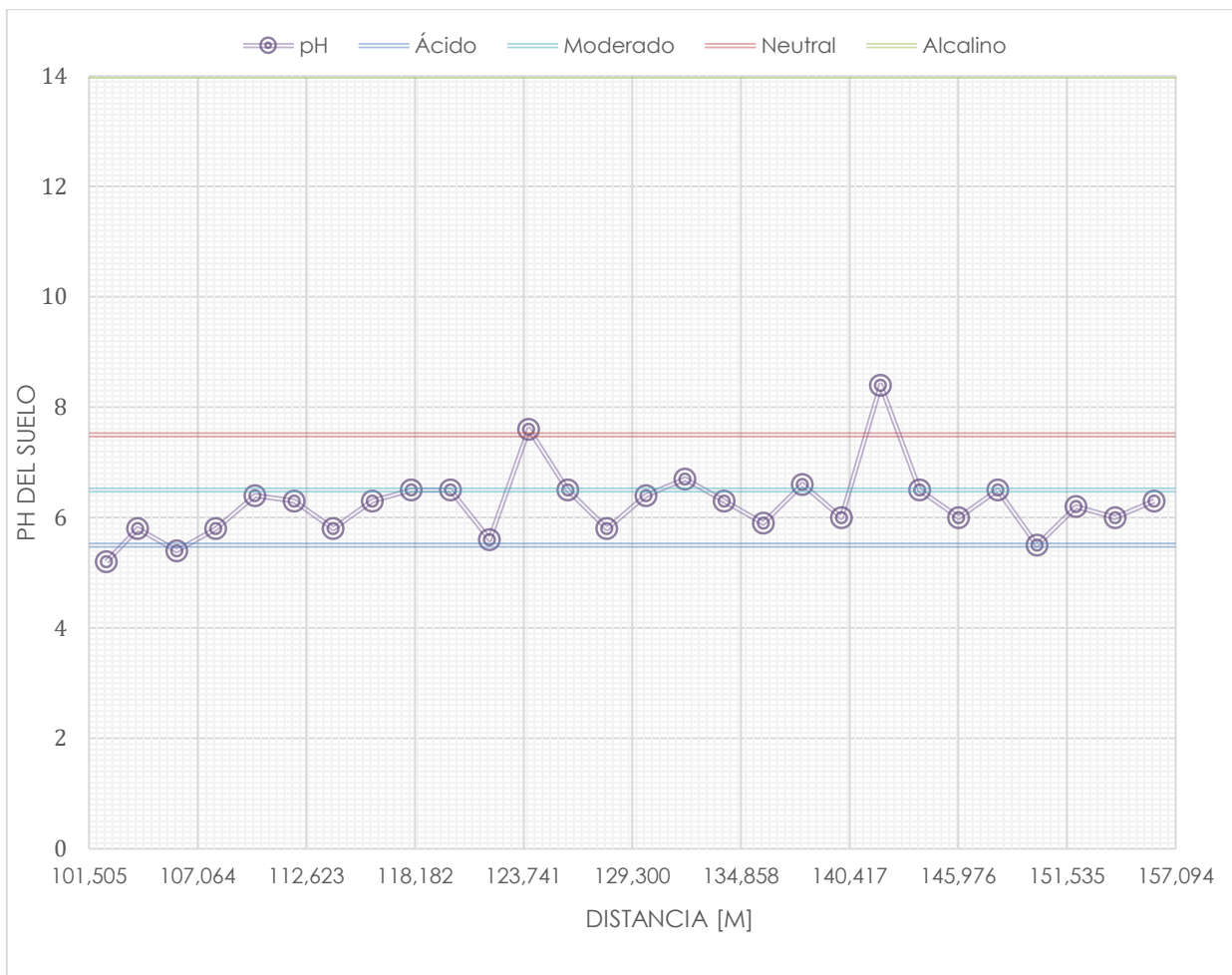


Figura. 4.7 Gráfica de Potencial de Hidrogeno del segmento Donají-Loma Larga

Otro factor que influye en el fenómeno de corrosión en los ductos, es la actividad bacteriana que puede existir tanto dentro del mismo ducto, como en el medio exterior al que se encuentra expuesto.

Existen dos tipos de bacterias que influyen en la probabilidad de ocurrencia de corrosión bajo actividad microbiológica, estas son: Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) y Bacterias Productoras de Ácidos (BPA) (58).

La detección y valoración de actividad microbiológica se realizó "In Situ" en distintos puntos a lo largo del D.D.V. siguiendo las recomendaciones de la American Petroleum Institute (API), Recomendado Practice RP38, y The Standard Test Method NACE TM 194-2004, de NACE International.

Los resultados de las pruebas bacteriológicas de la tabla 4.12. mostraron presencia tanto de bacterias productoras de ácido (BPA) como de bacterias sulfato reductoras (BSR) en el suelo muestreado, donde predominó la presencia de bacterias productoras de ácido (BPA), según el criterio de la tabla 4.11 (59).

Tabla 4.11 Criterios bacteriológicos

Número de Viales Positivos	Dilución Real de la Muestra	Vial Positivo indica (Bacterias/ml)	Bacterias reportadas por ml de muestra	Clasificación
1	1:10	1 – 9	10	Baja
2	1:100	10 – 99	100	Moderada
3	1:1,000	100 – 999	1,000	Significante
4	1:10,000	1,000 – 9,999	10,000	Severa
5	1:100,000	10,000 – 99,999	100,000	Muy Severa

Tabla 4.12 Punto con bacterias productoras de ácido clasificados como severas

Muestra (Km)	Fecha	Viales Positivos (BSR)	Conteo BSR (UCF/ml)	Clasificación (BSR)	Viales Positivos (BPA)	Conteo BPA (UCF/ml)	Clasificación (BPA)
108+000	20/06/14	4	10,000	Severa	5	100,000	Muy Severa
110+000	20/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
112+000	20/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
114+000	20/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
116+000	23/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
118+000	23/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
120+000	23/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
122+000	23/06/14	5	100,000	Muy Severa	5	100,000	Muy Severa
124+000	23/06/14	4	10,000	Severa	5	100,000	Muy Severa
126+000	23/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
128+000	25/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
130+000	25/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
132+000	25/06/14	1	10	Baja	5	100,000	Muy Severa
134+000	25/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
136+000	25/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
138+000	25/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
140+000	28/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
142+000	28/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
144+000	28/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
146+000	28/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
148+000	28/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
150+000	28/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
152+000	30/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa
154+000	30/06/14	3	1,000	Significante	5	100,000	Muy Severa
156+000	30/06/14	2	100	Moderada	5	100,000	Muy Severa

Los resultados de las pruebas bacteriológicas determinaron el mayor número de viales positivos en las muestras de bacterias productoras de ácidos (BPA), tal como se observa en la figura 4.8.

No obstante, la presencia de bacterias no necesariamente se traduce en un proceso de corrosión.

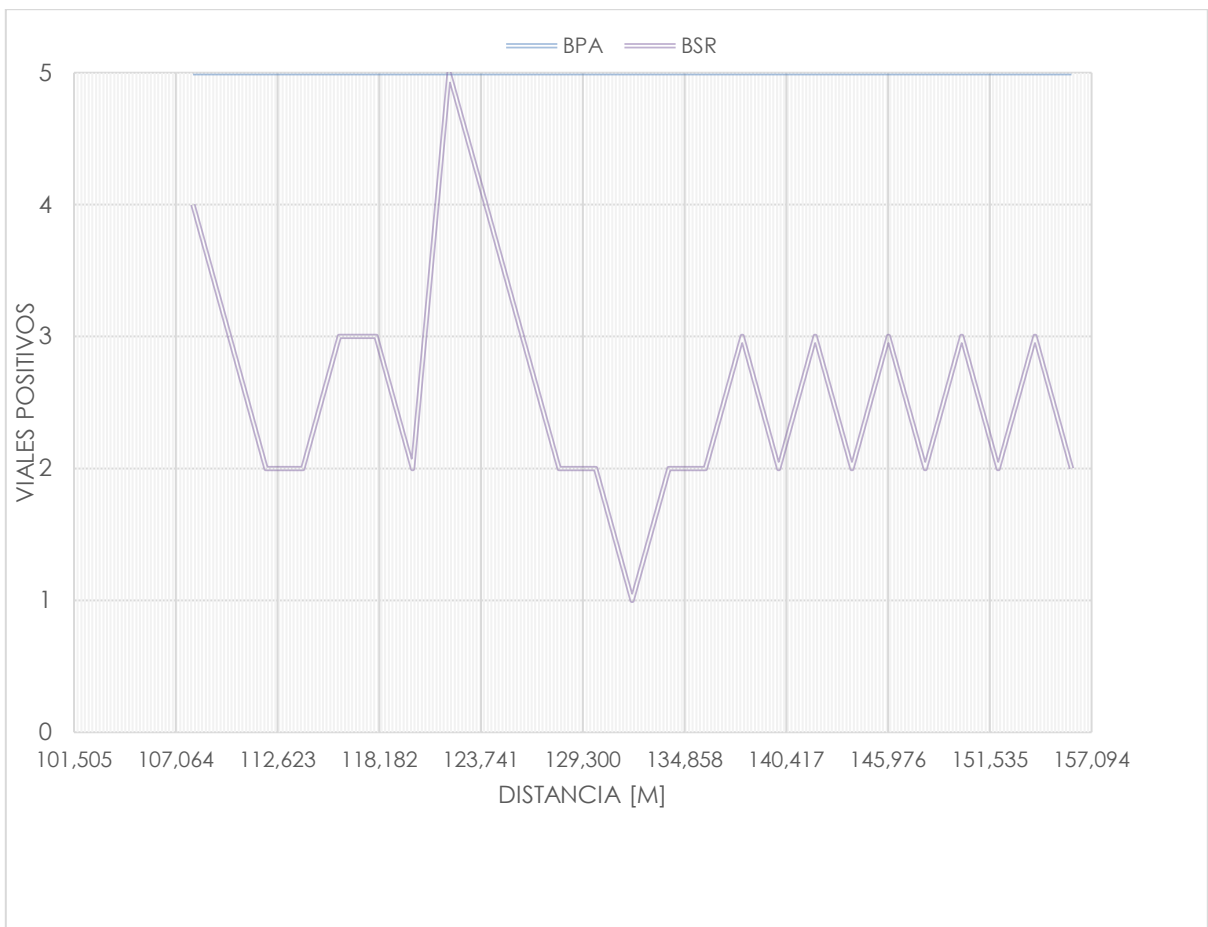


Figura. 4.8 Gráfica de viales positivos en bacterias productoras de ácido

Se puede observar que el parámetro más relevante para determinar la corrosividad de suelo en lo referente a las bacterias productoras de ácidos, es el pH, el cual reflejó valores que en su gran mayoría se encuentran por arriba de 6, lo cual no representa un suelo agresivo al ducto en términos de acidez.

Por otra parte, no existe un registro documental que indique evidencia de que la actividad microbiana presente sea causante de procesos corrosivos en la superficie del ducto.

Respecto a los niveles de bacterias sulfato reductoras, estos no son severos, por lo cual no es necesario adoptar criterios de protección catódica más estrictos al valor mínimo requerido de -0.850 V.

Sin embargo, para los casos en donde se encontraron niveles de mayor actividad de bacterias sulfato reductoras, se recomienda un monitoreo cercano de la integridad del ducto y de su recubrimiento, así como de los valores de potencial tubo-suelo dentro del criterio recomendado.

La figura 4.9. muestra la alineación de información de los levantamientos de Resistividad y pH del suelo, así como la presencia de bacterias en el mismo, donde se puede observar la estrecha interacción de las características del medio donde se encuentra alojado el ducto.

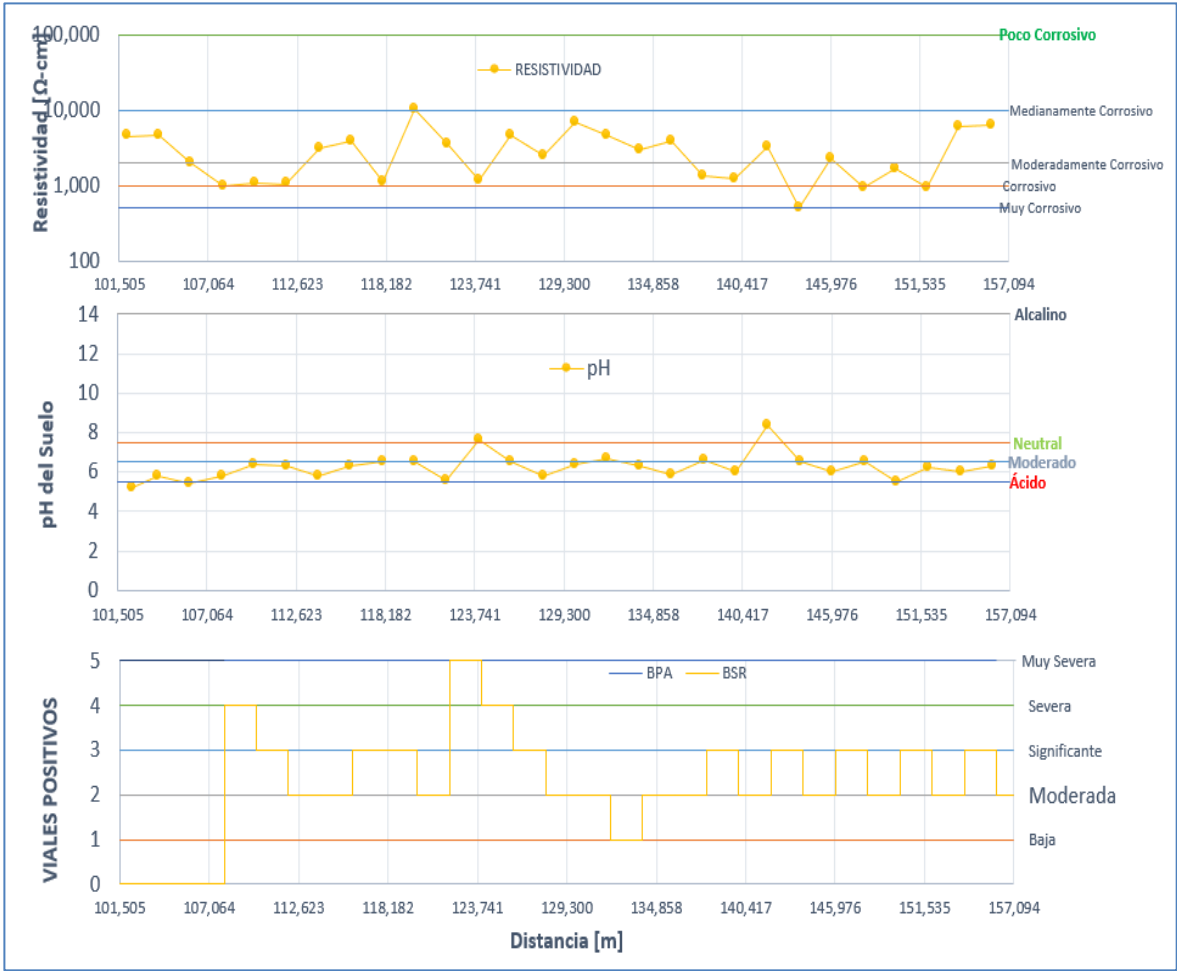


Figura. 4.9 Alineación de Información. Estudios de Resistividad, pH y Bacterias

4.4.2. Gasoducto de 12" D.N. Loma Larga-Salina Cruz

Se realizó la recopilación de las inspecciones realizadas en el sistema de tubería, las inspecciones fueron realizadas por la empresa COMESA, en el año 2014 (60).

La figura 4.10 es una representación gráfica de los resultados obtenido, en la medición de potenciales On y Off, para verificar el estado en que se encuentra el recubrimiento y el funcionamiento del sistema de protección catódica.

Los resultados mostrados en la figura 4.10, se observan zonas con potenciales menos electronegativos que -850mV (137). Por lo que se puede deducir la existencia de recubrimiento dañado, y la posibilidad de encontrar presencia de corrosión sobre el material. Las zonas identificadas en los recuadros sombreados, de acuerdo a este estudio son las zonas en donde estarían ubicadas las colonias de corrosión.

En el estudio CIS 2014 se determinó que el 59% de los potenciales en OFF "No" cumplen con el potencial mínimo requerido de -0.850 V que establecen las Normas de Referencia Nacionales e Internacionales para que exista protección catódica en el ducto. El 41% de los potenciales cumple el criterio antes mencionado.

En el levantamiento de Potenciales Tubo-Suelo, el 32% de los potenciales "No" cumplen con el potencial mínimo requerido de -0.850 V . El 68% de los potenciales cumple el criterio (138).

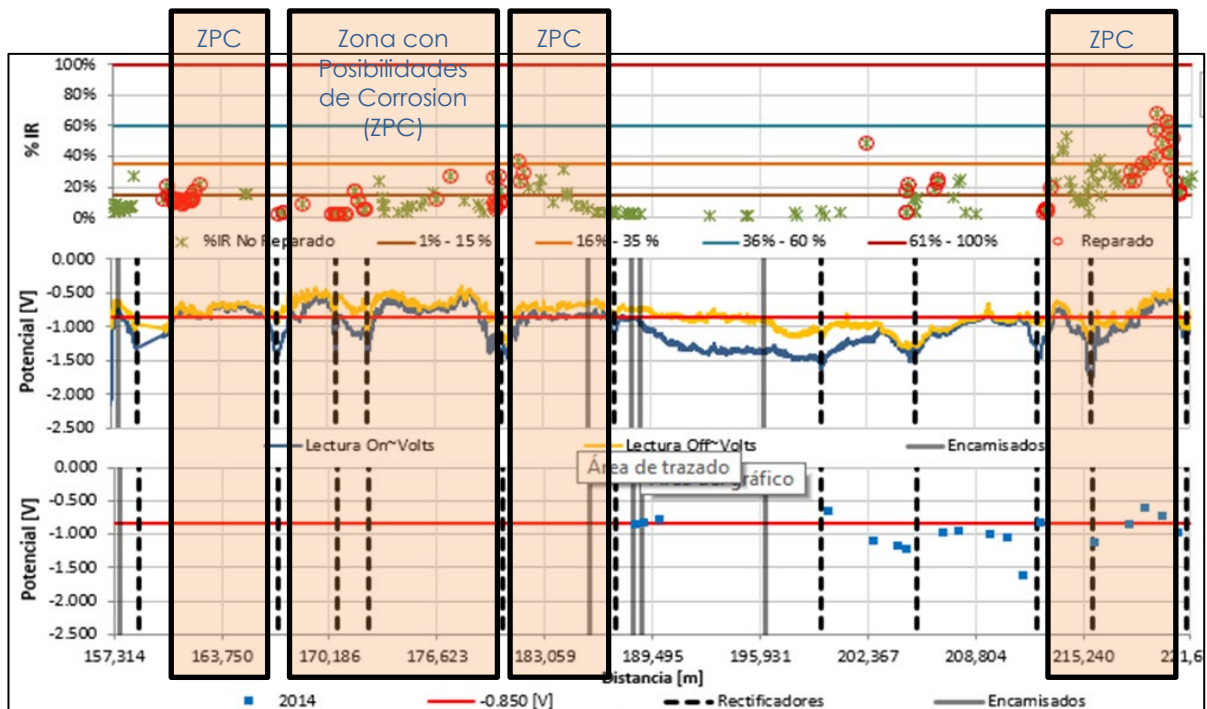


Figura. 4.10 Gráfica de lectura de resultados de inspección con CIS

En la tabla 4.13, se muestra un resumen de las lecturas tomadas durante la inspección con DCVG, categorizadas de acuerdo a su grado de importancias.

Tabla 4.13 Clasificación de los defectos del recubrimiento mediante la técnica DCVG

Categoría	Descripción (139)	Numero de Indicaciones
0-15 %IR	Características de pequeñas fallas en el recubrimiento. Tales fallas en el recubrimiento generalmente se pueden dejar sin reparar siempre que el CP de la tubería sea bueno y no existan demasiadas fallas pequeñas de recubrimiento en las proximidades.	131
>15-35%IR	Características de medianas fallas en el recubrimiento. Pueden requerir reparación dentro del programa de mantenimientos normal.	41
>35-70 %IR	Características de fallas medianas y largas en el recubrimiento. Estas fallas en el recubrimiento necesitan ser excavadas, inspeccionadas y reparadas, a mediano plazo, estableciendo una fecha para su atención.	21
>70-100 %IR	Características de Fallas largas e importantes. Atenciones inmediatas.	0

Se puede apreciar que no existen indicaciones que requieren atención inmediata, sin embargo, existen 22 indicaciones para atención programadas no mayor a 6 meses (140).

Por otra parte, se realizaron los levantamientos de Resistividad y pH del Suelo, así como la presencia de Bacterias en el mismo, con el propósito de estimar la corrosividad y agresividad del medio donde se encuentra alojado el ducto.

Para determinar el grado de corrosividad y agresividad del suelo, se consideraron los siguientes criterios (61).

- Muy Corrosivo: 0 – 500 ohm-cm.
- Corrosivo: 500 – 1,000 ohm-cm.
- Moderadamente Corrosivo: 1,000 – 2,000 ohm-cm.
- Poco Corrosivo: 2,000 – 10,000 ohm-cm.
- Muy Poco Corrosivo: > 10,000 ohm-cm.

Las lecturas de resistividad oscilan entre los 427.13 y 7,984.73 ohm-cm, por lo que se puede determinar que la resistividad del suelo a lo largo del ducto es de "Poco Corrosivo" a "Moderadamente Corrosivo".

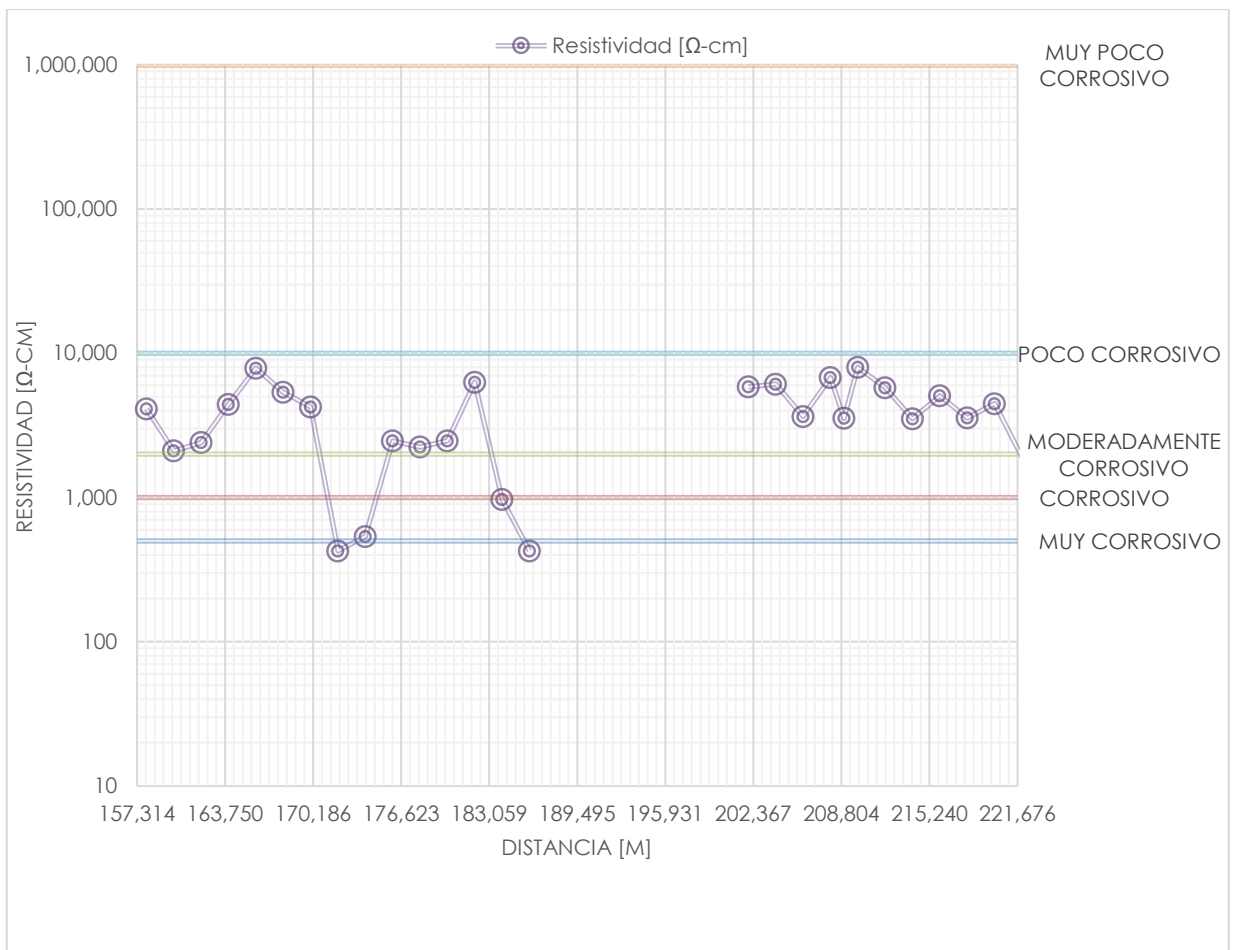


Figura. 4.11 Gráfica de Resistividad a lo largo del segmento Loma Larga Salina Cruz

Por otra parte, el pH del suelo se obtuvo mediante el uso de una celda de antimonio y considerando la escala de pH de una solución (62). La escala de pH es la siguiente:

- Alcalino: pH = 7 – 14.
- Neutro: pH = 7.
- Ácido: pH = 0 – 7.

La figura 4.12, muestra los niveles de pH, estos oscilan entre valores de 5.00 y 8.20, por lo que se puede determinar que el suelo donde se encuentra alojado el ducto es mayormente de tipo "Ácido".

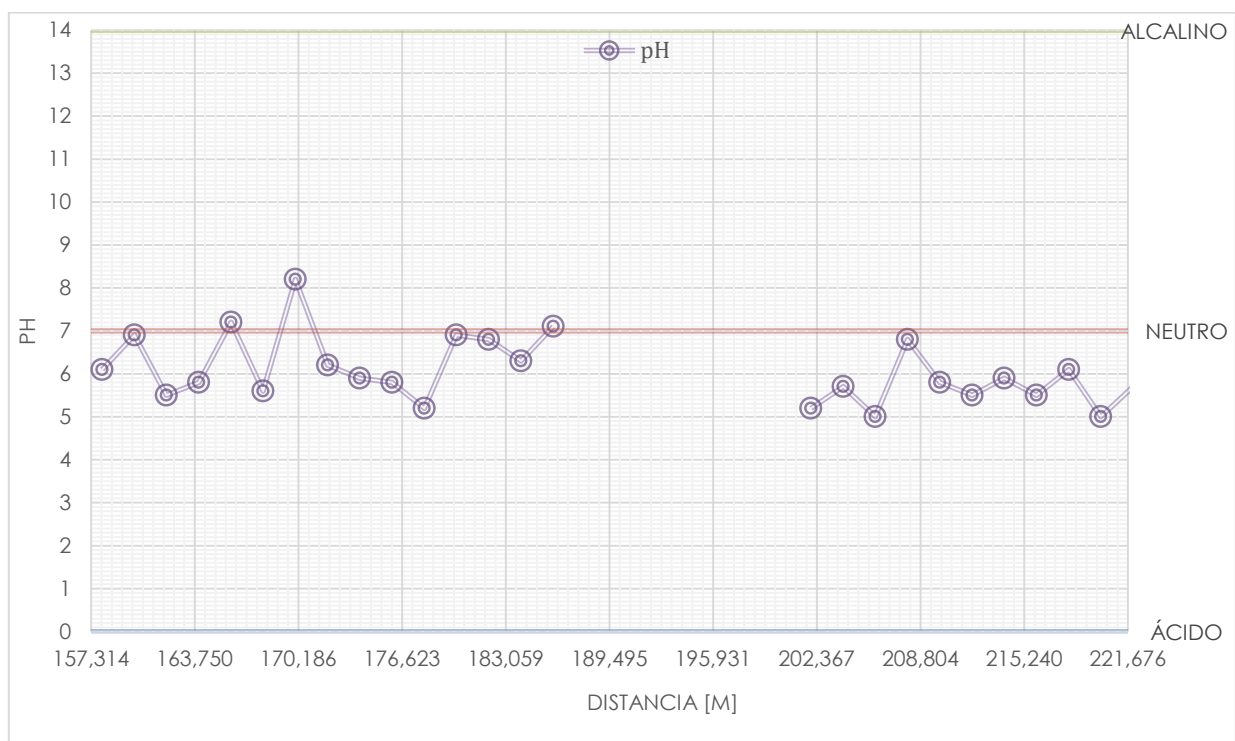


Figura. 4.12 Gráfica de pH sobre el DDV, del segmento Loma Larga salina Cruz

Otro factor que influye en el fenómeno de corrosión en los ductos, es la actividad bacteriana que puede existir tanto dentro del mismo ducto, como en el medio exterior al que se encuentra expuesto.

Existen dos tipos de bacterias que influyen en la probabilidad de ocurrencia de corrosión bajo actividad microbiológica, estas son: Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) y Bacterias Productoras de Ácidos (BPA) (63).

La detección y valoración de actividad microbiológica se realizó "In Situ" en distintos puntos a lo largo del D.D.V. siguiendo las recomendaciones de la American Petroleum Institute (API) Recommended Practice RP38, y The Standard Test Method, NACE TM 194-2004, de NACE International.

Los resultados de las pruebas bacteriológicas mostraron presencia tanto de bacterias productoras de ácido (BPA) como de bacterias sulfato reductoras (BSR) en el suelo muestreado, donde predominó la presencia de bacterias productoras de ácido (BPA), según el criterio de la tabla 4.14 (59).

Tabla 4.14 Criterios bacteriológicos

Número de Viales Positivos	Dilución Real de la Muestra	Vial Positivo indica (Bacterias/ml)	Bacterias reportadas por ml de muestra	Clasificación
1	1:10	1 – 9	10	Baja
2	1:100	10 – 99	100	Moderada
3	1:1,000	100 – 999	1,000	Significante
4	1:10,000	1,000 – 9,999	10,000	Severa
5	1:100,000	10,000 – 99,999	100,000	Muy Severa

La Tabla 4.15., Muestra los resultados de las pruebas bacteriológicas realizadas en el ducto, determinaron el mayor número de viales positivos en las muestras de bacterias productoras de ácidos (BPA).

No obstante, la presencia de bacterias no necesariamente se traduce en un proceso de corrosión.

Tabla 4.15 Resultados de las muestras tomadas para el análisis bacteriológico

MUESTRA A (KM)	FECHA	VIALES POSITIVOS (BSR)	CONTEO BSR	CLASIFICACIÓN (BSR)	VIALES POSITIVOS S (BPA)	CONTEO BPA	CLASIFICACIÓN (BPA)
			(UCF/ml)			(UCF/ml)	
158+000	30/06/14	2	100	MODERADA	5	100,000	MUY SEVERA
160+000	30/06/14	2	100	MODERADA	5	100,000	MUY SEVERA
162+000	30/06/14	4	10,000	SEVERA	5	100,000	MUY SEVERA
164+000	02/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
166+000	02/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
168+000	02/07/14	2	100	MODERADA	5	100,000	MUY SEVERA
170+000	02/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
172+000	02/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
174+000	04/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
188+000	04/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
190+000	04/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
192+000	04/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
202+000	04/07/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
204+000	04/07/14	4	10,000	SEVERA	5	100,000	MUY SEVERA
206+000	07/06/14	4	10,000	SEVERA	5	100,000	MUY SEVERA
208+000	07/06/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
214+000	07/06/14	2	100	MODERADA	5	100,000	MUY SEVERA
216+000	07/06/14	2	100	MODERADA	5	100,000	MUY SEVERA
218+000	07/06/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA
222+000	07/06/14	3	1,000	SIGNIFICANTE	5	100,000	MUY SEVERA

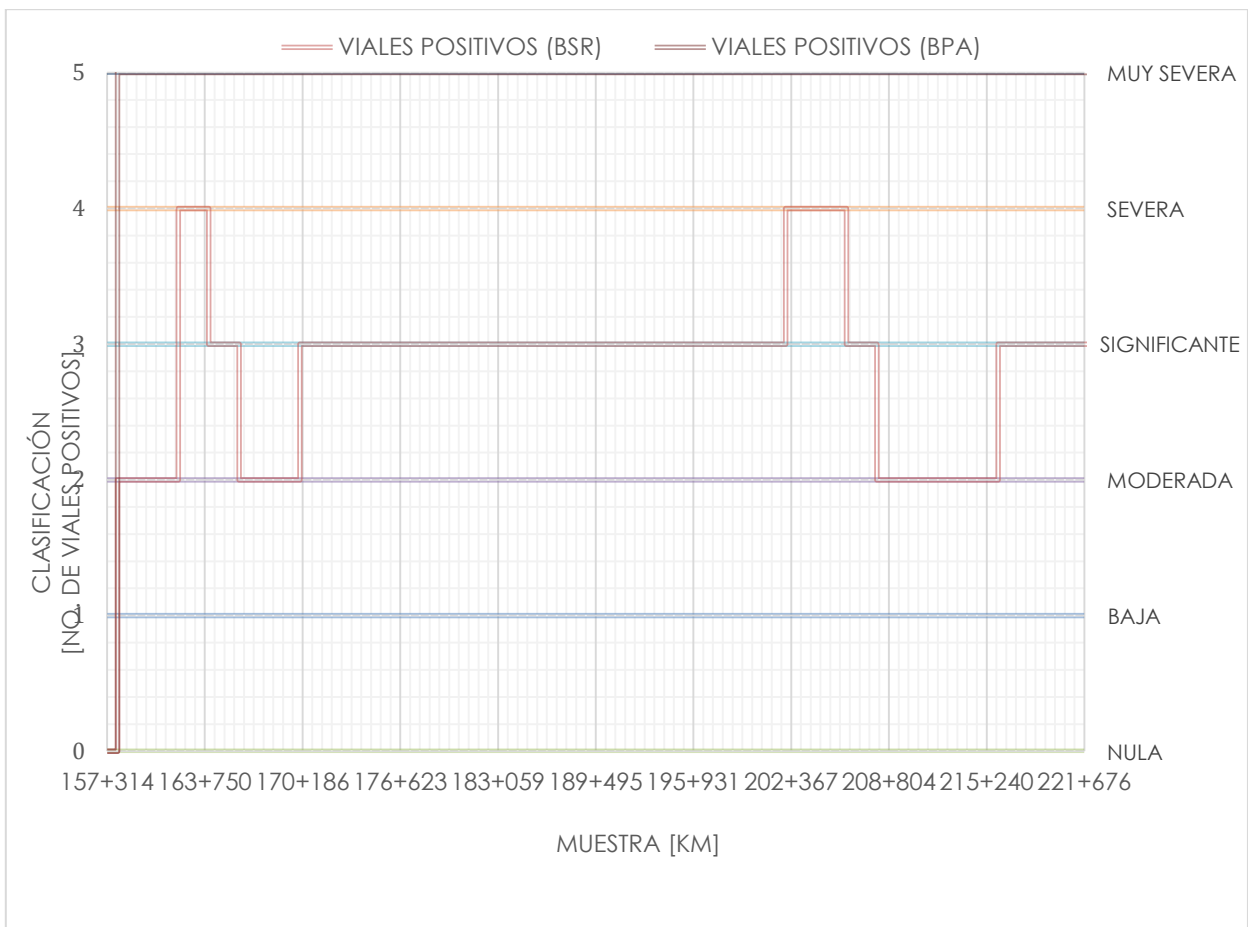


Figura. 4.13 Distribución de los resultados bacteriológicos a lo largo del DDV del Segmento Loma Larga Salina Cruz

En la figura 4.13, Se puede observar que el parámetro más relevante para determinar la corrosividad de suelo en lo referente a las bacterias productoras de ácidos, es el pH, el cual reflejó valores que en su gran mayoría se encuentran por arriba de 5.00, lo cual no representa un suelo agresivo al ducto en términos de acidez.

Por otra parte, no existe un registro documental que indique evidencia de que la actividad microbiana presente sea causante de procesos corrosivos en la superficie del ducto.

Respecto a los niveles de bacterias sulfato reductoras, estos no son severos, por lo cual no es necesario adoptar criterios de protección catódica más estrictos al valor mínimo requerido de -0.850 V.

Sin embargo, para los casos en donde se encontraron niveles de mayor actividad de bacterias sulfato reductoras, se recomienda un monitoreo cercano de la integridad del ducto y de su recubrimiento, así como de los valores de potencial tubo-suelo dentro del criterio recomendado.

En la figura 4.14. se muestra la alineación de información de los levantamientos de Resistividad y pH del suelo, así como la presencia de bacterias en el mismo, donde se puede observar la estrecha interacción de las características del medio donde se encuentra alojado el ducto.

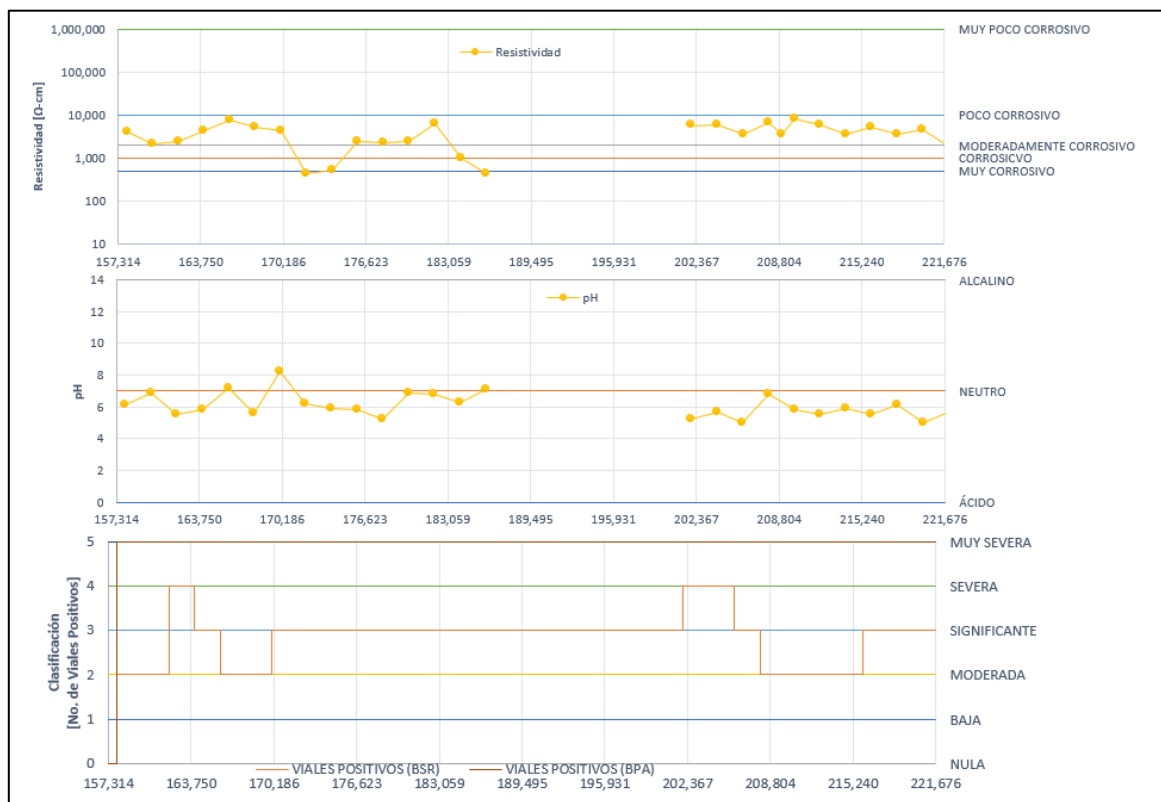


Figura. 4.14 Alineación de resultados de evaluaciones indirectas. Segmento Loma Larga Salina Cruz.

4.5. EXAMINACIÓN DIRECTA

La selección y priorización de los puntos para realizar las examinaciones directas se realizó de acuerdo a las guías establecidas el inciso 5.3 del estándar NACE SP0502-2010 considerándose básicamente los criterios siguientes:

- Se consideró al menos una examinación directa por cada zona ECDA

considerada en la etapa de pre-evaluación.

- Se consideraron principalmente las indicaciones clasificadas dentro de la categoría Severa, así como las principales concentraciones de las mismas.
- Si no se tenían indicaciones dentro de la categoría severa se consideraron las indicaciones dentro de la categoría moderada.
- Se identificó la indicación más severa, así como la mayor cantidad de indicaciones con categoría severa y moderada en la zona para determinar una longitud para examinación directa.
- Cuando se aplica ECDA por primera vez, una examinación directa adicional se lleva a cabo en la zona ECDA más probable a presentar corrosión externa.
- Si en las examinaciones directas para indicaciones con categoría moderada se identifican daños por corrosión externa con pérdida de metal mayor al 20% del espesor de pared, daños que amenazan la máxima presión de operación o que presenten pérdidas de metal mayores a las identificadas en las indicaciones con categoría severa en la zona ECDA, al menos una examinación adicional deberá ser considerada.

Se consideraron indicaciones en donde se identificaron zonas susceptibles a presentar corrosión interna de acuerdo a la metodología para ICDA, con la finalidad de aprovechar la examinación para ambas metodologías.

4.5.1. Gasoducto de 12" D.N. Donají-Loma Larga

De acuerdo los criterios considerados se seleccionaron 2 zonas para realizar las examinaciones directas considerando indicaciones con clasificación severa, así como las mayores concentraciones de dichas indicaciones en zonas específicas del ducto.

En la tabla 4.16, se muestra una relación de las zonas consideradas como críticas de los resultados de las evaluaciones indirectas.

Tabla 4.16 Zonas categorizadas como severas, con potenciales bajas

Inicia	Termina	Longitud	CIS on	CIS off	Categorización
109+847	109+856.000	12.000	-0.673	-0.606	Severa
110+349.00	111+187.000	838.000	-0.647	-0.605	Severa

Se realizó evaluación directa, haciendo excavaciones en los puntos (kilometrajes) identificados como severas, para verificar la confiabilidad de los datos, Obteniéndose los resultados descritos en la tabla 4.17.

Tabla 4.17 Resultados de las evaluaciones directas

DESCRIPCION	Anomalía 1 (64)		Anomalía 2 (65)		Anomalía 3 (66)		Anomalía 4 (67)	
	ECDA	ILI	ECDA	ILI	ECDA	ILI	ECDA	ILI
Tipo	CE	CE	CE	CE	CE	CE	CE	CE
ubicación km	109+848	109+848.5	109+855	109+856	110+415	110+415	110+980	110980
longitud Defecto (m)	NA	0.25	NA	0.15	NA	0.1	NA	0.3
profundidad	NA	0.094	NA	0.112	NA	0.064	NA	0.110
Espesor	NA	0.220	NA	0.210	NA	0.310	NA	0.312
Horario	NA	10:00	NA	03:00	NA	04:30	NA	10:00
Estado del recubrimiento	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado
Espesor de Recubrimiento (plg)	0.070		0.059		0.070		0.088	
Ph	6.8		6.2		6.4		5.1	
Resistividad [Ω -cm]	1085.4		2035.13		1055.25		1105.5	
Presencia de Humedad (Si, No)	Si		No		No		Si	
Porcentaje de Coincidencia	90%	88%	75%	89%	90%	96%	95%	88%

Para obtener el porcentaje de coincidencia, de tomaron en cuentas los siguientes datos.

- Para el caso de ECDA: voltaje, pH, ubicación, resistividad, presencia de corrosión externa.
- Para el caso de ILI: Ubicación, longitud del defecto, profundidad, horario técnico, espesor de tubería, y tipo de anomalía.

En las evaluaciones directas se puede apreciar que, en las verificaciones en campo descritos en la tabla 4.18, existe una coincidencia superior al 80%.

Tabla 4.18 porcentajes de coincidencias de las indicaciones de los estudios ECDA e ILI.

Metodología	Porcentaje de coincidencia (%)
ECDA	87.5
ILI	90.25
Promedio	88.87

Considerando los datos obtenidos en las evaluaciones directas mostradas en la tabla 4.17, se realizó un análisis matemático calcular el esfuerzo remanente, considerando la presión máxima de operación siguiendo el procedimiento establecidos en el código de ASME 31G. obteniendo los resultados descritos en la tabla 4.20.

Tabla 4.19 Resultados de la evaluación de pérdidas de metal, con los criterios de ASME b31G y 31G modificado para calcular los esfuerzos remanentes y tiempo de vida remanente

UBIC-KM	TIPO ANO M.	D (Pulg.)	t (Pulg.)	d (Pulg.)	tr	L (Pulg.)	CRITERIO	P' (psi)	P' (kg/cm ²)	VIDA REMANENTE TVR (AÑOS)
109848	CE	12	0.220	0.094	0.126	10.00	ASME 31 G Mod.	1561.86	109.84	-5.00
109855	CE	12	0.210	0.112	0.098	5.90	ASME 31.G	1429.35	100.52	-9.94
110415	CE	12	0.310	0.064	0.246	3.90	ASME 31.G	2722.31	191.44	35.78
110980	CE	12	0.312	0.110	0.202	11.80	ASME 31 G Mod.	2404.11	169.07	11.62

Donde:

D es el diámetro de la tubería

t es el espesor en zona sana

d es la profundidad de la anomalía

tr es el espesor remanente

L es la longitud del defecto

P' es la presión segura de operación

TVR es tiempo de vida remanente en años

4.5.1. Gasoducto de 12" D.N. Loma Larga Salina Cruz

De acuerdo los criterios considerados se seleccionaron 2 zonas para realizar las exámenes directos considerando indicaciones con clasificación severa, así como las mayores concentraciones de dichas indicaciones en zonas específicas del ducto. En la tabla 4.20, se muestra una relación de las zonas consideradas como críticas de los resultados de las evaluaciones indirectas.

Tabla 4.20 Zonas categorizadas como severas, con potenciales bajas

Inicia	Termina	Longitud	CIS on	CIS off	Categorización
163,333	179,146	15,813	-0.630	-0.543	Moderada
209,609	209,628	19	-0.682	-0.662	Moderada
218,944	218,964	20	-0.687	-0.594	Moderada
219,245	222,620	3,375	-0.617	-0.558	Moderada

Se realizó evaluación directa, haciendo excavaciones en los puntos (kilometrajes) identificados como severas, para verificar la confiabilidad de los datos, Obteniéndose los resultados descritos en la tabla 4.21.

Tabla 4.21 Resultados de las evaluaciones directas

DESCRIPCIÓN	Anomalía 1 (68)		Anomalía 2 (69)		Anomalía 3 (70)		Anomalía 4 (71)	
	ECDA	ILI	ECDA	ILI	ECDA	ILI	ECDA	ILI
Tipo	CE	CE	CE	CE	CE	CE	CE	CE
ubicación km	164+4 38	164+4 38	209+6 15	209+6 15	218+95 1.5	218+9 51	221+1 45	221+1 45
longitud Defecto (m)	NA	0.54	NA	0.89	NA	1.05	NA	0.65
profundidad	NA	0.087	NA	0.109	NA	0.176	NA	0.125
Espesor (plg)	NA	0.219	NA	0.250	NA	0.375	NA	0.219
Horario	NA	06:00	NA	11:00	NA	03:30	NA	10:00
Estado del recubrimiento	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado	Dañado
Espesor de Recubrimiento (plg)	0.040		0.039		0.060		0.068	
Ph	5.8		6.8		6.10		5.7	
Resistividad [Ω -cm]	2406.9 8		3542.6 3		3567.75		4472.2 5	
Presencia de Humedad (Si, No)	Si		No		No		Si	
Porcentaje de Coincidencia	70%	80%	95%	92%	95%	91%	85%	85%

Para obtener el porcentaje de coincidencia, de tomaron en cuentas los siguientes datos.

- Para el caso de ECDA: voltaje, pH, ubicación, resistividad, presencia de corrosión externa.
- Para el caso de ILI: Ubicación, longitud del defecto, profundidad, horario técnico, espesor de tubería, y tipo de anomalía.

En las evaluaciones directas se puede apreciar que, en las verificaciones en campo descritos en la tabla 4.22, existe una coincidencia superior al 80%.

Tabla 4.22 porcentajes de coincidencias de las indicaciones de los estudios ECDA e ILI

Metodología	Porcentaje de coincidencia (%)
ECDA	86.5
ILI	87
Promedio	86.6

Considerando los datos obtenidos en las evaluaciones directas mostradas en la tabla 4.21, se realizó un análisis matemático calcular el esfuerzo remanente, considerando la presión máxima de operación siguiendo el procedimiento establecidos en el código de ASME 31G. obteniendo los resultados descritos en la tabla 4.23.

Tabla 4.23 Resultados de la evaluación de pérdidas de metal, con los criterios de ASME b31G y 31G modificado para calcular los esfuerzos remanentes y tiempo de vida remanente

UBIC-KM	TIPO ANO M.	D (Pulg.)	t (Pulg.)	d (Pulg.)	tr	L (Pulg.)	CRITERIO	P' (psi)	P' (kg/cm ²)	VIDA REMANENTE TVR (AÑOS)
164438	CE	12	0.219	0.087	0.132	21.26	ASME 31 G Mod.	1558.63	109.61	-3.81
209615	CE	12	0.250	0.109	0.141	5.90	ASME 31 G Mod.	1866.71	131.27	-1.14
110415	CE	12	0.375	0.176	0.199	41.00	ASME 31 G Mod.	2391.68	168.19	6.87
110980	CE	12	0.219	0.125	0.094	25.00	ASME 31 G Mod.	1219.30	85.75	-9.65

Donde:

D es el diámetro de la tubería

t es el espesor en zona sana

d es la profundidad de la anomalía

tr es el espesor remanente

L es la longitud del defecto

P' es la presión segura de operación

TVR es tiempo de vida remanente en años

4.6. POST-ELVALUACION

En este apartado debería considerarse las siguientes actividades:

- Análisis causa raíz.
- Determinación de métodos de mitigación.
- Re priorización.
- Cálculo de vida remanente.
- Definición de intervalos de reevaluación.

4.6.1. Análisis de causa raíz

Es importante identificar mediante un análisis causa raíz, la existencia de cualquier corrosión encontrado durante la etapa de examinación directa, este podría incluir un sistema de protección catódica adecuada.

Si el análisis causa raíz no es el adecuado para descubrir el origen de las fallas, es importante considerar otros métodos. Sin embargo, el objetivo de la investigación no es realizar un análisis causa raíz de las para determinar los factores que ocasionan la corrosión en sistema de tubería enterrada, si no valorar la efectividad de la metodología ECDA para garantizar la integridad mecánica de un sistema de tubería.

4.6.2. Cálculo de vida remanente

Las anomalías más relevantes y severa han sido excavada, para realizar el cálculo de vida remanente en las zonas corroídas. Dichos cálculos se muestran en las tablas 4.19 y 4.23, registro de evaluaciones directas en campo, de cada segmento.

4.6.3. Re-inspección

Cuando se encuentran defectos de corrosión durante las evaluaciones directas, la máxima intervalo de reevaluación para cada región ECDA se tomará como una mitad la vida remanente calculada. El máximo intervalo de reevaluación puede estar aún más limitado por documentos como ASME 831.41 y ASME 831.8.2. Las tablas 4.24 y 4.25 describen los cálculos obtenidos con relación a periodo máximo de re-inspección.

Tabla 4.24 Cálculo de periodo de re-inspección del segmento Donají -Loma Larga

Cálculo de periodo de Re-inspección ASME B31.8S - 2014					
Descripción	Tramo Donají - Loma Larga				
El cálculo del % de SMYS se realizó como se indica a continuación:	POP Actual [Kg/cm ²]	POP Actual [psi]	Diámetro [pulgadas]	Espesor [pulgadas]	SMYS Calculado [psi]
SMYS CALCULADO = (POP Actual / Diámetro) / (2 * Espesor)	52.02	739.90	12	0.219	20271.27
*Para este cálculo se consideró el mínimo espesor reportado en las exámenes directos	SMYS Diseño [psi]	%SMYS			
%SMYS= SMYS Calculado/ SMYS de Diseño	52000.00	38.98%			
Para el cálculo de la relación Pf/MPOP se consideró:	PF [Kg/cm ²]	PF [psi]			
Pf = presión de falla mínima a lo largo del tramo sin considerar las anomalías ya reparadas a la fecha actual	111.75	1589.41	Periodo de reinspección 5 años a partir del año de inspección		
MPOP=Máxima Presión de Operación Permisible establecida en el formato MPOP	MPOP [Kg/cm ²] 68.50	MPOP [psi] 974.30			

Tabla 4.25 Cálculo de periodo de re-inspección del segmento Loma Larga – Salina Cruz

Cálculo de Periodo de Re-inspección por ASME B31.8S - 2009					
Descripción	GSD. 12" D.N. Loma Larga - Salina Cruz				
El cálculo del % de SMYS se realizó como se indica a continuación:	POP Actual [Kg/cm ²]	POP Actual [psi]	Diámetro [pulgadas]	Espesor [pulgadas]	SMYS Calculado [psi]
SMYS CALCULADO = (POP Actual/Diámetro) / (2*Espesor)	40.83	580.74	12	0.219	15,910.72
Para este cálculo se consideró el mínimo espesor reportado por el equipo instrumentado %SMYS = SMYS Calculado/SMYS de Diseño	SMYS Diseño [psi]	%SMYS			
	52,000	30.60%			
Para el cálculo de la relación Pf/MPOP se consideró:	Pf [Kg/cm ²]	Pf [psi]			
Pf = Presión de falla mínima a lo largo del tramo sin considerar las anomalías ya reparadas a la fecha actual	90.41	1,286.00	Periodo de Reinspección		
MPOP = Máxima Presión de Operación Permisible establecida en el formato MPOP	MPOP [Kg/cm ²]	MPOP [psi]	5 años a partir del año de inspección		
	83.20	1,183.39			

Debido a que el enfoque de estudio, es conocer la efectividad de la metodología ECDA en comparación a la inspección con equipo instrumentado, como un proceso capaz de garantizar la integridad mecánica de un sistema de transporte de hidrocarburo. Los puntos mencionados anteriormente no se llevaron a cabo, ya que no generan impacto significativo en los resultados.

4.7. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

4.7.1. Gasoducto de 12" D.N. Donají-Loma Larga

En la figura 4.15 se alinean los resultados de los estudios con diablos instrumentados y los resultados de las inspecciones indirectas, e donde se pueden observar las zonas con corrosión externa, los puntos coincidentes de corrosión.

En la tabla 4.26, se comparan los números de puntos con posibilidades de corrosión externas de acuerdo a los resultados de cada tipo de inspección, teniendo una diferencia del 74%, obteniendo mayor número de indicaciones en la inspección interior (Diablo instrumentado).

Tabla 4.26 Número de indicaciones encontradas por cada método, caracterizadas como pérdida de metal (Corrosión)

Segmento	Punto con posibilidades de corrosión externa	
	ILI	ACDA
Donají – Loma Larga	831	122
	87.8%	12.2%

La tabla 4.27, se realiza una comparación de la longitud de la tubería afectada por la corrosión; de acuerdo con la figura 4.15, existen sincronización en los resultados mostrados por las evaluaciones indirectas con respecto a los registrados por la inspección interior. Los puntos coincidentes son los 4 puntos.

Tabla 4.27 Zonas de coincidencia con reportes de indicaciones, identificadas como pérdida de metal (Corrosión Externa)

Zonas Afectadas por CE	Inicio	Fin	Longitud Coincidente	% de Longitud Total
1	109981	121641	11660	21%
2	128408	135893	7485	14%
3	147297	150929	3632	7%
4	154034	154552	518	1%
			23295	42%

Se puede observar que existe una coincidencia de tal solo 42% de los resultados obtenidos en los diferentes métodos de evaluación de la integridad de ducto.

4.7.2. Gasoducto de 12" D.N. Loma Larga-Salina Cruz

En la figura 4.16. anterior se alinean los resultados de los estudios con diablos instrumentados y los resultados de las inspecciones indirectas, en donde se pueden observar las zonas con corrosión externa, los puntos consientes de corrosión.

En la tabla 4.28, se comparan los números de puntos con posibilidades de corrosión externas de acuerdo a los resultados de cada tipo de inspección, teniendo una diferencia del 91%, obteniendo mayor número de indicaciones en la inspección interior (Diablo instrumentado).

Tabla 4.28 Número de indicaciones encontradas por cada método, caracterizadas como pérdida de metal (Corrosión)

Segmento	Punto con posibilidades de Corrosión externa	
	ILI	ACDA
Donají – Loma Larga	4477	216
	95.90%	4.1%

La tabla 4.30, se realiza una comparación de la longitud de la tubería afectada por la corrosión; de acuerdo con la figura 4.16, existen coincidencia en los resultados mostrados por las evaluaciones indirectas con respecto a los registrado por la inspección interior. Son 6 punto coincidentes con presencia de corrosión en ambos estudios.

Tabla 4.29 Zonas de coincidencia con reportes de indicaciones, identificadas como pérdida de metal (Corrosión Externa)

Zonas Afectadas por CE	Inicio (m)	Fin (m)	Longitud Coincidente (m)	% de Longitud Total
1	161,139	167,111	5,972	9%
2	168,125	170,693	2,568	4%
3	171,304	180,544	9,240	14%
4	181,560	187,292	5,732	9%
5	213,593	214,597	1,004	2%
6	215,777	221,050	5,273	8%
			29,789	46%

Se puede observar que existe una coincidencia de tal solo 46% d los resultados obtenidos en los diferentes métodos de evaluación de la integridad de ducto.

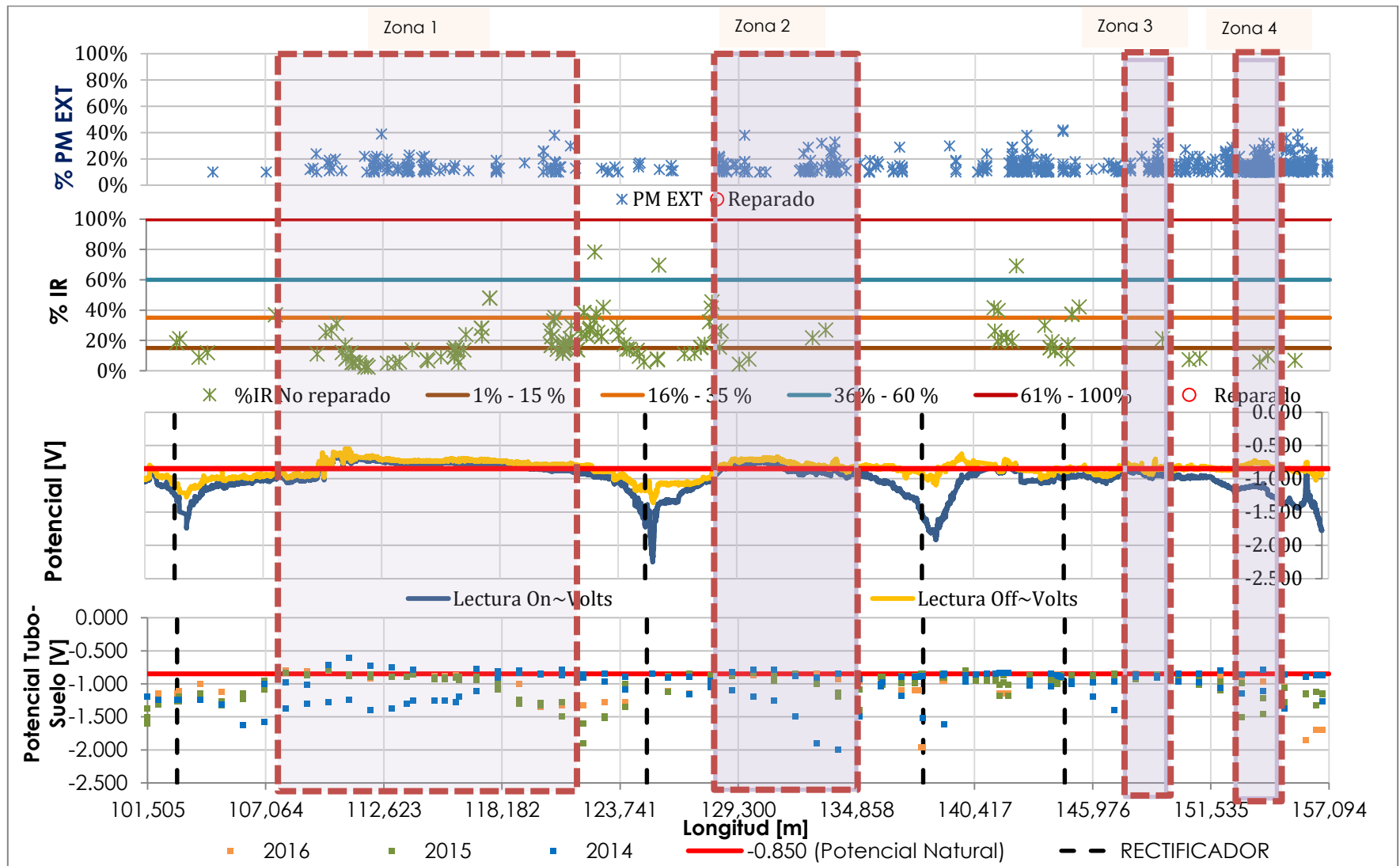


Figura. 4.15 Alineación de resultados correspondiente al segmento Donají - Loma Larga

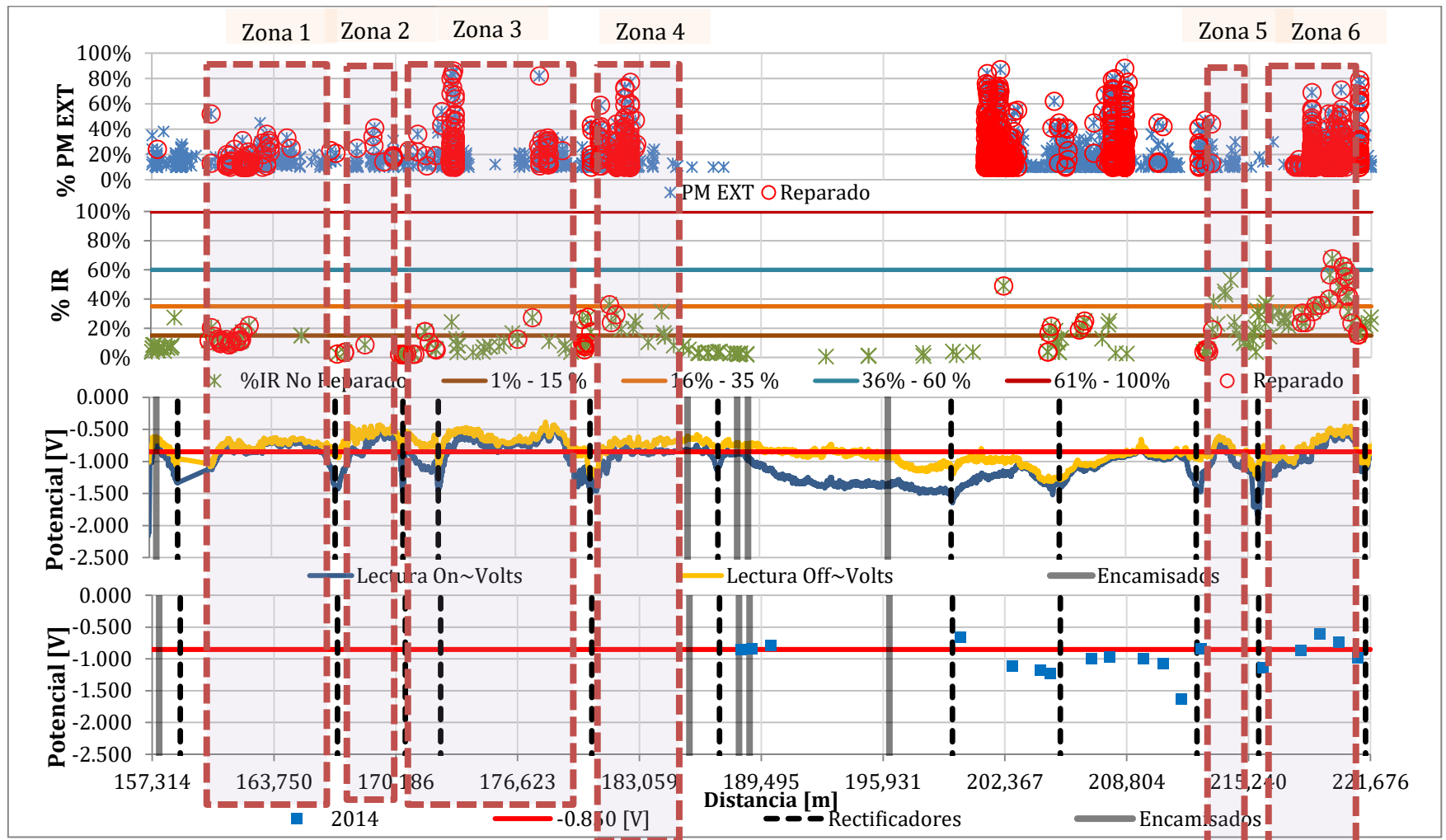


Figura. 4.16 Alineación de resultados correspondiente al segmento Loma Larga – Salina Cruz

CONCLUSIONES

- El proceso ECDA solo es una herramienta eficaz para evaluar la integridad de tuberías que no pueden ser inspeccionadas con diablos instrumentados, siempre y cuando este complementado con otros métodos de inspección, como son inspección muestral u ondas guiadas; ya que a pesar de que es capaz de detectar zonas susceptibles a corrosión, no garantiza la integridad del sistema de tubería.
- Cuando es aplicada correctamente el proceso ECDA puede proveer una gran cantidad de información útil en la efectividad de los procedimientos de administración de la integridad del sistema de tuberías.
- El uso de la metodología ECDA, es una buena herramienta que apoya en la interpretación de las condiciones en que se encuentra la protección de la tubería, y sobre todo, en sus condiciones físicas, ya que estos datos nos ayudan a clasificar los niveles de riesgos, permitiendo un diagnóstico de la criticidad de los daños encontrados en los estudios de evaluaciones indirectas.
- La metodología ECDA puede llegar a ser muy complejo, ya que depende mucho de informes históricos del sistema de tubería, siendo un método comparativo para determinar la eficacia del estudio.
- El grado de certidumbre o confiabilidad de la metodología ECDA, sería más alto, si todas indicaciones son sometidas a investigación, mediante la excavación y evaluaciones directas.
- La metodología ECDA es eficaz si es aplicado a los sistemas de tubería, desde su construcción, llevando un buen manejo de la información. Ya que con ello se podrían monitorear las anomalías desde su origen.
- Existen regiones coincidentes en la comparación de los datos obtenidos en la inspección con diablos instrumentado contra los datos de las inspecciones indirectas CIS, DCVG en un 86%.
- Las evaluaciones de la integridad mediante la aplicación de la metodología NACE 502 a sistemas de tubería de transporte de gas, es una metodología complementaria, a otras recomendadas por las normas ASME 31.8S y API 1160, para validar la integridad mecánica de los sistemas de tuberías (ductos).

APORTACIÓN DE LA TESIS

Tanto para el operador de los sistemas de tuberías como para los encargados de mantenimiento de los mismos, es importante implementar un programa de mantenimiento adecuado a las necesidades de operación. Mantener la integridad mecánica o la sanidad de este, es importante para evitar pérdidas en la operación. Este trabajo permite a empresas encargadas de evaluar la integridad mecánica de los sistemas de tubería, discernir la adecuada aplicación de la metodología descrita por NACE RP 502, y las limitaciones de la misma, al aplicarlas en tuberías con muchos años de operaciones y sin registro de mantenimiento o considerados no inspeccionables con equipos conocidos como diablos instrumentados. Además, considerar otras metodologías para la evaluación volumétrica, que permita detectar las amenazas existentes en el sistema de tubería, aquellas que no se son detectadas por los métodos sugeridos por NACE 502.

RECOMENDACIONES

- Se deben considerar una reinspección de las líneas estudiadas, por lo menos una vez al año.
- Establecer un programa de mantenimiento para la reparación de las zonas con presencia de corrosión activa.
- Se debe realizar la inspección de recubrimiento de tubería enterrada (DCVG) principalmente en las zonas donde se concentran las indicaciones por corrosión externa y de acuerdo al historial de funcionamiento del sistema de protección catódica, derivado que la antigüedad del estudio es de 3 años a la fecha actual.
- Se debe contar con las coordenadas de los postes de registro de potencial, con la finalidad de tener una referencia geográfica de los potenciales registrados.
- Se debe realizar estudios de pH y Resistividad a lo largo de la trayectoria del ducto, con la finalidad de soportar el nivel de corrosividad del medio.
- Se debe completar el registro de las reparaciones realizadas en el ducto con sus respectiva ubicación y coordenada geográfica, con la finalidad de tener un control de todas aquellas indicaciones.
- atendidas y verificar el estado en el que se encuentran ya que es un insumo importante para el diagnóstico de integridad del ducto.
- Se debe contar con coordenadas geográficas en los elementos principales que forman parte del sistema de transporte: Instalaciones Superficiales, Sistemas de Protección Catódica (SPC), Cruces, Pasos Aéreos, Deslaves, entre otros; para tener una mejor referencia de su ubicación con respecto a los estudios directos e indirectos realizados y homologar los kilometrajes referenciados con el ILL.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Clarion. The Journal of Pipeline Engineering. Surverys Ltd: Technical Publisher, 2009. Vol. 8.
- [2]. Millar, Dr. Peter McClean. Asset Integrity Management Handbook. s. l. : Flying Doctor Production, 2015.
- [3]. SINGH, RAMESH. Pipeline Integrity Handbook Management and Evaluation. Oxford, UK: GPP, 2014. 9780123878250.
- [4]. Mexicanos, Petróleos. Portal Petróleos Mexicano. [En línea] Pemex, 2016. www.pemex.com.
- [5]. Pemex Pas y Petroquímica Básica. [En línea] Pemex, 2011. www.gas.pemex.com.mx.
- [6]. ASME. Managing System Integrity of Gas Pipeline. New York USA: ASME, 2014.
- [7]. Bardal, Einar. Corrosion and Protection. Springer London: s.n., 2004. 18523337583.
- [8]. R., Roberge Perrie. Handbook of Corrosion engineering. New York, USA: McGraw Hill, 2000. 00707655162.
- [9]. Producer, Canadian Association of Petroleum. Mitigation External, Corrosion on buried Pipeline Systems. Canadá: CAPP, 2009.
- [10]. A Practical Approach in Pipeline Corrosion Modelling: Part 1 Long Term Integrity Forecasting. Nicoletti, Ericha S.M., Diaz Ricardo. UK: Scientific Survey Ltd, 2009. 17532116.
- [11]. Bianchetti, Ronald L. Peabody's Control of Pipeline Corrosion. Texas, USA: NACE, 2001. 1575900920.
- [12]. The Application of Macro Modeling Concept for the Soil/Coating External Corrosion for ECDA Process by Using Statical tool. Yajima, A., Liang, R. y Otros, H.Rivera y. Texas USA : NACE, 2014. 20144412.
- [13]. Challenges In The Application Of DCVG Survey To Predict Coating Defect Size On Pipeline. Artech, F. Anes, yu, K. y U., Bharadway. 3, UK: s.n., 2017, Vol. 68.
- [14]. Interpretation and Selection of indirect examination Locatations with respect to ECDA Metodology. Onouba, C., McDonnell, S. y Wegner, M. Texas USA: NACE, 2017.
- [15]. Mexicana, Norma Oficial. Administración de la Integridad de ductos de Recolección y transporte de hidrocarburos. Normatividad. México: SESH, 2010. NOM-027-SESH-2010.
- [16]. Institute, American Petroleum. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline. USA: API, 2013. Vol. 2da Edición, API 1160.

- [17]. PEP, PEMEX. Plan de Administración de la Integridad. PEP-PAID-2002. México: s.n., 2011.
- [18]. Wiley, John. Oil and Gas Pipeline. Integrity and Safety Handbook. Canada: R. Winton Revie, 2015.
- [19]. Tiratso, J.N.H-. Pipeline Pigging Technology. USA: Naylor Printer, 1992. 0872014266.
- [20]. Mexicano, Petróleos. NRF-030-PEMEX-2009. Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de ductos terrestres para el transporte y recolección de hidrocarburos. México: PEMEX, 2009.
- [21]. Mexicano, Petróleos. NRF-060-PEMEX-2012. Inspección de ductos de Transporte Mediante Equipo Instrumentado. México: Pemex, 2012.
- [22]. Otegui, Jose Luis y Rubertis, Esteban. Cañería y Recipientes Sujetos a Presión. Mar de la Plata Argentina: EUDEM, 2008. 9789871371181.
- [23]. ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York USA: ASME, 2014.
- [24] Evans, Ulik R. Corrosiones Metálicas. México. Reverte. 2003. 9788429160444
- [25]. PE, Philip A. Schweitzer. Metallic Materials. Pensilvania USA: Marcel Dekker Inc, 2003. 0824708784.
- [26]. Bianchetti, Ronald L. Peabody's Control of Pipeline Corrosión. Texas, USA: NACE, 2001. 1575900920.
- [27]. Bardal, Einar. Corrosion and Protection. Springer London: s.n., 2004. 18523337583.
- [28]. Parker, Marshal E. Pipeline Corrosion Engineering. USA: Gulf Professional, 1999. 0872011496.
- [29]. R., Roberge Perrie. Handbook of Corrosion Engineering. New York, USA: McGraw Hill, 2000. 00707655162.
- [30]. Morral, Jimeno y Molera. Metalurgia General. Tomo 2. México. Reverte. 2004. 842916073-6.
- [31]. Gomez De León, Félix Cesáreo. Manual Básico de Corrosión para Ingenieros. Colombia, 2006. 8483715066.
- [32]. A Practical Approach in Pipeline Corrosion Modelling: Part 1 Long Term Integrity Forecasting. Nicoletti, Ericha S.M., Diaz Ricardo. UK: Scientific Survey Ltd, 2009. 17532116.
- [33]. Starosvetsky, J. Ramon y Starosvetsky, R. Identification of Microbiologically influenced corrosion (MIC) in Industrial Equipment Failures. UK: Elsevier, 2007.

- [34]. Antaki., George A. Piping and Engineering. USA: Congress Cataloging, 2009. 0824709640.
- [35]. Andrade, S. Feliu y M.C. Corrosión y Protección Metálica. Madrid, España: CSIC, 1999. 8400071417.
- [36]. National Association of Corrosion Engineers NACE INTERNATIONAL. Control of external Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NACE SP0169. Texas USA: NACE Corporate, 2013.
- [37]. Sivasankar, B. Engineering Chemistry. Delhi: Mc Graw Hill, 2008. 9780070669321.
- [38]. Starosvetsky, J. Ramon y Starosvetsky, R. Identification of Microbiologically influenced corrosion (MIC) in Industrial Equipment Failures. UK: Elsevier, 2007.
- [39]. Renzo, D.J. De. Corrosión Resistant Material Handbook. USA: Noyes Data Corporation, 1985.
- [40]. Pancornbo, Francisco J. Corrosión, Degradación y envejecimientos de los materiales empleados en la construcción. España: Marcombo, 2011. 9788426715760.
- [41]. García, Jose, Navarro, Jose y Agueda., Eduardo. Tratamiento y recubrimiento de superficie. España: Gráficas Rogar, 2010. 9788497327718.
- [42]. Premamoy Ghosh. Adhesives and Coating Technology. New Delhi. McGraw Hill 2008, 9786070656949.
- [43]. Romer, Andrew E. External Corrosion and Control Corrosion and Buried Water Mains. USA: AWWA, 2004. 9780123970220.
- [44]. Papavinasam, Sankara. Corrosion Control in The Oil And Gas Industry. USA: Elsevier, 2014. 9780123970220.
- [45]. National Association of Corrosion Engineers NACE SP502-2010. Pipeline External Corrosión direct Assessment Methodology. Texas USA. 2010.
- [46]. L-Kenedy, John. Oil and Gas Pipeline Fundamental. Oklahoma : Pemm Well, 1993. 0878143904.
- [47]. ASME B31.G. Manual for Determining the Remaining Stenyth. New York USA: ASME, 2012.
- [48] Parra y Crespo. Ingeniería de Mantenimientos y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos. Sevilla, España. INGEMAN. 2012.
- [49]. RIPL (Risk Integrity) /Pemex /PGPB/GDO12DONLLAR/Construcción
- [50]. RIPL (Risk Integrity) /Pemex /PGPB/GDO12LLARSAL/Construcción

- [51]. ROSEN. Reporte Final de Inspección MFL HR, Tramo Donají-Loma Larga; No. 0-5200-12316. 2013
- [52] ROSEN. Reporte Final de Inspección MFL HR, Tramo Loma Larga Salina Cruz; No. 0-5200-12316. 2013
- [53]. RIPL (Risk Integrity) /Pemex /PGPB/GDO12DONLLAR/Histórico
- [54]. RIPL (Risk Integrity) /Pemex /PGPB/GDO12LLARSAL/Histórico
- [55]. COMESA. Reporte de Medición de potenciales Donají Loma Larga. Septiembre 2014.
- [56]. COMESA. Reporte de Levantamiento de Resistividad de Suelo. Donají-Loma Larga. Septiembre 2014.
- [57]. COMESA. Reporte de Medición de PH del Suelo. Donají-Loma Larga. Septiembre 2014.
- [58]. Corrosión y Protección. Reporte de Estudio de Bacterias Sulfato Reductoras y Productoras de Ácido. Donají-Loma Larga. Octubre 2014.
- [59]. National Association of Corrosion Engineers TM0194-2014-SG. "Monitoreo en Campo del Crecimiento Bacteriano en los Sistemas de Gas y Petróleo". Texas USA. 2014.
- [60]. COMESA. Reporte de Medición de potenciales Loma Larga- Salina Cruz. Septiembre 2014.
- [61]. COMESA. Reporte de Levantamiento de Resistividad de Suelo. Loma Larga- Salina Cruz. Septiembre 2014.
- [62]. COMESA. Reporte de Medición de PH del Suelo. Loma Larga- Salina Cruz. Septiembre 2014.
- [63]. Corrosión y Protección. Reporte de Estudio de Bacterias Sulfato Reductoras y Productoras de Ácido. Loma Larga- Salina Cruz. Octubre 2014.
- [64]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-DJLL-03. 2014
- [65]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-DJLL-05. 2014
- [66]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-DJLL-07. 2014
- [67]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-DJLL-09. 2014
- [68]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-LLSAL-04. 2014
- [69]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-LLSAL-06. 2014
- [70]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-LLSAL-08. 2014
- [71]. ICIMSA. Reportes de Inspección. ICI-COM-GDO12-LLSAL-10. 2014