

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DIRECTA
DE LA CORROSIÓN EXTERIOR PARA SER USADA COMO ALTERNATIVA
PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE TUBERIAS USADAS EN EL
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

**FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ
WILMER ARRIETA JACANAMIJOY**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DIRECTA
DE LA CORROSIÓN EXTERIOR PARA SER USADA COMO ALTERNATIVA
PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE TUBERIAS USADAS EN EL
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

**FABIAN JOSE BALETA JIMÉNEZ
WILMER ARRIETA JACANAMIJOY**

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

Ingeniero de Petróleos.

Co- Director

LINA MARÍA VELILLA MONTERROSA

Ingeniera Metalúrgica.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A DIOS por que me ha dado todo lo que tengo, y me ha hecho todo lo que soy.

A mi papá por hacer de mí una persona con principios, has sido el mejor ejemplo y tu respaldo me han dado la seguridad para seguir adelante.

A mi mamá por ser la mejor mamá del mundo, tu amor y comprensión no tienen límites, gracias mamita.

A mi hermano Alberto, gracias hermano por tu apoyo.

A mi querida esposa Lina María, por ser mi ayuda idónea, gracias negrita por tu amor.

A mi amado hijo Luís Felipe, desde que llegaste has sido la motivación más grande de mi vida.

A mis suegros Wilfredo y Marina, por su apoyo incondicional.

A toda mi familia y todos aquellos que pusieron su granito de arena.

FABIAN

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por permitirme realizar todos mis proyectos.

A mis padres y muy especialmente a mi madre por brindarme la oportunidad de realizar este gran proyecto de vida.

A todos mis hermanos: Charles, Francisco, Karina por todo su apoyo

A todo el resto de mi familia por su confianza, y en especial mis primos: Jose y Mairon

A todos mis amigos y personas que hicieron posible este proyecto.

WILMER

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación profesional.

La Escuela de Ingeniería de petróleos y a todos sus docentes por permitirnos ser parte de su gran familia y darnos una formación integral.

Al profesor Julio César Pérez Angulo por su dirección y colaboración en este proyecto.

A la Ingeniera Lina María Velilla quien finalmente condujo todo este trabajo a un excelente resultado con su gran profesionalismo en la fundamentación necesaria para la elaboración del proyecto.

Al Centro de Investigación del gas y del petróleo por brindarnos la oportunidad de realizar este proyecto.

Al Profesor Custodio Vásquez por su invaluable colaboración y comentarios.

Al Ing. Edelberto Hernández por su paciencia.

FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ
WILMER ARRIETA JACANAMIJOY

TABLA DE CONTENIDO

1. CORROSION.....	18
1.1 TIPOS DE CORROSION	21
1.1.1 Corrosión uniforme.	21
1.1.2 Corrosión galvánica de dos metales.	22
1.1.3 Corrosión por picadura.....	22
1.1.4 Corrosión por hendiduras.....	23
1.1.5 Corrosión intergranular.	24
1.1.6 Corrosión asistida por esfuerzo SCC (Stress Corrosion Cracking).....	25
1.1.7 Corrosión erosiva.....	26
1.1.8 Fragilización por hidrogeno.....	27
1.1.9 Corrosión por bacterias.....	28
1.2 METODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSION.....	29
1.2.1 Revestimientos.	30
1.2.2 Protección catódica de metales enterrados.	34
2. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN PARA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA.....	41
2.1 PIPELINE CURRENT MAPPER (PCM).....	41
2.1.1 Características de la tecnología PCM.....	42
2.1.2 Principio de operación de la técnica PCM.....	44
2.2 DIRECT CURRENT VOLTAGE GRADIENT (DCVG).....	48
2.2.1 Características del DCVG.....	48
2.2.2 Principios de la técnica DCVG.....	52
2.3 CLOSE INTERVAL POTENTIAL SURVEYS (CIPS).....	54
2.3.1 Características de la técnica CIPS.....	54
2.3.2 Principio de la técnica CIPS.....	54
2.4 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	56

2.5 PEARSON SURVEY.....	58
2.5.1 Características de la técnica Pearson survey.	59
2.5.2 Principio de la técnica Pearson Survey.....	59
3. EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA	61
3.1 PRE-EVALUACIÓN	63
3.1.1 Recolección de los datos.	63
3.1.2 Definición de factibilidad de aplicación del proceso ECDA.....	65
3.1.3 Selección de técnicas de inspección indirecta.....	65
3.1.4 Identificación de las regiones ECDA.....	68
3.2 INSPECCIÓN INDIRECTA	71
3.2.1 Medidas de inspección indirecta.....	71
3.2.2 Alineación y comparación de los datos.....	72
3.2.3 Definición y aplicación de criterios para clasificar la severidad de las indicaciones.....	73
3.2.4 Comparación de las indicaciones.	74
3.2.5 Comparación de las indicaciones con la preevaluación y los datos históricos.	75
3.3 EVALUACIÓN DIRECTA	76
3.3.1 Priorización.	77
3.3.2 Excavación y recolección de datos.....	79
3.3.3. Medición de daños en el revestimiento y profundidad de corrosión.....	80
3.3.4 Evaluación de resistencia remanente.	81
3.3.5 Análisis causa raíz.	82
3.3.6 Mitigación.....	82
3.3.7 Evaluación del proceso.....	83
3.3.8 Reclasificación y re-priorización.....	84
3.3.9 Lineamientos para determinar el número requerido de evaluaciones directas o excavaciones.	85
3.4 POST-EVALUACIÓN.....	87

3.4.1 Cálculos de vida remanente.....	88
3.4.2 Definición de intervalos de reevaluación.....	90
3.4.3 Evaluación de la efectividad de ECDA.....	90
3.4.4 Retroalimentación y mejoramiento continuo.	92
3.5 REGISTROS DE ECDA	94
4. ESCENARIOS DE APLICACIÓN DEL PROCESO ECDA.....	96
4.1 ESCENARIO 1: PILOTO DE APLICACIÓN DE ECDA A UNA TUBERIA QUE TRANSPORTA HIDROCARBURO LÍQUIDO.	96
4.1.1 Análisis integrado de la información.	103
4.1.2 Evaluación directa.....	104
4.1.3 Excavaciones.....	104
4.1.4 Post-Evaluación	105
4.2 ESCENARIO 2: RESULTADOS DE UN PLAN DE EJECUCIÓN DE ECDA..	105
4.2.1 Plan de ejecución.....	106
4.2.2 Resultados.....	107
4.3. ESCENARIO 3: APLICACIÓN DE ECDA EN LINEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....	110
4.3.1 Resultados.....	111
4.3.2 Efectividad del proceso ECDA.....	112
4.3.3 Sistemas de revestimiento.....	112
4.4. ESCENARIO 4: APLICACIÓN DE ECDA EN UNA LÍNEA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO DE 8” EN COLOMBIA.....	115
CONCLUSIONES.....	121
RECOMENDACIONES.....	122
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	123
ANEXO A	126
ANEXO B.	132
ANEXO C	136

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Pila electrolítica hierro/cobre.....	20
Figura 2. Corrosión uniforme en tuberías	21
Figura 3. Corrosión galvánica de dos metales	22
Figura 4. Corrosión por picadura en tuberías	23
Figura 5. Corrosión por hendiduras.	24
Figura 6. Corrosión intergranular	25
Figura 7. Corrosión bajo esfuerzo.....	26
Figura 8. Corrosión erosiva.....	27
Figura 9. Fragilización por hidrogeno.....	28
Figura 10. Corrosión bacteriana.....	29
Figura 11. Componentes principales de un sistema de protección catódica	36
Figura 12. Detalle de la instalación de ánodos de sacrificio en tierra.	37
Figura 13. Ánodos de corriente impresa	38
Figura 14. Detalles de las estaciones de prueba para la medición de potenciales.	39
Figura 15. Equipo Pipeline Current Mapper – PCM y sus partes.....	42
Figura 16. Esquema de localización de tuberías por la técnica PCM	42
Figura 17. Esquemas de precisión en detección de daños en recubrimiento de la técnica PCM.....	43
Figura 18. Inspección con PCM en cruces de ríos.....	44
Figura 19. Inspección con PCM en asfalto y hormigón armado.....	44
Figura 20. Gráfica del cambio con la profundidad de $K(t)$	50
Figura 21. Configuración del CIPS.....	55
Figura 22. Toma de resistividades por inducción electromagnética.....	57
Figura 23. Mapa de resistividades	58
Figura 24. Inspección con la técnica Pearson Survey.	59
Figura 25. Ejemplo de selección de herramientas de inspección indirecta.....	66

Figura 26. Definición de regiones ECDA	69
Figura 27. Secuencia de pasos para realizar la etapa de pre-evaluación.....	70
Figura 28. Secuencia de actividades de la etapa de inspección indirecta	76
Figura 29. Secuencia de actividades de la etapa de evaluación directa.....	87
Figura 30. Secuencia de actividades de la etapa de post-evaluación.....	94
Figura 31. Resultados de la inspección de la atenuación de corriente	99
Figura 32. Resultados de las resistividades del suelo.	100
Figura 33. Ejemplo de la alineación de las técnicas CIPS y DCVG en una distancia de 1.1 Km	108
Figura 34. Evidencia de indicación debido a la forma del gradiente lateral	109
Figura 35. Resumen de las indicaciones encontradas con DCVG.....	110
Figura 36. Agrietamiento en la parte superior del CTE causado por esfuerzos del terreno	113
Figura 37. Arrugamiento y embolsamiento del CTE causado por esfuerzos del terreno	113
Figura 38. Daño Mecánico en tubería de 36” revestida con 3LPE, 16 años de uso.	114
Figura 39. Agrietamiento de revestimiento 3LPE en una tubería de 36”.....	114
Figura 40. Daños por terceros. Hurto de tubería.....	115
Figura 41. Topografía predominante en la zona de la tubería enterrada.....	116
Figura 42. Zonas de actividad económica en el trazado de la línea	116
Figura 43. Definición sugerida de las regiones ECDA	119
Figura 44. Diferentes posibilidades de indicaciones en la aguja del milivoltímetro del equipo de DCVG que permiten determinar el comportamiento del mismo. ...	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ánodos de sacrificios más comunes.....	37
Tabla 2 . Ánodos de corriente impresa más comunes.	38
Tabla 3. Clasificación de las condiciones del revestimiento con PCM.....	47
Tabla 4. Clasificación empírica de los defectos que determinan la acción requerida de reparación.	50
Tabla 5. Clasificación de las condiciones del sistema de protección catódica.....	56
Tabla 6. Recolección de la información para aplicación de ECDA	64
Tabla 7. Matriz de selección de herramientas de inspección indirecta	67
Tabla 8. Clasificación de la severidad para varias técnicas de inspección indirecta	74
Tabla 9. Ejemplo de Priorización de indicaciones de inspección indirecta	78
Tabla 10. Lineamientos para determinar el número de evaluaciones directas o excavaciones	86
Tabla 11. Documentación de cada etapa del proceso ECDA.	95
Tabla 12. Información relacionada con la tubería	97
Tabla 13. Tasa de corrosión relacionadas con la resistividad del suelo	100
Tabla 14. Resultados de las indicaciones de la inspección con DCVG	102
Tabla 15. Resultados de las excavaciones.....	103
Tabla 16. Regiones ECDA y sus características.....	107
Tabla 17. Recopilación de la información necesaria para aplicar ECDA	117

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERIOR PARA SER USADA COMO ALTERNATIVA PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE TUBERIAS USADAS EN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS*

AUTORES: FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ**
WILMER ARRIETA JACANAMIJOY

PALABRAS CLAVE: Integridad, corrosión exterior, inspección, valoración, tubería, suelo, recubrimiento, protección catódica.

DESCRIPCION

En este trabajo de grado se presenta una revisión de los conceptos de corrosión en materiales metálicos destacando los tipos de corrosión más comunes que se pueden presentar en la vida útil de los mismos. Esta corrosión se estudia como un proceso que debe evitarse para garantizar la integridad de tuberías y equipos, los métodos estudiados en este documento para el control de la corrosión son los revestimientos y la protección catódica.

Concientes de la necesidad de preservar la integridad de estructuras como las tuberías, se realizó una revisión de las principales técnicas de inspección dentro las que se encuentran el Pipeline Current Mapper (PCM), Direct Current Voltage Gradient (DCVG), Close Interval Potencial Survey (CIPS) y el Pearson Survey. Dada la importancia de la utilización de estas tecnologías se hizo énfasis en el principio de operación, ventajas, desventajas y procedimiento de operación de cada una de ellas.

Después del análisis teórico de los mecanismos de protección contra la corrosión y las técnicas de inspección de tuberías se realizó el estudio de las etapas de desarrollo de la metodología que permitiera evaluar la corrosión exterior en tuberías enterradas para posteriormente presentarla de una manera sencilla, práctica y amigable como una alternativa de valoración de la integridad desde el punto de vista de la corrosión. Finalmente se realizó una revisión de escenarios de aplicación.

* Tesis de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas-Escuela de Ingeniería de Petróleos-Director. Ing. Julio César Pérez Angulo

SUMMARY

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR THE DIRECT ASSESSMENT OF THE EXTERNAL CORROSION TO BE USED LIKE ALTERNATIVE TO DETERMINE THE INTEGRITY OF PIPES USED IN THE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS*

AUTHORS: FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ**
WILMER ARRIETA JACANAMIJOY

KEYWORDS: Integrity, external corrosion, survey, assessment, pipe, soil, coating, cathodic protection.

DESCRIPTION

In this graduate project present a revision of the concepts of corrosion in metallic materials highlighting the most common types of corrosion that can show up in the service life of the same. This corrosion is studied like a process that should be avoided by all means to guarantee the integrity of pipes and equipments, the methods studied in this document for the control of corrosion are coatings and the cathodic protection.

Conscious of the need to preserve the integrity of structures like the pipes it was made a revision of the principal survey like Pipeline Current Mapper (PCM), Direct Current Voltage Gradient (DCVG), Close Potential Close Interval (CIPS) and the Pearson Survey. Due to the importance of the utilization of these technologies was made emphasis in the principles of operation, advantages, disadvantages and procedure of operation.

After the theoretic analysis of the protective mechanisms against corrosion and the techniques of survey of pipes it was made the study of the stage of development of the methodology that permit assessment the external corrosion in buried pipes for subsequently present it of a simple, practical and friendly way as alternative of assessment of the integrity from the point of view of corrosion. Finally a review of cases of application.

* Graduate project

** Faculty of physical chemistry Engineering – School of Petroleum engineering – Dir. Ing. Julio César Pérez Angulo

INTRODUCCIÓN

La corrosión en un sistema de transporte de hidrocarburos constituye uno de los principales problemas en la vida de una tubería, esta reduce la resistencia del metal, lo que puede conducir a fugas en las tuberías, en consecuencia se aumentan los costos para la industria del transporte de hidrocarburos, y lo que es aún mas importante se ve afectada la seguridad de operación. Por tal motivo es indispensable disponer de sistemas eficientes y confiables de protección contra la corrosión.

La valoración exterior de las tuberías se convierte en una necesidad fundamental para los ingenieros encargados del mantenimiento de las líneas, con el fin de conocer el estado de las mismas. Dada la importancia de la integridad de las líneas, se han publicado una serie de normas que velan por el manejo de la integridad de las tuberías. Tal es el caso de la API 1160 que trata del manejo de integridad de tuberías de líquidos peligrosos; la ASME/ANSI B31.8S usada para el manejo de integridad de tuberías de gas; y la NACE RP 0502 que trata de la ECDA o Evaluación Directa de la Corrosión Externa (External Corrosion Direct Assessment), el cual es un proceso de mejoramiento continuo que intenta mejorar la seguridad a través de la evaluación y reducción del impacto de la corrosión externa en las tuberías. En general la normatividad y la legislación obligan a realizar inspecciones o evaluaciones de integridad de las tuberías mediante pruebas de presión hidrostáticas, inspecciones con herramientas inteligentes, y hasta hace pocos años la aplicación del proceso ECDA.

En el presente trabajo de grado se pretende estudiar el proceso de evaluación directa de la corrosión externa en tuberías usadas para el transporte de hidrocarburos con el objetivo de desarrollar una metodología práctica y sencilla de

aplicación de este procedimiento en la determinación de la integridad de las tuberías y poder garantizar la operación continua y segura de las mismas. Este trabajo se encuentra distribuido de la siguiente forma: el capítulo uno, comprende los conceptos básicos de corrosión para entender el deterioro de tuberías enterradas por este mecanismo de falla; el capítulo dos consta de las técnicas de inspección para evaluación indirecta de la corrosión externa, donde se explican las características y principios de cada una de ellas; en el capítulo tres se expone paso a paso la metodología ECDA, la cual se muestra de una manera amigable dado que el éxito de la metodología depende de la estricta aplicación de cada una de las etapas; en el capítulo cuatro se presentan escenarios de aplicación de la metodología ECDA.

1. CORROSION

La corrosión puede definirse como el deterioro de un material sólido, generalmente un metal o aleación metálica, causado por la reacción química, electroquímica o física del sólido con el ambiente que lo rodea. También pueden considerarse materiales como: cerámicos, plásticos, caucho, madera, vidrio, etc. Prácticamente todos los ambientes pueden considerarse corrosivos, estos incluyen atmósferas, aguas, gases, ácidos, solventes, aceites, alimentos e incluso el cuerpo humano. El tipo de corrosión depende del grado de implicamiento de los iones, átomos y electrones.

Puesto que la corrosión es causada por una reacción química, electroquímica o física, la velocidad a la que la corrosión tiene lugar depende en cierta medida de la temperatura y de la concentración de reacciones y productos. El esfuerzo mecánico y la erosión son factores que pueden contribuir también a la corrosión.

La corrosión de metales puede considerarse en cierta medida como el proceso inverso de su obtención (metalurgia extractiva). La mayor parte de los metales existen en la naturaleza en estado combinado, por ejemplo, los óxidos, sulfuros, carbonatos o silicatos. En estos estados combinados la energía de los metales es más baja que cuando se encuentran en estado metálico, por lo que los metales tienden espontáneamente a reaccionar químicamente para formar compuestos. Por ejemplo, los óxidos de hierro existen comúnmente en la naturaleza y para reducirse a hierro metal, cuyo estado energético es superior, se requiere energía. Sin embargo hay una tendencia del hierro metal a pasar espontáneamente a óxido de hierro por corrosión y así alcanzar un estado de menor energía.

La mayor parte de las reacciones de corrosión en la naturaleza son de tipo electroquímico. La corrosión electroquímica requiere cuatro componentes primarios: un ánodo, un cátodo, un electrolito y una conexión entre el ánodo y el cátodo. El ánodo y el cátodo pueden encontrarse sobre diferentes superficies metálicas unidas por una conexión exterior o pueden estar ambos localizados sobre la misma superficie metálica, no requiriendo conexión externa.

Este proceso se puede ilustrar como se observa en la figura 1, en la cual el hierro es el ánodo metálico activo y el cobre, el cátodo metálico inactivo. El electrón, simbolizado por e^- es el portador de una carga eléctrica unitaria. Este representa una carga definida arbitrariamente como negativa. Puesto que un átomo pierde uno de sus electrones, se carga positivamente y entonces se llama ión. Los átomos metálicos; en la medida que se disuelven en un electrolito, se ionizan por la pérdida de uno o varios de sus electrones. Los iones dejan el electrolito y se convierten en átomos, puesto que ellos retoman los electrones perdidos. Los electrones, portadores de cargas negativas, pueden circular en los conductores metálicos. Estos se desplazan del lado negativo del circuito hacia el lado positivo como reacción a la diferencia de potencial existente entre el cátodo y el ánodo.

En la figura 1, el hierro se corroe. Cualquier otro metal menos activo que el hierro, no se corroe y su función en la pila es la de completar el circuito eléctrico requerido para que se desarrolle la reacción en la pila. La corrosión del hierro se produce de acuerdo a las siguientes reacciones:

Reacción anódica (proceso de oxidación): $Fe \rightarrow Fe^{++} + 2e$

Reacción Catódica (proceso de reducción): $2H^+ + 2e \rightarrow 2H + H_2$

Reacción global de corrosión: $Fe + 2H \rightarrow Fe^{++} + H_2$

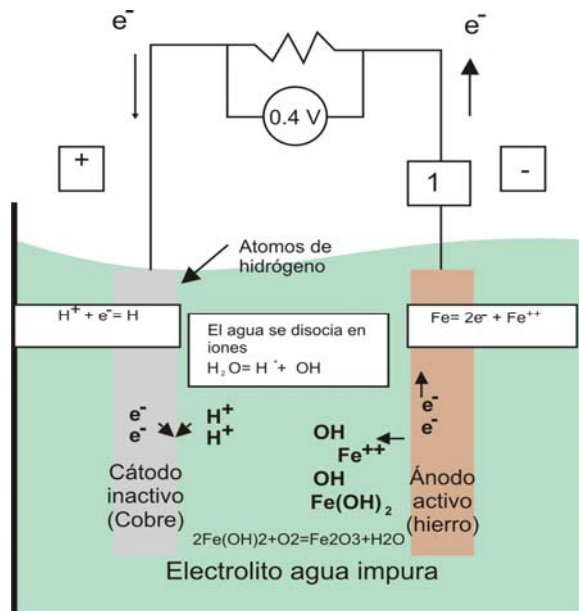


Figura 1. Pila electrolítica hierro/cobre

Fuente: Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales; W. Smith 2000.

Algunos puntos importantes a considerar en las reacciones de oxidación-reducción son:

1. Reacción de oxidación. La reacción de oxidación por la cual los metales forman iones que pasan a la solución acuosa se denomina reacción anódica, y las regiones locales en la superficie del metal donde tiene lugar la reacción de oxidación se denomina regiones anódicas. En las regiones anódicas se desprenden electrones procedentes del metal y se forman cationes metálicos (por ejemplo, $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{++} + 2\text{e}^-$).
2. Reacción de reducción. La reacción de reducción en la cual un metal reduce su carga de valencia se denomina reacción catódica. Las regiones locales sobre la superficie del metal donde los iones metálicos o no metálicos reducen su carga de valencia se denomina regiones catódicas. En la región catódica hay consumo de electrones.

3. Las reacciones de corrosión electroquímicas involucran reacciones de oxidación que producen electrones y reacciones de reducción que los consumen. Ambas reacciones de oxidación y de reducción tienen que acontecer al mismo tiempo e igual velocidad global para prevenir una acumulación de carga eléctrica en el metal.

1.1 TIPOS DE CORROSION

Los tipos de corrosión pueden clasificarse convenientemente conforme a la apariencia del metal corroído. Pueden identificarse de muchas formas pero todas ellas están interrelacionadas de alguna manera. Entre ellas están las siguientes:

1.1.1 Corrosión uniforme.

La corrosión uniforme se caracteriza por una reacción química o electroquímica que actúa uniformemente sobre la totalidad de la superficie del metal expuesta al entorno corrosivo. Desde el punto de vista cuantitativo la corrosión por ataque uniforme representa la mayor destrucción de los metales, especialmente los aceros. Sin embargo, su control es relativamente fácil mediante: recubrimientos protectores, inhibidores, protección catódica. En la figura 2 se muestra un ejemplo de corrosión uniforme.



Figura 2. Corrosión uniforme en tuberías
Fuente: <http://www.corrosion-club.com/images/uniform1.jpg>

1.1.2 Corrosión galvánica de dos metales.

Se debe tener especial cuidado al unir dos metales distintos porque la diferencia de sus potenciales electroquímicos puede conducir a corrosión, esta se caracteriza por el ataque concentrado sobre uno de los dos metales que, en buen contacto entre sí, están expuestos a una solución conductora de la corriente eléctrica. La corrosión galvánica puede considerarse como una forma especial de corrosión uniforme porque el ataque sobre el metal anódico se distribuye casi de una manera uniforme.

El acero galvanizado, que es acero recubierto de Zinc, es un ejemplo en que un metal (Zinc) se sacrifica para proteger a otro (acero). El Zinc actúa de ánodo, se corroe y protege al acero que actúa de cátodo en esta pila galvánica, Figura 3.

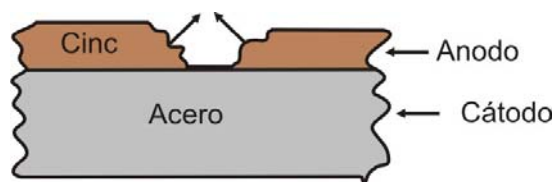


Figura 3. Corrosión galvánica de dos metales

Fuente: Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales; W SMITH 2000.

1.1.3 Corrosión por picadura.

La picadura es una forma de ataque corrosivo que produce hoyos o pequeños agujeros en un metal. Esta forma de corrosión es muy destructiva para las estructuras de ingeniería si causa la perforación del metal. Sin embargo, si no tiene lugar la perforación, suele ser aceptable una mínima picadura en los equipos de ingeniería. La picadura es a menudo difícil de detectar porque los pequeños agujeros causados por la picadura pueden cubrirse con los productos de la corrosión. Así mismo, el número y profundidad de los agujeros puede variar

enormemente y por eso la extensión del daño producido por picadura puede ser difícil de evaluar. En consecuencia, la picadura, debido a su naturaleza localizada, puede a menudo ocasionar fallos repentinos e inesperados.

La picadura generalmente requiere un período de iniciación pero una vez que comienza, los agujeros crecen a gran velocidad. La mayoría de los agujeros crecen en la dirección de la gravedad y en las superficies más bajas de los equipos de ingeniería. La figura 4 muestra un ejemplo de corrosión por picaduras que se presenta en tuberías.



Figura 4. Corrosión por picadura en tuberías

Fuente: <http://www.stockinterview.com/News/03042007/internal-pipe-corrosion.gif>

1.1.4 Corrosión por hendiduras.

La corrosión por hendiduras es una forma de corrosión electroquímica localizada que puede presentarse en grietas o hendiduras y bajo superficies protegidas donde pueden existir disoluciones estancadas. La corrosión por grietas es de importancia en ingeniería cuando ocurre bajo juntas, remaches y pernos, entre válvulas y sus asientos, bajo depósitos porosos y en muchas otras situaciones similares. La figura 5 muestra un ejemplo claro de corrosión por hendiduras.

La corrosión por grietas se produce en muchos sistemas de aleaciones como acero inoxidable y aleaciones de titanio, aluminio y cobre. Para que ocurra corrosión por grietas, la grieta debe ser suficientemente estrecha para alojar líquidos estancados. Por tanto este tipo de corrosión ocurre frecuentemente con aberturas de unos pocos micrómetros o menos. Las juntas fibrosas que pueden actuar como absorbentes de una solución electrolítica y a la vez mantenerla en contacto con la superficie metálica son ubicaciones ideales de corrosión por grietas.



Figura 5. Corrosión por hendiduras.
Fuente: http://corrosion.ksc.nasa.gov/corr_forms.htm

1.1.5 Corrosión intergranular.

La corrosión intergranular es un ataque de corrosión localizada o adyacente a los límites de grano de una aleación. En condiciones ordinarias si un metal se corroe uniformemente, los límites de grano serán sólo ligeramente más reactivos que la matriz. Pero, bajo otras condiciones las regiones de límites de granos pueden ser muy reactivas, dando lugar a una corrosión intergranular que cause pérdidas de resistencia en la aleación e incluso una disgregación en los límites de grano.

En general esta forma de corrosión se explica por un mecanismo enteramente electroquímico o por uno en el cual se supone un cambio químico, casi siempre la precipitación de un compuesto sólido que aumenta la reactividad de las zonas

cerca de los granos. Por supuesto la reactividad aumenta por razones que en el fondo son electroquímicas. La figura 6 muestra un ejemplo de la corrosión intergranular.



Figura 6. Corrosión intergranular

Fuente: <http://mmdboon.hypermart.net/scc/intergrainscc.jpg>

1.1.6 Corrosión asistida por esfuerzo SCC (Stress Corrosion Cracking).

La rotura debida a corrosión por esfuerzo de metales se refiere a la rotura causada por el efecto combinado de esfuerzos de tensión y un entorno corrosivo específico actuando sobre el metal. Durante la corrosión por esfuerzo el ataque que recibe la superficie del metal es generalmente muy pequeño mientras que las grietas aparecen perfectamente localizadas y se propagan a lo largo de la sección del metal.

Las altas tensiones residuales capaces de provocar corrosión por esfuerzo pueden ser consecuencia, por ejemplo de tensiones térmicas introducidas por velocidades desiguales de enfriamiento, de un diseño mecánico defectuoso para esfuerzos, de transformaciones de fase durante el tratamiento térmico, el trabajo en frío o la soldadura. La figura 7 muestra la forma como penetra en el metal la corrosión bajo esfuerzo.

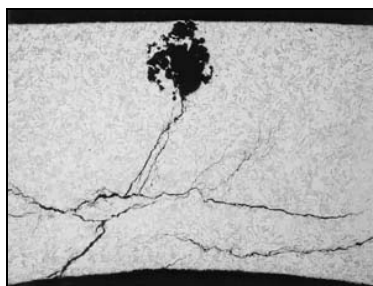


Figura 7. Corrosión bajo esfuerzo.

Fuente: http://corrosion.ksc.nasa.gov/corr_forms.htm

1.1.7 Corrosión erosiva.

Un fluido en movimiento puede entregar parte de su energía a las paredes del ducto o pieza que lo contiene, facilitando por esta razón la corrosión, ya que es capaz de limpiar la superficie, de todos aquellos productos de corrosión que tienden a impedir la continuación del proceso corrosivo. Un fluido en movimiento produce una aceleración de la corrosión por depolarización de la superficie, es decir, el flujo puede retirar rápidamente los iones metálicos formados o destruir los depósitos de productos corrosivos.

La corrosión erosiva puede hasta cierto punto considerarse una especie de intensificación de la corrosión uniforme debido a la velocidad del fluido. La erosión se diferencia de la corrosión en que el primero es un fenómeno puramente mecánico como en la limpieza de superficie por medio de chorro de arena, o en el proceso de molienda o en la erosión de suelos, mientras que el segundo está afectado por una reacción electroquímica que favorece el proceso destructivo.

El aspecto que presenta una superficie erosionada químicamente se caracteriza por la presencia de crestas, ondas, canales, rayas, huecos redondeados, valles y generalmente por la existencia de una tendencia direccional. Generalmente una

falla de esta clase es inesperada especialmente porque en los ensayos previos del material no se tuvo en cuenta el efecto de la velocidad del medio sobre la velocidad de corrosión. En la figura 8 se observan las características físicas de la corrosión erosiva.

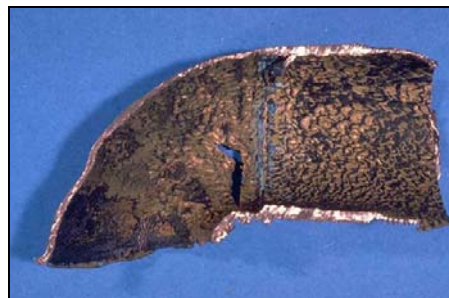


Figura 8. Corrosión erosiva

Fuente: http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_image/erosion_zoom.jpg

1.1.8 Fragilización por hidrogeno.

La fragilización por hidrógeno resulta de la invasión del hidrógeno en la matriz del metal, lo cual hace que el metal llegue a ser quebradizo y frágil como un vidrio. El SSC es un caso especial de fragilización por hidrogeno ya que el sulfuro de hidrogeno es uno de los químicos que causa el hidrogeno al invadir metales susceptibles al SSC. La fragilización frecuentemente ocurre en conexiones roscadas que ajustan metales diferentes, lo cual puede involucrar corrosión galvánica y altos esfuerzos en las roscas. Los aceros de baja resistencia son susceptible a la fragilización por hidrogeno a temperaturas por encima de 425° F (220° C) debido a la descarburización y a la salida del gas metano.

La fragilización es grave porque ocurre sin aviso y suele ser asociado con altas presiones, altos esfuerzos, y ambientes ácidos. La figura 9 muestra un caso de fragilización por hidrogeno.



Figura 9. Fragilización por hidrogeno
Fuente: <http://corrosion.ksc.nasa.gov/images/hydro4.jpg>

1.1.9 Corrosión por bacterias.

El daño por corrosión de microorganismos puede ser de acción directa o indirecta. La acción directa es el resultado del crecimiento de microorganismos sobre la superficie del metal como colonias discretas. Las celdas de aireación diferencial son estabilizadas, resultando en ataques por picaduras debajo de las colonias de microorganismos. Si las condiciones del ambiente son desfavorables, los organismos pueden ser menos activos metabólicamente y eventualmente morir. Sin embargo, el daño por picadura puede ser iniciado y en estas circunstancias la corrosión por picadura puede continuar e incluso sobre los materiales que normalmente son resistentes a la corrosión por virtud de la formación de la película pasiva. Los aceros inoxidable y las aleaciones de aluminio son conocidos por ser afectados por este tipo de aireación diferencial. Otra acción directa es la producción de sulfuros de metal pesado (particularmente sulfuro de Fe) los cuales son generados alrededor de las colonias de las bacterias sulfato-reductoras (SRB). Estos sulfuros son catódicos a materiales ferrosos y causan daños de picaduras poco profundas. En algunos casos, se forman colonias de organismos “inofensivos” sobre los materiales, creando un ambiente propicio para el crecimiento de organismos peligrosos, particularmente SRB.

La acción indirecta puede resultar del crecimiento de organismos remotos en la superficie del metal corroído. Un ejemplo de esta acción es la producción de organismos ácidos, organismos que destruyen las propiedades lubricantes de los fluidos y SRB las cuales producen sulfuros. Tales micro-organismos migran del área de crecimiento y pueden causar problemas de debilitamiento o alejarse de las colonias.



Figura 10. Corrosión bacteriana

Fuente: www.bushman.cc/corrosion_photos.html

1.2 METODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSION

Las formas más conocidas de control de corrosión, se pueden agrupar en cuatro principales, control de las variables del proceso, diseño apropiado, selección de materiales y protección. En este caso particular se hace una revisión de los métodos de control de la corrosión externa de las tuberías enterradas como lo son los Sistemas de Protección Catódica SPC y los revestimientos de las tuberías.

Un revestimiento adecuadamente aplicado facilitará la máxima reducción de costos contra la corrosión partiendo de una medida por metro cuadrado, por año de operación. Sin embargo, si una estructura sólo se pudiera proteger por un sistema de protección catódica, estos costos, se elevarían considerablemente. Así un programa de control de la corrosión que combine la protección catódica y el

revestimiento se comprueba como un enfoque razonable desde el punto de vista técnico y económico.

1.2.1 Revestimientos.

Un revestimiento se define como cualquier material que aplicado en forma líquida o en polvo, al solidificarse o afirmarse constituye una barrera continua contra el medio corrosivo circundante.

El sistema de revestimiento está formado por una pintura de imprimación (primera capa), el tipo de revestimiento a usar y en algunos casos materiales de refuerzo para incrementar la resistencia mecánica y eléctrica de los revestimientos.

Aunque un revestimiento pueda estar inicialmente exento de imperfecciones, ninguno permanece en perfecto estado en el transcurso de la existencia de la mayoría de las estructuras subterráneas. Podrían sobrevenir diferentes daños, producidos, por ejemplo, por las construcciones o excavaciones ulteriores alrededor de la estructura, sin tener en cuenta el movimiento del tubo provocado por las variaciones de temperatura o por el énfasis que ejerce el suelo; todos estos factores expondrán eventualmente al metal desnudo al medio ambiente, traduciéndose por la corrosión de partes expuestas. La protección catódica busca justamente impedir la degradación del metal expuesto al desnudo; sin ella; un oleoducto revestido sufrirá una corrosión acelerada en los sitios donde el revestimiento ha sido estropeado, produciendo una perforación prematura del casco de un tubo y pérdida del producto.

❖ Características de los revestimientos subterráneos

Un revestimiento subterráneo, debe tener las cualidades básicas siguientes a fin de proveer una protección eficaz contra la corrosión:

- **Aislamiento eléctrico eficaz.** Por ser la corrosión un proceso electroquímico, un revestimiento debe estar en capacidad de detener el flujo de corriente aislando el tubo de su medio ambiente. El revestimiento también debe tener una gran rigidez dieléctrica, expresada en voltios por milímetros (V/mm) de espesor del revestimiento.

- **Facilidad de aplicación.** Para reaccionar eficazmente, el material del revestimiento debe ser apropiado en el uso y convenientemente aplicado. Diferentes tipos de buenos revestimientos requieren un procedimiento de aplicación preciso que pueda, algunas veces, ser difícil de seguir bajos ciertas condiciones.

- **Adherencia al sustrato.** Una propiedad relevante a considerar para una duración de vida máxima, es la capacidad del revestimiento de adherirse completamente al sustrato. La adherencia impide al agua infiltrarse bajo el revestimiento, reduciéndose por el hecho mismo de la corrosión. Por otra parte, un revestimiento más unido al metal y que permita la infiltración de agua producirá una muralla contra la corriente protectora, este último no puede alcanzar la pared metálica bajo la parte desprendida del revestimiento.

- **Resistencia a formación de discontinuidades.** La adherencia, la cohesión y la elasticidad son propiedades que influyen en la resistencia de un revestimiento a las fuerzas exteriores. Si el revestimiento se altera, es necesario que sus componentes conserven su cohesión, dejando así cierta cantidad de material de revestimiento sobre el sustrato.

- **Otras cualidades básicas son:** Estabilidad del revestimiento, resistencia al desprendimiento catódico, facilidad de reparación.

❖ **Tipos de revestimientos**

Los revestimientos pueden ser de tipo orgánico e inorgánico. Los revestimientos inorgánicos se aplican por electrodeposición, rociado con llama, recubierto con placas, inmersos en caliente y depósitos por vapores. Los revestimientos orgánicos se aplican con brocha, inmersión, cintas adhesivas, esmaltes, pinturas, etc.

Los sistemas de revestimientos que se emplean junto con el sistema de protección catódica para controlar la corrosión de las líneas de tuberías enterradas generalmente son:

- **Esmaltes bituminosos.** Este término es usualmente dado a revestimientos aplicados en caliente de alquitrán de hulla o asfalto, los cuales se aplican en combinación con refuerzos y telas protectoras; presentan una muy baja flexibilidad a bajas temperaturas dando lugar a agrietamientos en el revestimiento.

El mayor inconveniente de los esmaltes bituminosos en cuanto a transporte y operaciones de instalación de la línea de tubería es su fragilización mecánica combinada con su relativamente baja adherencia al acero, especialmente a altas temperaturas.

- **Esmaltes a base de alquitrán de hulla.** Se obtienen a partir de la destilación primaria del carbón o hulla, especialmente procesado o de mezclas con aporte de material inerte para mejorar su resistencia mecánica, prevenir la absorción de

humedad y mantener una alta resistividad eléctrica propia de la brea de alquitrán de hulla.

Los imprimantes utilizados comúnmente con esmalte de alquitrán de hulla son: imprimante de alquitrán de hulla, que es una mezcla de brea de alquitrán de hulla procesada con solventes; y el imprimante sintético, que es fabricado con un disolvente plastificado de clorhidrato de caucho polimérico.

Los refuerzos utilizados en combinación con el esmalte de alquitrán de hulla son: fibra de vidrio; fieltro saturado con alquitrán de hulla, para proteger el esmalte; y papel kraft, el cual proporciona protección contra la reflexión del calor.

- **Esmaltes a base de asfaltos con refuerzo de fibra de vidrio y tela asfáltica.** El esmalte está compuesto de asfalto de petróleo combinado con agregados de material inerte; debe estar libre de agua y no producir espuma al calentarlo a 240° C (400° F).

El imprimante utilizado es de asfalto de petróleo, aplicado en frío. Este esmalte se aplica en combinación con una o más capas de refuerzo (fibra de vidrio) y envoltura protectora (tela asfáltica).

- **Sistema aglomerado asfáltico extruído.** El revestimiento es una mezcla de asfalto de petróleo, agregado mineral (arena silíceo no micácea) con granulometría apropiada y mineral de relleno (sílice o caliza), el cual puede incluir fibra de vidrio o asbesto. El imprimante utilizado es una mezcla de asfalto de petróleo y solventes, el cual puede aplicarse en frío con brocha o pulverizado.

- **Pinturas.** Las pinturas están compuestas básicamente de una porción sólida, formadora de la película o recubrimiento sólido, y de una porción volátil que

desaparece al secar las pinturas. La porción sólida está formada por el material ligante (resinas, aceites, plastificantes) y los pigmentos. Las pinturas son recubrimientos relativamente delgados que se aplican por rociado, difusión o inmersión.

- **Cintas Plásticas.** Las cintas son usadas como un sistema de recubrimiento completo incluyendo películas plásticas, tales como polietileno y cloruro de polivinilo (PVC), con una capa de compuesto adhesivo a presión; se aplican en frío directamente sobre la superficie del tubo que ha sido preparada con una capa de imprimante sintético compuesto de caucho clorado, plastificante sintético y solventes industriales. Algunas veces las cintas tienen la protección adicional de telas exteriores para evitar daños mecánicos.

- **Revestimientos de polietileno.** Estos revestimientos son aplicados en planta, por fusión de polvo o por extrusión lateral o longitudinal sobre una capa adhesiva de co-polímero. La tendencia actual es utilizar tres capas de revestimiento de polietileno junto con un imprimante epoxilíquido o en polvo; este sistema combina las ventajas del polietileno (resistencia mecánica) y del epoxi (excelente adherencia).

- **Resinas.** Son materiales sólidos, no cristalinos, traslúcidos, de origen natural (goma, brea, etc.) o sintético (alquicidas, fenólicas, vinílicas, epóxicas, poliuretanos, siliconas, etc.), solubles en determinados disolventes y resistentes a los agentes físicos y químicos según su naturaleza.

1.2.2 Protección catódica de metales enterrados.

La protección catódica de las tuberías enterradas está basada en dos principios generales: el primero que el metal se corroe debido a que algunas porciones de

material son anódicas y otras catódicas; y el segundo, que la corrosión no ocurre si toda la superficie del metal es catódica.

Por eso el objetivo de la protección catódica es hacer un cátodo del metal. Esto se logra imprimiendo una corriente eléctrica directa sobre la tubería e instalando un ánodo que se corroe en lugar de ella. Esto no sólo disminuye la corrosión si no que la frena.

La protección catódica se define como el uso de una corriente eléctrica directa para controlar la corrosión. Esto se realiza examinando los siguientes principios básicos de una celda electrolítica:

- Solamente el ánodo se corroe
- El cátodo no se corroe
- Debe haber un electrolito para las corrientes
- Debe existir una conexión entre los dos electrodos

Una instalación de protección catódica, a veces conocida como cama anódica tiene cuatro elementos principales, figura 11:

- Ánodos
- Fuente de poder
- Conexión metálica de la fuente de poder al ánodo
- Conexión metálica de la fuente de poder a la estructura que se va a proteger

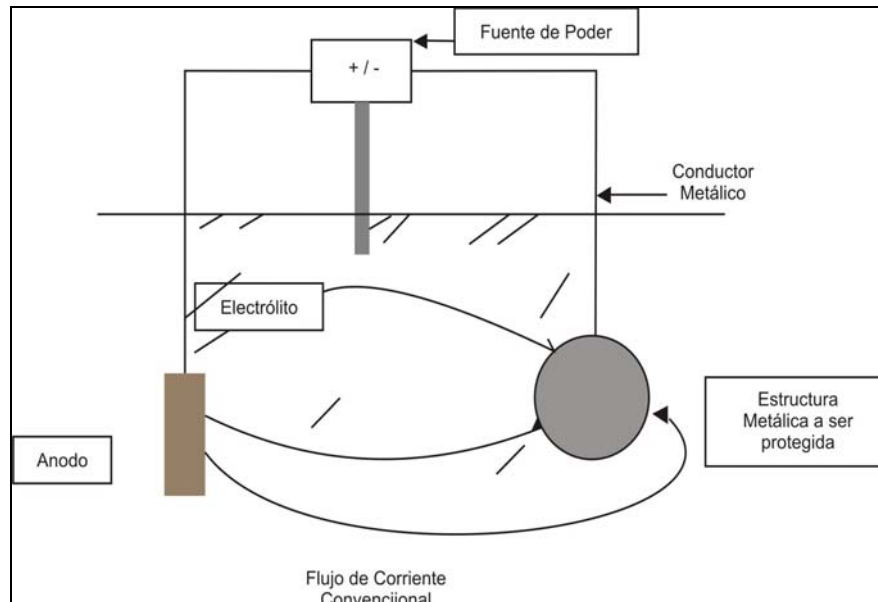


Figura 11. Componentes principales de un sistema de protección catódica
Fuente: Diplomado de Control de la corrosión e Integridad de Equipos y Tuberías. UIS, 2004.

La protección catódica se puede realizar de dos maneras: mediante ánodos de sacrificio y por corriente impresa.

- **Ánodos de sacrificio**

Los ánodos más utilizados en este sistema de protección son los de magnesio y zinc, los cuales por diferencia de potencial con la estructura a proteger, generan la corriente necesaria para volver toda la estructura un cátodo, actuando ellos como ánodos y sufriendo corrosión, figura 12. Estos ánodos se instalan por un período específico al final del cual son reemplazados, ya que se consumen en el proceso. La tabla 1 muestra los diferentes tipos de ánodos más utilizados.

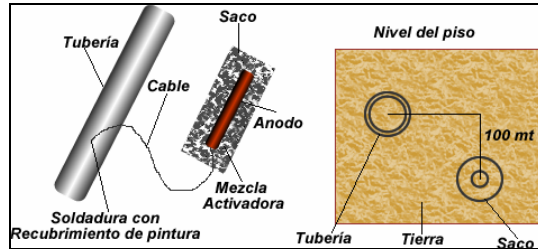


Figura 12. Detalle de la instalación de ánodos de sacrificio en tierra.
Fuente: Curso de Protección Catódica, Elite Training, 2006.

USOS – COMENTARIOS	TIPO DE ANODO	RELLENO
Suelo con resistividad < 10.000 Ohm*cm	Magnesio	75% yeso hidratado 20% Bentonita 5% Sulfato de sodio
Suelo con resistividad < 2.000 Ohm*cm	Zinc	75% yeso hidratado 20% bentonita 5% Sulfato de sodio
Agua de Mar	Aluminio	Ninguno

Tabla 1. Ánodos de sacrificios más comunes

Fuente: Gestión de mantenimiento y monitoreo de SPC para control de corrosión en tuberías enterradas. UIS, 2000.

▪ Corriente impresa

Este sistema de protección se puede definir como la introducción de una fuente de corriente directa dentro de la celda de corrosión, para producir un flujo de corriente en oposición a la corriente de corrosión. La protección total se logra cuando la magnitud de esta corriente externa anula la corriente de corrosión. Figura 13.

Los ánodos de corriente impresa consumen corriente a una velocidad mucho menor que los ánodos de sacrificio. Por ejemplo, la velocidad de consumo de ánodos de hierro al cromo con alto contenido de silicón es típicamente alrededor de 0.5 Kg / (Amp*año). Esto es 20 veces menos que el ánodo de zinc.

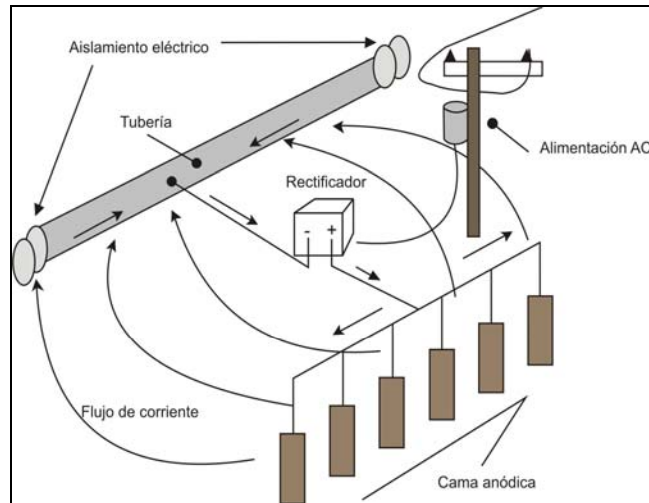


Figura 13. Ánodos de corriente impresa
Fuente: Curso de Protección Catódica, Elite Training, 2006

La tabla 2 muestra diferentes tipos de ánodos de corriente impresa utilizados.

TIPO DE ANODO	USOS – COMENTARIOS	RELLENO
Sacrificial	Pueden ser conectados a una fuente externa y descargar corriente pero su tiempo de vida es corta. Usualmente no se usan para esta aplicación	75% yeso hidratado 20% Bentonita 5% Sulfato de sodio
Acero	Se puede utilizar cualquier acero expuesto enterrado, como tubería vieja, o partes de automóviles usados.	Ninguno
Fe al Cr con alto contenido de Silicón	Uno de los más comunes utilizados para ductos y plantas.	Coque activado
Metal / Metal óxido	Hecho de Ti y recubierto con óxido de metal. Diseñados para cierto tiempo de vida. No se corroen. Más ligero que la mayor parte de los ánodos.	Coque activado o agua de mar o agua fresca
Anodflex (ánodo continuo)	Bueno para estructuras con recubrimiento pobre, suelo de alta resistividad	Coque activado

Tabla 2 . Ánodos de corriente impresa más comunes.

Fuente: Gestión de mantenimiento y monitoreo de SPC para control de corrosión en tuberías enterradas. UIS, 2000.

- **Criterio de protección catódica para líneas de tuberías enterradas.**

El criterio utilizado con más frecuencia para estimar el grado de protección sobre tuberías de acero enterradas, se basa en la medida del potencial de la estructura. Para la medida de este potencial se utiliza generalmente un electrodo de referencia Cu/CuSO₄ y un voltímetro de alta resistencia eléctrica interna (mayor de 100.000 ohms).

El electrodo de referencia debe colocarse lo más cerca posible a la estructura a proteger, para evitar la caída de tensión debida a la resistencia del electrolito. La medida del potencial entre la estructura metálica (tubería) y el electrolito se efectúa de acuerdo con la figura 14.

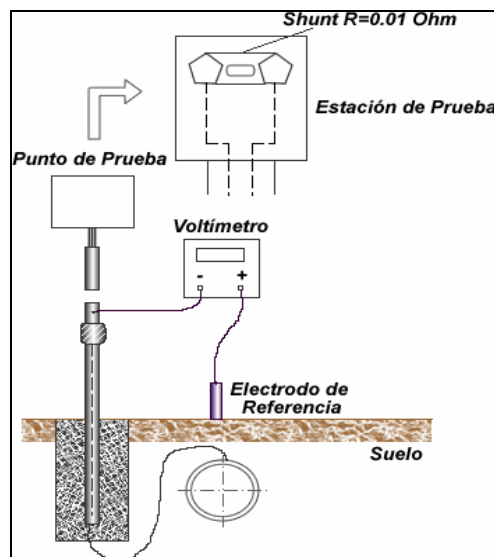


Figura 14. Detalles de las estaciones de prueba para la medición de potenciales.

Fuente: Curso de Protección Catódica – Elite Training. 2006

El criterio para considerar una estructura con protección catódica es el valor de -0.85 V. mínimo y entre -1.5 y -2.0 V. máximo (con relación al electrodo Cu/CuSO₄), según diferentes autores. Un valor por debajo del mínimo nos indica presencia de corrosión y un valor superior al máximo, según el criterio, indica sobreprotección (sobre la estructura se empieza a liberar hidrógeno, causando el desligamiento de la capa de revestimiento aplicada.

Además puede presentarse en algunos casos, fragilización por hidrógeno del material protegido.)

2. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN PARA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA

La evaluación directa de la corrosión externa es un proceso que permite conocer el estado de las tuberías a partir de la información que entregan diferentes tecnologías de inspección, entre las cuales se encuentran: Pipeline Current Mapper (PCM), Direct Current Voltaje Gradient (DCVG), Close Interval Potential Surveys (CIPS), Medición de resistividad del suelo.

2.1 PIPELINE CURRENT MAPPER (PCM).

El sistema Pipeline Current Mapper - PCM es un sistema de monitoreo de tuberías enterradas, que permite la ubicación precisa de la tubería, localización y valoración de fallas del recubrimiento, evaluación detallada del sistema de protección catódica e identificación de contactos (o interferencias) con otras estructuras metálicas.

El equipo PCM consta de las siguientes partes: un receptor digital portátil, un transmisor portátil multi frecuencia de 200 Watts (pico), un marco "A" (accesorio para la localización puntual de fallas) y Cableado para conexión y para alimentación eléctrica. En la figura 15 se muestran las partes que componen el equipo.

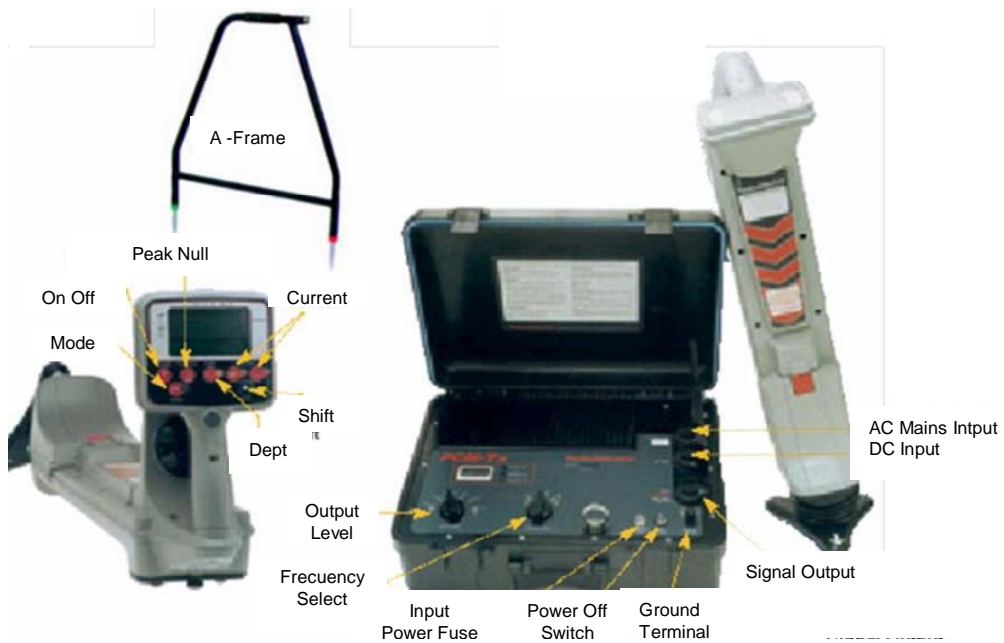


Figura 15. Equipo Pipeline Current Mapper – PCM y sus partes.
Fuente: Pipeline Current Mapper Used Guide.

2.1.1 Características de la tecnología PCM.

Dentro de las características del equipo se destaca el hecho de que no necesita un contacto directo con la tubería enterrada para definir la posición exacta y dirección de la misma, incluyendo su profundidad. En la figura 16 se muestra un esquema de localización de la tubería.

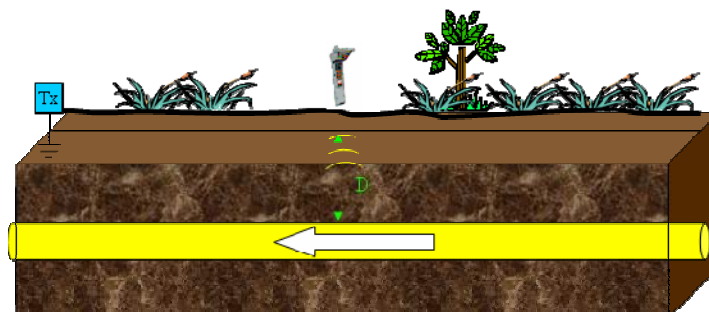


Figura 16. Esquema de localización de tuberías por la técnica PCM
Fuente: Los autores

Permite detectar, con gran precisión, daños de recubrimiento en las tuberías y da una indicación de magnitud de falla evitando así, que fallas insignificantes den lugar a excavaciones innecesarias y se generen altos costos. En la figura 17 se ilustra esta situación.

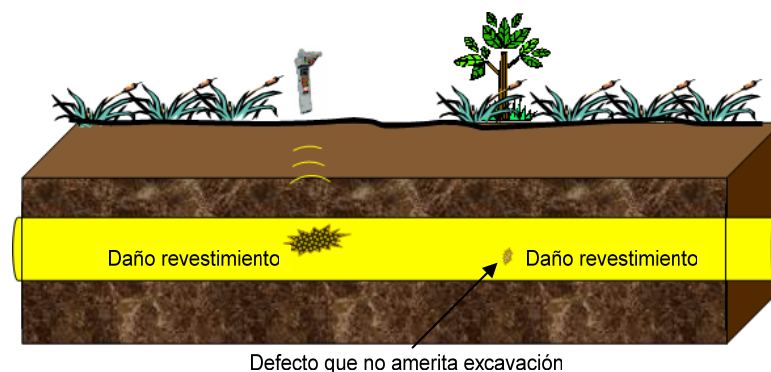


Figura 17. Esquemas de precisión en detección de daños en recubrimiento de la técnica PCM

Fuente: Los autores

El PCM es una tecnología capaz de detectar la pérdida de la corriente de protección catódica por estructuras extrañas, y diferenciarla de aquella causada por un pobre recubrimiento de la tubería. Detecta con gran precisión contactos con otras estructuras subterráneas (Derivaciones y tes), Provee un perfil, magnitud y dirección de la corriente, que es virtualmente la misma que las corrientes de protección catódica sobre la tubería.

Una de las fortalezas de esta técnica de inspección de tuberías enterradas radica en que es la única capaz de inspeccionar tuberías en ambientes de cruces de ríos y debajo de hormigón armado o asfalto, como se ilustra en las figuras 18 y 19.

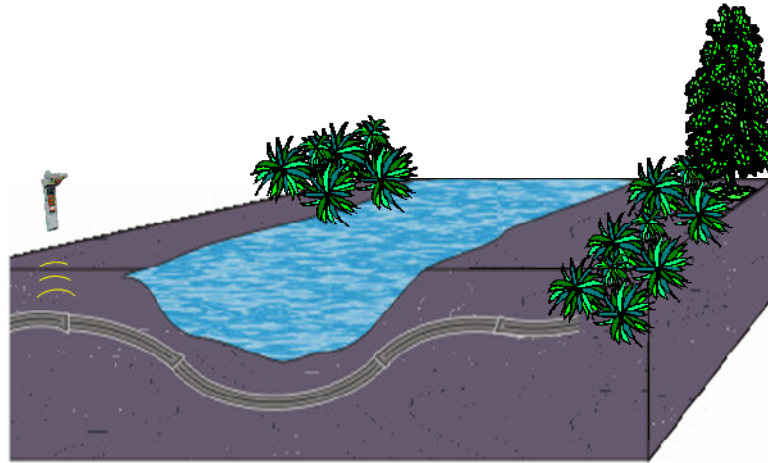


Figura 18. Inspección con PCM en cruces de ríos.
Fuente: Los autores

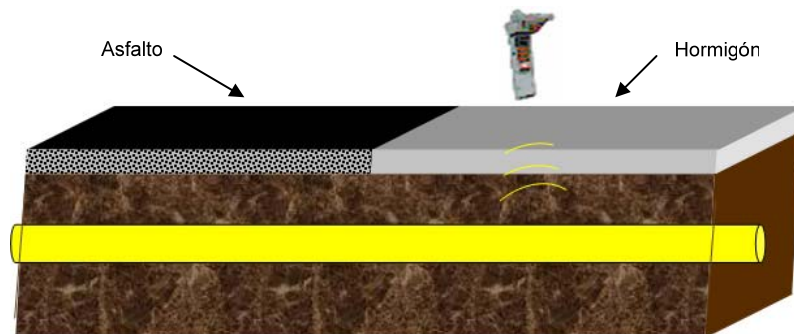


Figura 19. Inspección con PCM en asfalto y hormigón armado.
Fuente: Los autores

2.1.2 Principio de operación de la técnica PCM.

Técnica de evaluación del estado de recubrimiento en tuberías metálicas enterradas, se fundamenta en imprimir una corriente alterna de baja frecuencia (4Hz) conocida a una tubería (conductor con aislamiento eléctrico) que se encuentra inmerso en un medio como la tierra, agua, concreto, asfalto, etc. de resistividad variable con la distancia; esta corriente tenderá a fugarse por la

porosidad o fallas del aislante en cuyo caso sería la pérdida normal de corriente contra distancia si el recubrimiento se encuentra en buenas condiciones.

Para detectar estos cambios de corriente y medirlos, la técnica de PCM utiliza un magnetómetro que mide la magnitud del campo magnético inherente a la corriente que este pasando por el tubo, este campo magnético es directamente proporcional a la corriente, consecuentemente la disminución o atenuación de la señal puede ser usada para medir la condición del revestimiento de la tubería. Además de determinar la dirección y profundidad a la que se encuentra la estructura y el sentido de la corriente que viaja por él.

Una señal disminuirá o aumentará incrementalmente como función de la distancia al transmisor. La tasa de atenuación será dependiente de muchos factores entre los que se encuentran el tipo y las condiciones del revestimiento, resistividad del suelo, diámetro de la tubería, espesor de la pared, entre otros. Así como de la frecuencia de la señal. Para interpretar adecuadamente la información del PCM se usa la siguiente ecuación, que representa la atenuación de la señal, es decir, las pérdidas de señal, por unidad longitud de la tubería:

$$a = \frac{20 * \log (i_1 / i_2)}{d}$$

Donde:

a : atenuación de decibeles [dB] por unidad de longitud.

i_1 : magnitud de la señal en miliamperios [mA] en el comienzo de la sección.

i_2 : magnitud de la señal en miliamperios [mA] al final de la sección.

d : longitud de la sección.

Previamente se estableció que la corriente de mapeo posee características muy similares a las condiciones de corriente impresa de un SPC cuya naturaleza es de corriente continua. Por esta condición la corriente de PCM es de 4 Hz. cuyo comportamiento es muy similar al de la corriente DC (0Hz); por lo que cualquier variación en la corriente, de PCM (4 Hz), que se detecte será fiel reflejo de lo que esta sucediendo con la corriente de protección y por ende se está evaluando el estado del recubrimiento en ese punto, además la baja frecuencia elimina el error del efecto capacitivo que afecta a la señal de alta frecuencia.

Si se toman varias medidas en un tramo determinado, se puede caracterizar el estado del recubrimiento en ese intervalo determinado concluyendo si se trata de un daño generalizado o una falla puntual en el recubrimiento. Esta característica también permite determinar si el cambio de pendiente es a causa de una derivación o un contacto con una tubería enterrada que cruza.

Las condiciones a lo largo de cada tubería son únicas, lo que hace que existan diferentes tasas de atenuación de señal para cada tubería inspeccionada. Sin embargo, las atenuaciones de la señal deben ser normalizadas para cuantificar las pérdidas de señal previstas, basadas en la distancia al transmisor. Entonces se establece un índice relativo para cada tubería inspeccionada usando la metodología del PCM, la cual correlaciona la atenuación de la señal en punto discreto con la calidad del revestimiento en esa ubicación. En la tabla 3 se presenta una guía para clasificación de las condiciones del revestimiento de una inspección usando la técnica PCM.

CALIDAD DEL REVESTIMIENTO	PÉRDIDAS (mB/pie)
Bueno a Aceptable	0 a -2
Aceptable a Deficiente	-2 a -4
Deficiente	< -4

Tabla 3. Clasificación de las condiciones del revestimiento con PCM

Fuente: Practical experiences in validating the ECDA process - Comparing indirect inspection results and direct examinations. Corrosion 2005 - Paper 05181.

Si se define un intervalo de 100 metros entre lecturas y no se presenta pérdida de corriente se concluye que el revestimiento se encuentra sin daño en ese tramo y que no existen contactos con otras estructuras, de esta forma se evalúa en forma rápida y sencilla grandes secciones de la línea.

Las pérdidas de corriente mayores se clasifican de acuerdo con los siguientes casos:

- *Atenuación de corriente insignificante:* El revestimiento protector de la tubería se encuentra en buenas condiciones.
- *Perdida rápida de corriente:* El revestimiento se encuentra en malas condiciones, la magnitud de la pérdida indica el nivel de daño generalizado.
- *Atenuación intermedia:* El revestimiento es una combinación de buenas y malas condiciones. La parte defectuosa se revela por una caída brusca de corriente en aquella sección de tubería.
- *Perdida Brusca de corriente:* Rápidamente es posible identificar entre un contacto con otra estructura o un daño puntual severo del revestimiento.

Al encontrar *pérdidas de corriente mayores* se toman lecturas reduciendo 50% el intervalo de medición cada vez, hasta llegar a 5 metros. En este punto se realiza inspección minuciosa para encontrar la ubicación exacta de la falla. Se debe reforzar la investigación de la severidad del defecto usando el Marco A para precisar la posición exacta de la falla.

En el Anexo A se presenta un procedimiento para operación de la técnica de inspección con PCM.

2.2 DIRECT CURRENT VOLTAGE GRADIENT (DCVG).

La técnica Direct Current Voltage Gradient - DCVG es una inspección basada en la técnica de registro de potenciales de protección en campo mediante el monitoreo en tramos cortos a lo largo del derecho de vía, este ensayo determinará la severidad de las fallas presentes en el revestimiento de sistemas de tuberías o estructuras enterradas.

2.2.1 Características del DCVG.

Esta técnica de inspección cuantitativa se basa en la inyección de corriente continua y el monitoreo de los gradientes de potencial a lo largo del tramo en observación, se puede considerar la instalación de interruptores en las URPC más cercanas los cuales suministrarán una evaluación del comportamiento anódico o catódico del tramo en prueba.

Los defectos de mayor tamaño son aquellos que requieren la mayor cantidad de corriente de protección y en consecuencia son los primeros en quedar desprotegidos, especialmente si se están alejados de la fuente de corriente; de

aquí que la localización y clasificación de los defectos de acuerdo al tamaño es un parámetro adecuado para tomar decisiones de reparación.

La definición de severidad del defecto hace relación a la amplitud del gradiente de voltaje entre el epicentro del defecto y la tierra. Esta relación se conoce como %IR, y se cuantifica entre un número de 0 a 100 que indica la severidad del defecto; estos gradientes de voltaje se determinan en cada defecto localizado haciendo mediciones de potenciales y cálculos respectivos.

Otros autores utilizan la siguiente ecuación:

$$\% IR = \frac{k(t, d) \times \Delta G_{OL-d}}{\Delta V_{OL} + k(t, d) \times \Delta G_{OL-d}}$$

Donde:

ΔG_{OL-d} = Cambio del gradiente lateral medido desde un electrodo de referencia 1 instalado sobre la línea y un electrodo de referencia 2 instalado a una distancia d perpendicular a la línea.

ΔV_{OL} = Cambio del potencial entre la tubería y un electrodo de referencia 1 instalado sobre la línea.

$k(t, d)$: Función que depende de la profundidad t y la distancia d entre dos electrodos de referencia utilizados para medir el gradiente. (Ej: $d=3$ m, es para un gradiente de 3m). Los valores para la función $k(t, d)$ pueden ser obtenidos de la figura 20.

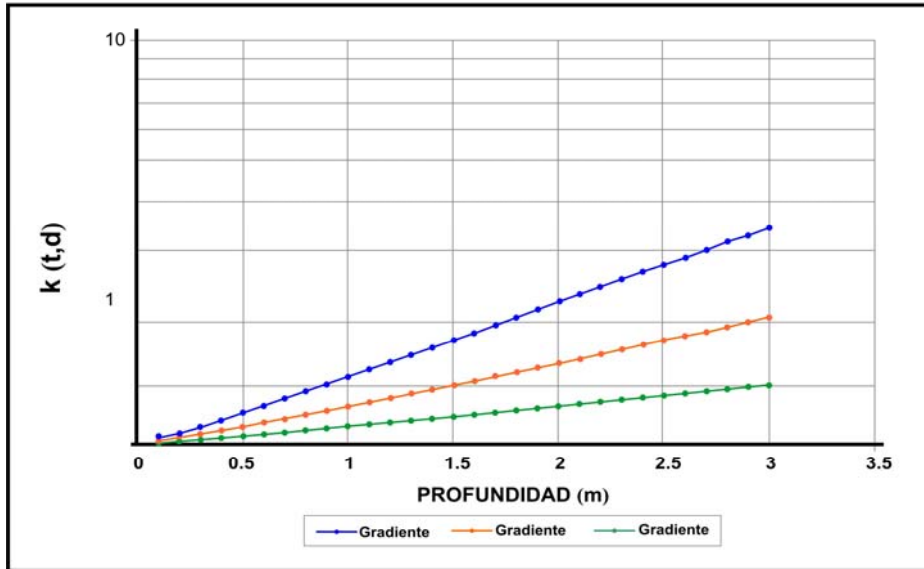


Figura 20. Gráfica del cambio con la profundidad de K(t).

La relación entre %IR y la cantidad de daños en el revestimiento es compleja y depende de muchos factores, entre los que se tienen: la resistividad del terreno, el hecho que se formen o no películas pasivas en el metal desnudo, el tipo de revestimiento, etc. Por lo anterior, no se ha podido normalizar una escala absoluta, pero se ha hecho una clasificación empírica basada en los valores de potencial obtenidos mediante la técnica DCVG y la ejecución de excavaciones para visualizar y determinar la magnitud de la falla. Los valores determinados empíricamente se muestran en la tabla 4.

%IR	SEVERIDAD	ACCIÓN REQUERIDA
0 A 15	Pequeña	Ninguna
16 a 35	Mediana	Considerar reparación
36 a 70	Grande	Reparación rápida
71 a 100	Extra grande	Reparación inmediata

Tabla 4. Clasificación empírica de los defectos que determinan la acción requerida de reparación.

Fuente: Practical experiences in validating the ECDA process - Comparing indirect inspection results and direct examinations. Corrosion 2005 - Paper 05181.

Otro parámetro importante para determinar si un defecto ha de ser reparado o no es el de su comportamiento ante el fenómeno de corrosión.

Los defectos pueden tener tres comportamientos:

- *Catódico/Catódico*: El defecto está protegido cuando el sistema URPC está operando, o cuando está apagado, gracias a la formación de películas protectoras.
- *Catódico/Anódico*: El defecto está protegido cuando la URPC está en operación, pero desprotegido cuando el sistema está apagado.
- *Anódico/Anódico*: El defecto no está protegido en ningún caso (URPC On y Off).

Los defectos más agresivos son los de comportamiento Anódico/Anódico ya que no se protegen con el sistema PC en operación, por lo que se presenta un proceso de corrosión acelerado de la tubería en este defecto.

Los defectos Catódico/Anódico tienen suficiente protección cuando el sistema de PC está funcionando pero quedan desprotegidos al estar el sistema fuera de servicio; estos defectos pueden cambiar el resultado en cuanto a reparación se refiere al variar las condiciones de operación de los rectificadores, igualmente pueden cambiar cuando hay una redistribución de la corriente catódica en el terreno debido a cambios graduales de su condición (de terreno seco en verano a terreno húmedo en invierno).

Los comportamientos anteriores pueden ser determinados fácilmente con la técnica DCVG debido a que el pulso asimétrico de la señal permite determinar la

dirección de la corriente, siendo un punto catódico cuando la corriente llega a la estructura y anódico cuando la corriente la abandona.

2.2.2 Principios de la técnica DCVG.

Cuando se aplica una corriente directa como la aplicada en un sistema de PC, la corriente fluye a través del terreno hacia el metal expuesto en los defectos del revestimiento creando un gradiente de voltaje entre el tubo y el terreno. Al tener mayor cantidad de flujo de corriente, mayor resistividad del terreno y al estar más cerca al defecto, se generará mayor gradiente de voltaje.

Generalizando, cuanto más grande es el defecto mayor es el flujo de corriente y el gradiente de voltaje, hecho que es utilizado para definir la severidad de los defectos y prioridades de reparación.

Para separar el flujo de corriente de otras fuentes de corriente continua y para facilitar la interpretación de la información recopilada, la señal que se imprime a la tubería se interrumpe cíclicamente a una frecuencia de 1.1 Hz., esta señal podrá ser impresa sobre la tubería utilizando una batería o un rectificador portátil con una cama anódica provisional o igualmente se puede instalar en el rectificador del sistema de protección catódica un interruptor cíclico.

La señal impresa se mantiene un tercio de segundo y se interrumpe por dos tercios de segundo, lo cual permite determinar la dirección del flujo de corriente y compararla con otras fuentes de corriente directa en el defecto; de este modo se determina el grado de protección.

El gradiente de voltaje se mide utilizando un mili voltímetro sensible y adecuado para la aplicación, en el cual se determina la diferencia de voltaje entre dos electrodos de Cobre/Sulfato de Cobre colocados directamente en el suelo.

Una celda colocada a un metro del gradiente adopta un potencial más positivo que la otra, lo que permite determinar la dirección de corriente y el gradiente de voltaje.

Al inspeccionar una línea el operador camina el derecho de vía midiendo el gradiente de voltaje a intervalos regulares. Cuando se acerque a un defecto la aguja del mili voltímetro empieza a seguir la señal, apuntando hacia la dirección de flujo de corriente, que siempre debe estar hacia el defecto en la tubería; al pasar el defecto, la dirección de la aguja cambia de sentido completamente y decrece lentamente su amplitud a medida que el operador se aleje del defecto.

Regresando, se reubica la posición de los electrodos hasta que no haya deflexión de la aguja hacia ninguna dirección. En este momento el defecto se encuentra en la mitad de la distancia entre las dos celdas.

Estas etapas se repiten en ángulo recto al trazado anterior y donde se crucen las dos posiciones intermedias se localiza el epicentro del gradiente de voltaje. Este generalmente se localiza sobre el defecto.

La localización del defecto se señala con estacas, pintura o mediante una referencia de distancia a un punto, dirección o coordenadas geográficas.

Para determinar varias características del defecto, en especial su comportamiento a la corrosión, se realizan varias mediciones eléctricas alrededor del epicentro y desde el epicentro a la tierra remota.

En el Anexo B. se presenta el procedimiento para la operación de la técnica de inspección con DCVG.

2.3 CLOSE INTERVAL POTENTIAL SURVEYS (CIPS).

Las tuberías protegidas catódicamente son equipadas con estaciones de prueba cada dos kilómetros, de donde se pueden obtener medidas de potencial tubería-suelo con celdas de referencia. Estas medidas solo representan el conocimiento del sistema de protección de tan solo una fracción de la longitud del tubo.

2.3.1 Características de la técnica CIPS.

La técnica Close Interval Potencial Surveys – CIPS fue diseñada para revisar la efectividad de un SPC en la totalidad del recorrido de una línea, es decir en los espacios entre las estaciones de prueba.

La técnica CIPS es una práctica de inspección desarrollada para el análisis detallado de los niveles de protección catódica en tuberías enterradas.

2.3.2 Principio de la técnica CIPS.

Esta técnica consiste en la medición continua de potenciales tubería-suelo respecto de un electrodo de cobre sulfato de cobre empleando intervalos de 2,5 pies sobre la tierra que cubre la tubería.

En virtud de la profundidad de las tuberías enterradas, esta es esencialmente una inspección continua. En esta técnica todas las fuentes de corriente aplicadas para proteger la tubería deben ser interrumpidas sincronizadamente con la ayuda de interruptores dotados de GPS en cada rectificador del sistema de protección

catódica, estableciendo ciclos de 8 segundos en “ON” y 2 segundos en “OFF”. Estas interrupciones se hacen necesarias para obtener una verdadera lectura del potencial tubería-suelo debido a que hay que minimizar el error de caída de voltaje. En la figura 21 se muestra la configuración para la operación de la técnica CIPS.

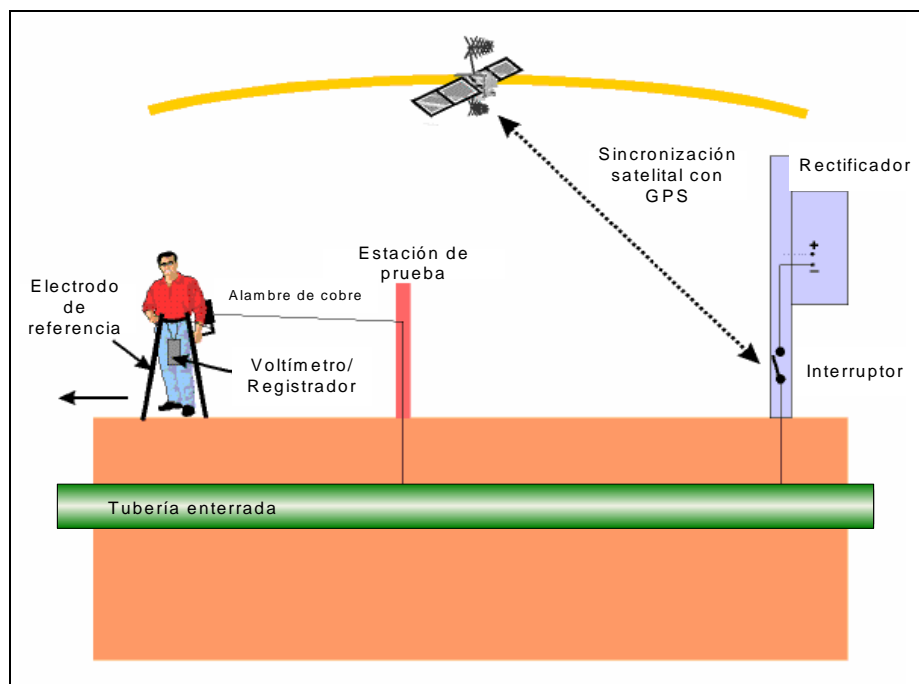


Figura 21. Configuración del CIPS.

Fuente: Curso de Protección Catódica y Monitoreo de Corrosión Interior. INSERCOR Ltda.

Como las medidas de potencial se recolectan a lo largo de la tubería, las posiciones de cada medición así como también las características físicas de la misma deben ser registradas en cada corrida usando coordenadas de longitud y coordinas GPS.

La clasificación usada para evaluar la información recolectada por la técnica CIPS se puede ver en la tabla 5.

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Menor	Depresiones en el perfil de potenciales donde ambos, tanto potenciales "ON" y "OFF" son más negativos que -850 mV
Moderada	Depresiones en el perfil de potenciales donde, los potenciales "ON" son más negativos que -850 mV y los potenciales "OFF" son menos negativos que los -850 mV.
Importante	Depresiones en el perfil de potenciales donde ambos, tanto potenciales "ON" y "OFF" son menos negativos que -850 mV

Tabla 5. Clasificación de las condiciones del sistema de protección catódica
Fuente: Practical experiences in validating the ECDA process - Comparing indirect inspection results and direct examinations. Corrosion 2005 Paper 05181

Con los datos provenientes de la inspección realizada con la técnica CIPS se elaboran curvas metro a metro de la variación de los potenciales de protección catódica, que sirven para analizar el desempeño del sistema.

En el Anexo C. se encuentra el procedimiento de operación de la técnica CIPS.

2.4 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO

Una de las técnicas más recientes para este fin es la técnica de inducción electromagnética la cual se basa en que las diferentes clases de suelos emiten diferentes señales magnéticas a diversas profundidades debido a la variedad de componentes que contienen. Cuando se inducen corrientes electromagnéticas desde el exterior, antenas tipo radar de alta y baja frecuencia, son capaces de obtener las señales reflejadas que emiten los componentes del suelo, las cuales son llevadas a un equipo e interpretadas.

La figura 22 muestra el equipo para la toma de resistividades por inducción electromagnética.

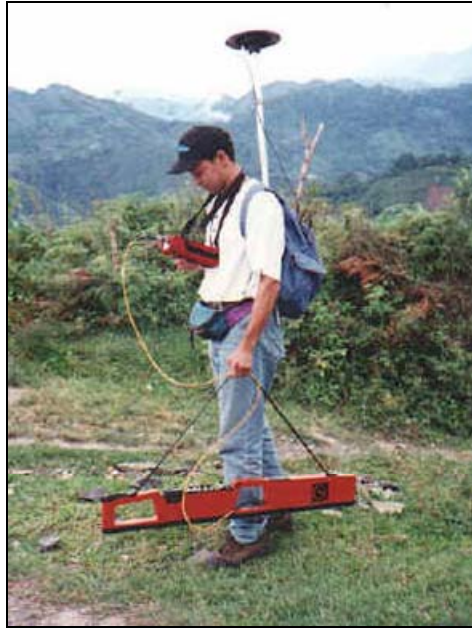


Figura 22. Toma de resistividades por inducción electromagnética
Fuente: http://www.tecnologiatotal.net/pre_tecnototal.pdf

El estudio de las variaciones magnéticas de un área analizada, producen una imagen tipo fotografía, de las que se pueden tomar lecturas cuantitativas de la intensidad magnética reflejada por los componentes del suelo, las cuales son llevadas a una curva. Con un software se puede correlacionar la intensidad magnética reflejada con la resistencia al paso de la corriente.

De esta forma se pueden obtener los valores de resistividad de un terreno a diferentes profundidades. Los equipos actuales pueden obtener cerca de 30 lecturas de alta sensibilidad en un área de un metro cuadrado, a través de 15 a 20 pares de electrodos que captan lecturas automáticas.

2.5.1 Características de la técnica Pearson survey.

Esta técnica localiza los defectos de los recubrimientos y los objetos metálicos foráneos cercanos a la tubería que puedan generar un gradiente de potencial en el suelo.

Se recorre la sección completa de la tubería, permitiendo que se realice una inspección del derecho de vía al mismo tiempo.

Esta técnica permite evaluar la condición del recubrimiento sobre áreas pavimentadas cuando se le acondiciona un acolchado especial en la prueba. En la figura 24 se muestra un esquema de inspección con la técnica Pearson Survey.



Figura 24. Inspección con la técnica Pearson Survey.
Fuente: <http://www.the.sniffers.be/pipeline/pearson.htm>

2.5.2 Principio de la técnica Pearson Survey.

Esta técnica utiliza una señal AC inyectada sobre la tubería y compara el gradiente potencial a lo largo de la tubería entre dos contactos de tierra móviles. Con los

defectos del recubrimiento los gradientes de voltaje incrementan, los cuales se anotan y registran en un formato a medida que progresa la inspección.

Inicialmente una terminal de transmisor es conectado a la tubería, usualmente con la conexión eléctrica de la PC, la otra terminal se conecta a tierra y entonces el transmisor es energizado

Para asegurar que la tubería se inspecciona con exactitud la ruta se debe localiza y marcar antes de que se inicie la inspección.

Los contactos de tierra del equipo pueden ser manejados por un operador, quienes además llevan un receptor. El operador camina a lo largo de la tubería, poniendo la prueba cada 2 metros en el suelo. Cuando se aproxima al defecto del recubrimiento se presenta un incremento en el nivel de la señal, la señal incrementa excesivamente si la prueba se ubica lejos de la tubería.

La información obtenida se relaciona con el incremento y descenso en el nivel de la señalen una posible localización del defecto. La información puede ser cuantificada. La información puede ser cuantificada por la interpretación del operador de la intensidad y tasa de incremento de la señal de indicaciones en la medida de la señal o del sonido de la alarma. Estas interpretaciones se pueden usar para el grado del defecto del recubrimiento localizado.

3. EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA

La administración de integridad de la tubería es un proceso para evaluar y mitigar los riesgos a fin de reducir tanto la probabilidad como las consecuencias de los incidentes que puedan provenir de un inadecuado manejo de la corrosión.

Un aspecto clave en el manejo o administración de la integridad de la tubería es la ubicación de las zonas que son más vulnerables a la corrosión. Otro aspecto importante es predecir la corrosión sobre toda la tubería en un periodo de tiempo para prevenir la posibilidad de falla.

Existen normas de evaluación directa que proveen una alternativa para valorar la integridad de las tuberías, entre las que se destacan la Evaluación directa de la Corrosión Exterior (ECDA), la Evaluación directa de la corrosión Interior (ICDA) y Evaluación Directa de la Corrosión bajo esfuerzos (SCCDA).

La evaluación directa de la corrosión interior (ICDA) es un proceso que identifica áreas dentro de la tubería donde líquidos ya sea producidos o condensados puedan depositarse por alguna condición de perturbación en el diámetro de la tubería. Este proceso se enfoca en una evaluación directa de ubicaciones específicas en cada área donde es más probable que ocurra la corrosión interior. Si no hay evidencia de corrosión interior, en las ubicaciones más probables, entonces toda la sección de tubería puede ser considerada como de bajo riesgo para corrosión interior.

El Evaluación Directa de la Corrosión bajo esfuerzos (SCCDA) es un proceso de mejoramiento en la seguridad de las tuberías a través de la identificación de sitios susceptibles a lo largo de las mismas, este proceso es similar al ICDA en cuanto a que busca prevenir proactivamente los defectos producidos por corrosión bajo

esfuerzos de tal manera que su crecimiento no alcance un tamaño que pueda afectar la integridad estructural de la tubería.

La evaluación directa de la corrosión externa ECDA por sus siglas en inglés (External Corrosion Direct Assessment) es un proceso de mejoramiento continuo, que permite a través de aplicaciones sucesivas, identificar y ubicar la corrosión en sectores en los cuales ha ocurrido, esta ocurriendo o puede ocurrir corrosión. Mas que localizar defectos presentes, ECDA permite localizar áreas donde a futuro estos se pueden formar. ECDA fue desarrollado como un proceso para mejorar la seguridad de las tuberías, en el que su principal propósito es prevenir daños futuros por corrosión externa, aplica a tuberías enterradas costa adentro (onshore) construidas con materiales ferrosos.

La aplicación de ECDA esta dirigida para segmentos de tubería que:

- No pueden ser inspeccionadas usando otro método de inspección tales como ILI (Herramientas de inspección inteligente) o pruebas de presión.
- Deben ser inspeccionados con métodos de administración o manejo futuro de la corrosión, en donde se establecen intervalos de reestimación.
- Tengan problemas de recubrimiento o estén desnudas.

El proceso ECDA requiere la integración de la información proveniente de la evaluación de varios campos tales como la evaluación de la superficie de la tubería, las características físicas de las mismas y la historia de operación. Para desarrollar el proceso ECDA se deben seguir cuatro etapas: Preevaluación, Inspección indirecta, Evaluación directa y Post-evaluación.

3.1 PRE-EVALUACIÓN

Los objetivos de esta etapa son evaluar si la tubería puede ser candidata para aplicársele el proceso ECDA, mediante la recolección de información histórica y actual; seleccionar las herramientas de inspección indirecta e identificar las regiones ECDA. Los datos históricos a recolectar son toda aquella información de construcción, operación y mantenimiento, hojas de alineación, reportes de inspección de las evaluaciones de integridad o las acciones de mantenimiento.

Esta etapa consta de los siguientes pasos: recolección de datos, definición de factibilidad de aplicación de ECDA, selección de técnicas de inspección indirecta e identificación de regiones ECDA.

3.1.1 Recolección de los datos.

En esta parte se recolecta la información histórica y actual junto con la información física del segmento de tubería a ser evaluado. Además de esto se define la información mínima requerida en la historia y condiciones del segmento de tubería identificando la información de los elementos que se consideran críticos para el éxito del proceso ECDA.

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 6 se refieren consideraciones generales a tener en cuenta para recolectar el tipo de información para aplicar ECDA.

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 ó conexión de metales disímiles.
Tubería con casing.	Deben considerarse regiones separadas.
Sitios con curvas, miter bends, 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.
Programas 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 .

Tabla 6. Recolección de la información para aplicación de ECDA

Fuente: Los autores

3.1.2 Definición de factibilidad de aplicación del proceso ECDA.

Se debe integrar y analizar toda la información recolectada para determinar si es o no, posible usar las técnicas de inspección indirectas. De no ser posible el uso de las técnicas indirectas, la factibilidad de aplicación de ECDA es nula y se dice que ECDA no aplica.

Las siguientes condiciones hacen difícil aplicar ECDA:

- Sectores con apantallamiento de la CP.
- Material de relleno rocoso y cortante.
- Áreas pavimentadas o concreto.
- Áreas con alguna imposibilidad para obtener datos en un periodo de tiempo razonable.
- Áreas con estructuras metálicas enterradas adyacentes.
- Áreas inaccesibles.

Si existen ubicaciones a lo largo del segmento de tubería evaluado en los cuales no es práctico realizar inspección indirecta tales como cruces de caminos, puede usarse si se considera cualquier otro método distinto para evaluar la integridad en esa área.

3.1.3 Selección de técnicas de inspección indirecta.

Se deben seleccionar como mínimo dos técnicas de inspección indirecta para todas las áreas o regiones donde se va a aplicar el proceso ECDA a lo largo de la tubería, la figura 24 muestra un ejemplo de cómo hacerlo.

Las técnicas de inspección indirecta a ser seleccionada deben basarse en su habilidad para detectar actividad de corrosión y defectos en el recubrimiento. Se debe tratar de seleccionar aquellas técnicas de inspección indirecta que sean complementarias, es decir, seleccionar aquellas herramientas tales que las ventajas de una compense las limitaciones de la otra. La figura 25 muestra un ejemplo de cómo realizar la selección de las técnicas de inspección indirecta.

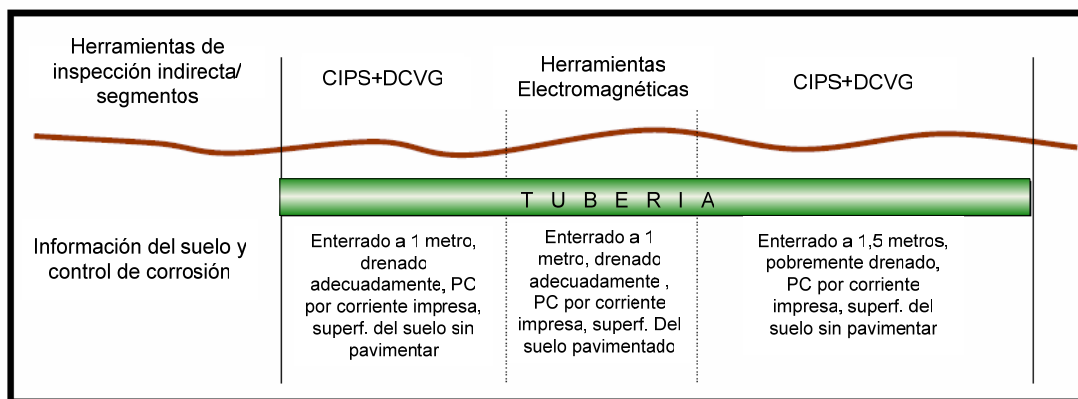


Figura 25. Ejemplo de selección de herramientas de inspección indirecta.
Fuente: Los autores

En la tabla 7 se presenta una guía adicional para la selección de herramientas de inspección indirecta y específicamente condiciones bajo las cuales algunas herramientas de inspección indirecta no son prácticas o confiables.

CONDICIONES	CIPS	DCVG	PEARSON	ELECTROMAGN.	PCM
Discontinuidades en el revestimiento	2	1,2	2	2	1,2
Tubería desnuda	2	3	3	3	3
Cercanía a cruce de ríos	2	3	3	2	2
Perdidas de corriente	2	1,2	2	2	1,2
Actividad de corrosión por apantallamiento	3	3	3	3	3
Estructuras metálicas adyacentes	2	1,2	3	2	1,2
Tuberías paralelas cercanas	2	1,2	3	2	1,2
Cercanía a líneas de alto voltaje o líneas de transmisión eléctrica	2	1,2	2	3	3
Casing cortados	2	2	2	2	2
Bajo caminos pavimentados	3	3	3	2	1,2
Tubería desnuda en cruces de camino	2	1,2	2	2	1,2
Tubería revestida	3	3	3	3	3
Lugares enterrados profundos	2	2	2	2	2
Zonas inundadas	2	1,2	2	2	1,2
Terrenos rocosos/Rocas afiladas/material de relleno	3	3	3	2	2

Tabla 7. Matriz de selección de herramientas de inspección indirecta
Fuente: NACE RP 0502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment, 2002.

Cada herramienta de inspección indirecta ha sido evaluada y le ha sido asignada una calificación de acuerdo a la aplicabilidad en cada situación. De acuerdo a los siguientes criterios:

- **Calificación 1 (Aplicable):** pequeños defectos en el recubrimiento, normalmente aislados y menores a 1 pulg² y condiciones que no causan fluctuaciones en los potenciales de protección catódica bajo condiciones normales de operación.
- **Calificación 2 (Aplicable):** extensos defectos en el recubrimiento, aislados o continuos, y condiciones que causan fluctuaciones en los potenciales de protección catódica bajo condiciones normales de operación.

- **Calificación 3** (*No aplicable*): no son aplicables este tipo de herramientas o no son aplicables sin unas consideraciones especiales.

Todos los métodos de inspección están limitados por la sensibilidad al tipo y composición del suelo, presencia de rocas afiladas, tipo de recubrimiento, prácticas de construcción de las tuberías, corrientes de interferencia y otras estructuras. Por estas razones es necesario al menos dos o más métodos de inspección para obtener los resultados deseados y los niveles de confiabilidad requeridos.

Ninguna de estas herramientas de inspección es capaz de detectar condiciones en el revestimiento que no presenten continuidad eléctrica en el suelo. Si hay continuidad eléctrica en el suelo, tales como pequeños defectos u orificios, herramientas tales como el DCVG, PCM o herramientas electromagnéticas pueden detectar estas áreas de defectos.

Todas las herramientas de detección son sensibles en la detección de defectos en el recubrimiento cuando las tuberías enterradas exceden las profundidades normales. Las condiciones de campo y del terreno pueden afectar los rangos de profundidad así como la sensibilidad de detección.

No necesariamente se tiene que usar las mismas herramientas de inspección a lo largo de toda la tubería. Una manera de ilustrar esto se muestra en la figura 25, en la que se demuestra como la selección de las herramientas de inspección indirecta pueden variar a lo largo de la tubería.

3.1.4 Identificación de las regiones ECDA.

Una región ECDA es una porción de tubería que tiene aspectos muy similares tales como características físicas, historia de corrosión, condiciones futuras de

corrosión esperadas y que usan las mismas herramientas de inspección indirecta. Las regiones ECDA no necesariamente deben ser contiguas, esto quiere decir, una región ECDA puede repetir en otro sector de la tubería con similares características.

La definición de las regiones ECDA pueden ser modificadas basadas en los resultados de la etapa de inspección indirecta. Las definiciones hechas en este punto son preliminares y se espera que sean ajustadas posteriormente durante el transcurso del proceso ECDA.

Para definir una región ECDA, se deben identificar tres aspectos:

- Las características físicas del terreno: tipo de terreno, drenaje, resistividad.
- Sectores con antecedentes de corrosión.
- Herramientas de inspección indirecta usadas.

La figura 26, muestra la definición de regiones ECDA para una tubería dada.

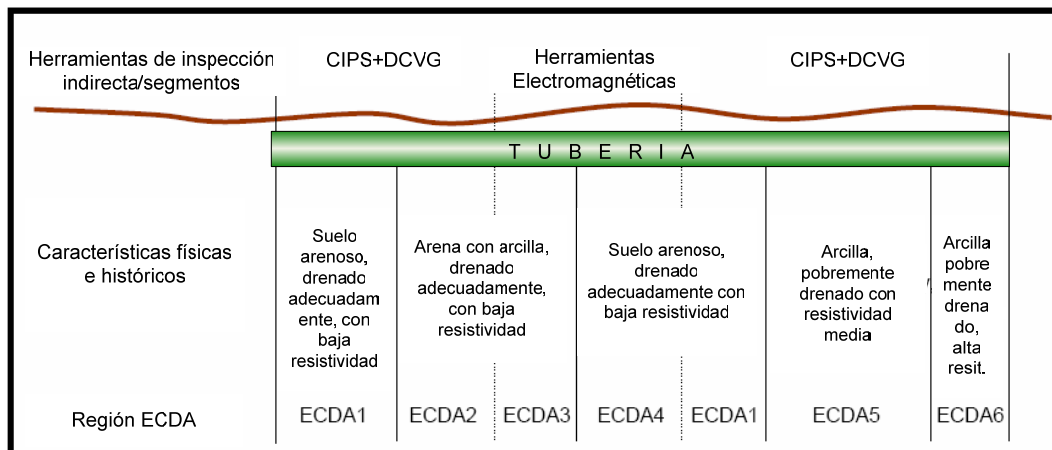


Figura 26. Definición de regiones ECDA

Fuente: Los autores

En este caso basado en la escogencia de las herramientas de inspección indirecta, las características del suelo y la historia de operación y corrosión, se han

definido seis regiones ECDA. Se puede notar que una de las regiones, ECDA 1, no es contigua, dos ubicaciones a lo largo de la tubería tienen las mismas características de suelo, historia y herramientas de inspección indirecta, por lo tanto deben ser clasificadas como la misma región (ECDA 1).

Los pasos incluidos en la etapa de pre-evaluación que fueron definidas anteriormente se muestran consolidadas en el diagrama de la figura 27.

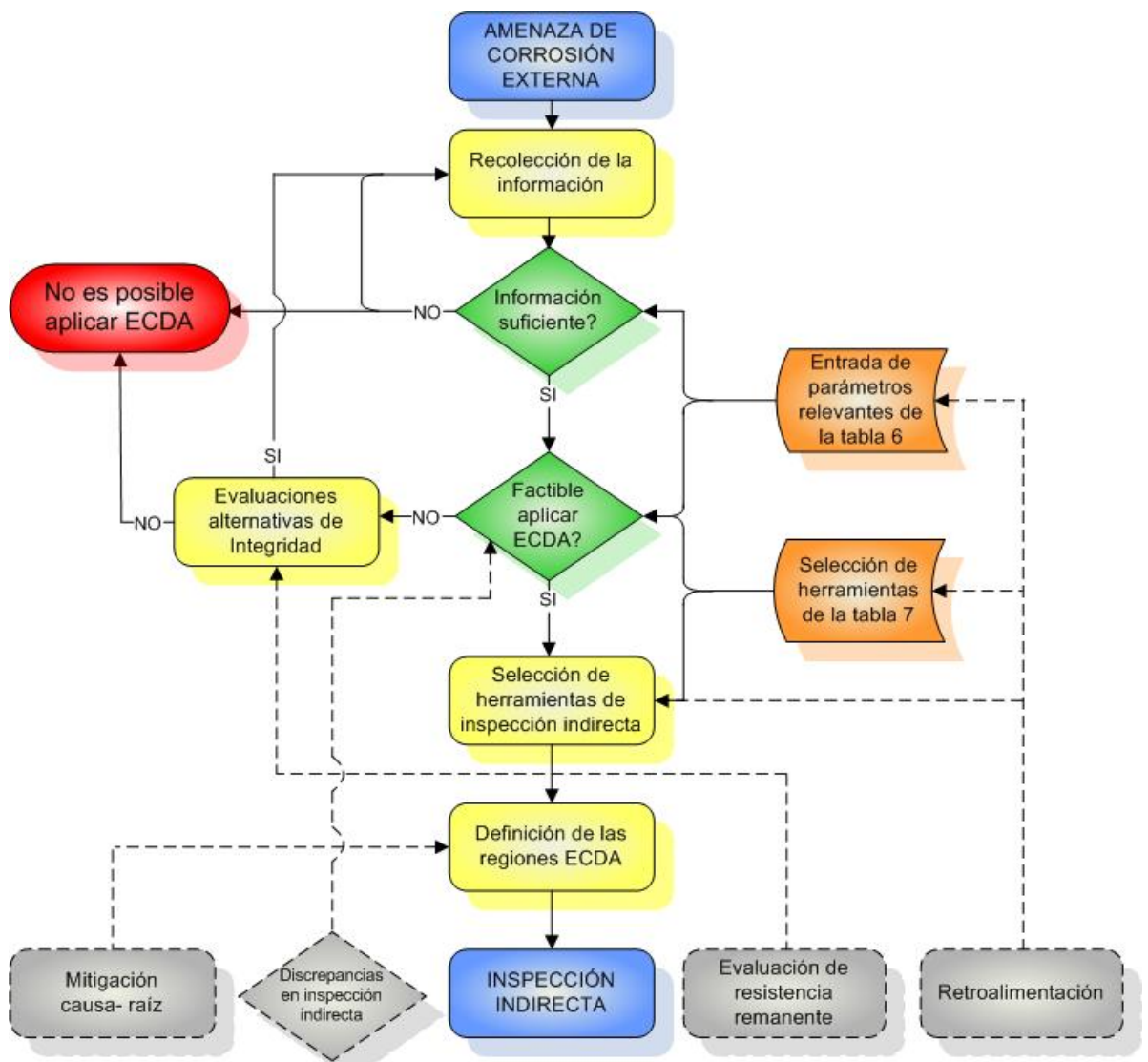


Figura 27. Secuencia de pasos para realizar la etapa de pre-evaluación
Fuente: Los autores

3.2 INSPECCIÓN INDIRECTA

En esta etapa se busca la identificación y definición de la severidad de las fallas en el recubrimiento, otras anomalías y áreas en las cuales la corrosión puede haber ocurrido o estar ocurriendo. Se requiere de al menos dos resultados de inspecciones sobre cada región ECDA.

Esta etapa consta de los siguientes pasos: Realizar medidas de inspección indirecta, Identificación, alineación y comparación de datos, Definición y aplicación de criterios para clasificar la severidad de las indicaciones, Comparación de las indicaciones y Comparación de las indicaciones con la preevaluación y los datos históricos.

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 superposición en las regiones ECDA adyacentes. Cada inspección indirecta realizada debe ejecutarse sobre toda la región ECDA considerada y realizada de acuerdo con las 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 facilidades los resultados comparativos pueden hacerse difíciles y considerarse no válidos.

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.

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

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

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 8 se muestran criterios de severidad para varias tecnologías de inspección indirecta:

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.
Electromag../ 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.

Tabla 8. Clasificación de la severidad para varias técnicas de inspección indirecta
Fuente: NACE RP 0502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment, 2002.

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 reinspecciones 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.

3.2.5 Comparación de las indicaciones con la preevaluación y los datos históricos.

Una vez las discrepancias han sido resueltas, se deben comparar esos resultados, con aquellos obtenidos en la etapa de preevaluación 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.

Los pasos incluidos en la etapa de inspección indirecta se pueden mostrar en el diagrama mostrado en la figura 28:

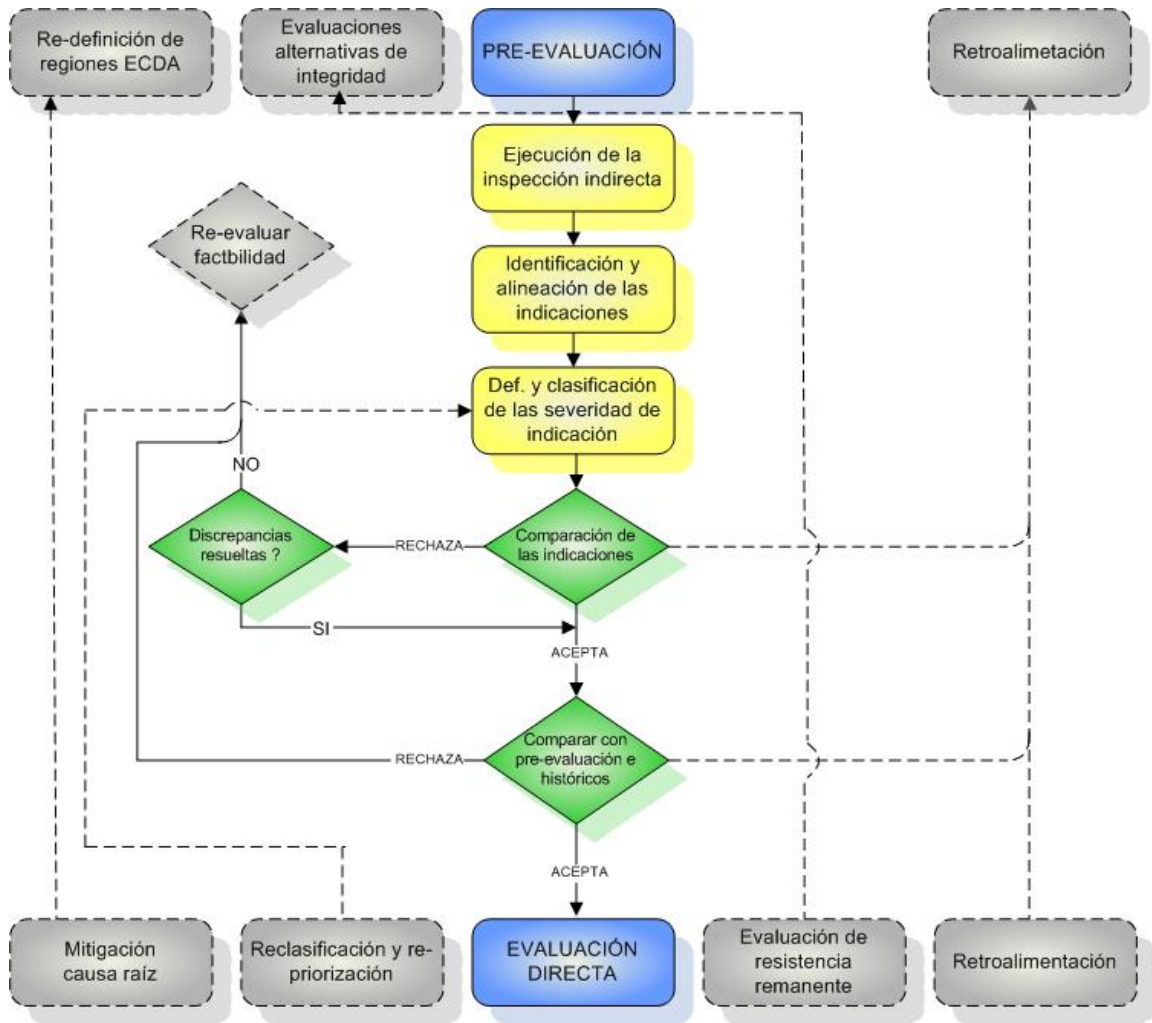


Figura 28. Secuencia de actividades de la etapa de inspección indirecta
Fuente: Los autores

3.3 EVALUACIÓN DIRECTA

El objetivo de esta etapa es determinar cuales 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.

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 9 muestra ejemplos de criterios para priorización de las indicaciones.

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.	

Tabla 9. Ejemplo de Priorización de indicaciones de inspección indirecta
Fuente: NACE RP 0502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment

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 revestimiento o actividad de corrosión importante van más allá del sitio de la excavación.

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

Se debe evaluar la condición del revestimiento 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: ampollamiento, 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.

3.3.4 Evaluación de resistencia remanente.

Se debe evaluar o calcular la resistencia remanente en las ubicaciones donde se encontraron defectos. Los métodos más comúnmente usados para evaluar la resistencia remanente son los métodos ASME B 31G, RSTRENG y Det Norske Veritas (DNV) Standard RP-F101. 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.

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, apantallamiento por desprendimiento del revestimiento o corrosión biológica tendrán que ser consideradas métodos alternativos de evaluación de la integridad para ese segmento de tubería.

3.3.6 Mitigación.

Se deben identificar y realizar actividades de remediación para mitigar e impedir la corrosión externa a futuro resultado de las 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.

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.

❖ 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 (sección 3.3.1), se debe modificar el criterio y re-priorizar todas las indicaciones.
- Si la corrosión existente es mas 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 (sección 3.2.3).

- 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 (sección 3.3.1).

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.

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 todos los 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.

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 preevaluación 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 preevaluación 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 preevaluación.

Posterior a la identificación de las indicaciones, se pueden aplicar los siguientes lineamientos, consignados en la tabla 10.

ACCION	CONSIDERACIONES
<p>Acción inmediata</p>	<p>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”.</p>
<p>Acción con programa de atención definido</p>	<p>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.</p>
<p>Acciones de Monitoreo</p>	<p>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 preevaluación.</p>

Tabla 10. Lineamientos para determinar el número de evaluaciones directas o excavaciones
Fuente: Los autores

Los pasos incluidos en la etapa de evaluación directa se pueden mostrar en el diagrama mostrado en la figura 29:

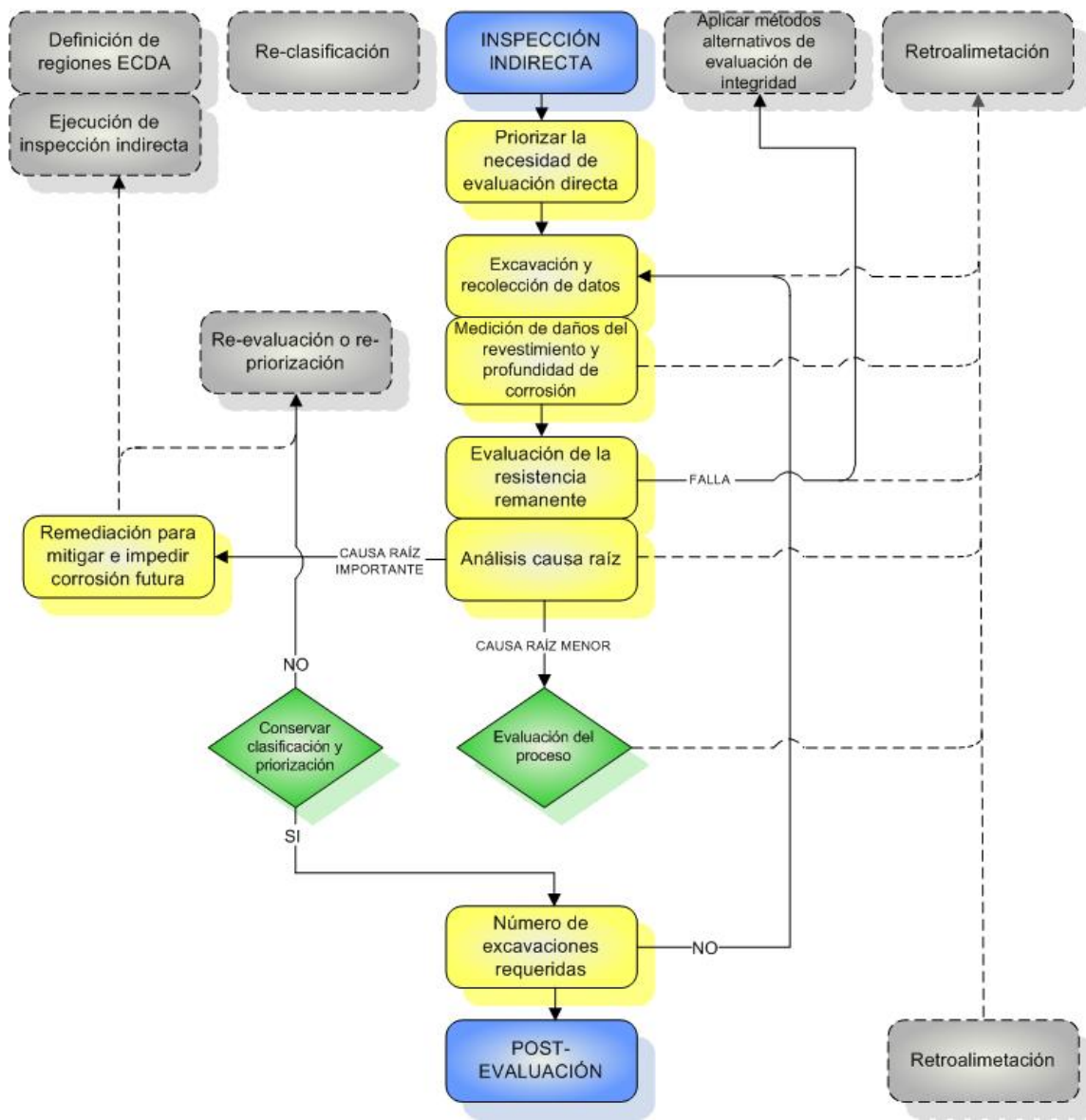


Figura 29. Secuencia de actividades de la etapa de evaluación directa.
Fuente: Los autores

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.

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.

$$RL = C * SM \frac{t}{GR}$$

Donde,

$C = 0,85$ Factor adimensional de calibración

$RL =$ Vida remanente en años.

$$SM = \text{Margen de seguridad} = \frac{\text{presión de falla}}{\text{presión máxima de operación}} \quad (\text{Adimensional})$$

$$\text{Presión de falla} = \frac{\text{presión de falla calculada}}{\text{presión de fluencia}} \quad (\text{Adimensional})$$

$$\text{Máxima presión de operación} = \frac{\text{Máxima presión de operación admisible}}{\text{presión de fluencia}} \quad (\text{Adimensional})$$

$GR =$ Tasa de crecimiento.

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.

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.

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

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. (Por ejemplo si los resultados de un intervalo de reevaluación son menores que los determinados durante el proceso ECDA). Se establecerán criterios adicionales para evaluar la efectividad a largo plazo del proceso ECDA.

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 repriorizadas 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 indican 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.

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.

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.

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.

Los pasos incluidos en la etapa de post-evaluación se pueden mostrar en el diagrama mostrado en la figura 30.

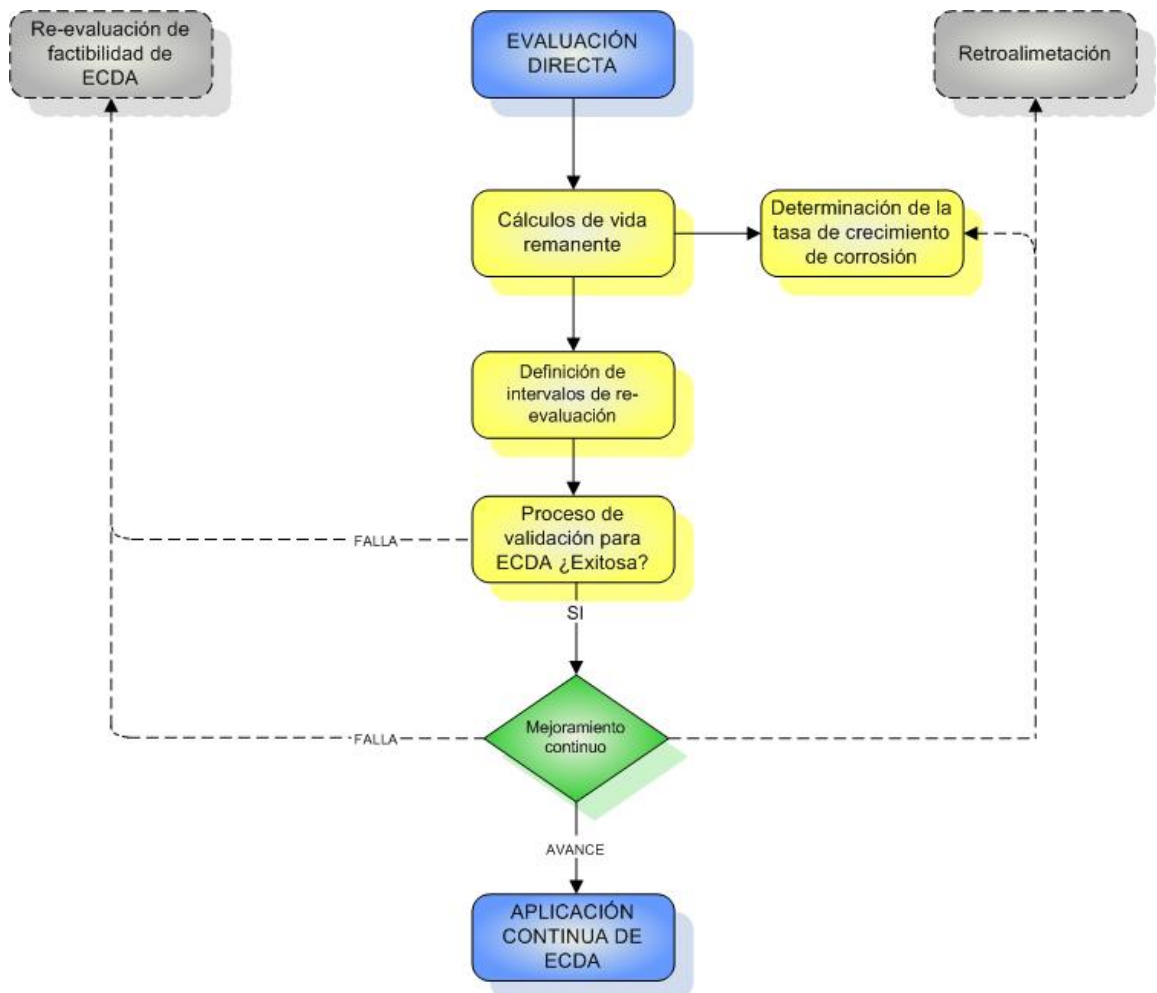


Figura 30. Secuencia de actividades de la etapa de post-evaluación.
Fuente: Los autores

3.5 REGISTROS DE ECDA

Se debe documentar de modo claro, conciso y de fácil trabajo la información pertinente a la preevaluación, inspección indirecta, evaluación directa y post-evaluación.

En la tabla 11 se resumen los aspectos más importantes que deben ser documentados en cada una de las etapas del proceso ECDA, aunque cabe aclarar

que no se limita estrictamente a estos, pueden haber otra clase de información que sea relevante que no este documentada en dicha tabla.

ETAPA	DOCUMENTACIÓN
<p>Pre-evaluación</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recolección de datos para el segmento a ser evaluado ▪ Métodos y procedimientos para la recolección de esta información y saber cuando 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
<p>Inspección Indirecta</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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.
<p>Evaluación directa</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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. ▪ Resultados de las identificaciones del los RBA. ▪ Cualquier actividad de mitigación planeada.
<p>Post-evaluación</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cálculos de vida remanente ▪ Intervalos de reevaluación y actividades programadas. ▪ Criterio usado para evaluar la efectividad de ECDA y los resultados de su evaluación.

Tabla 11. Documentación de cada etapa del proceso ECDA.

Fuente: Los autores

4. ESCENARIOS DE APLICACIÓN DEL PROCESO ECDA

A pesar de que muy pocos proyectos ECDA han sido emprendidos internacionalmente, a continuación se darán a conocer una serie de casos de aplicación con la intención de dar a conocer resultados de los mismos.

4.1 ESCENARIO 1: PILOTO DE APLICACIÓN DE ECDA A UNA TUBERIA QUE TRANSPORTA HIDROCARBURO LÍQUIDO.

Durante la fase de pre-evaluación, los datos de la tubería referente a las propiedades físicas, las condiciones de operación, historia y derecho de vía se recolectaron para determinar los principales peligros a ser evaluados en un segmento dado de la tubería.

El propósito de esta recolección inicial de datos es facilitar el diseño del plan de valoración. Basados en las condiciones predominantes del derecho de vía se seleccionaron apropiadamente el tipo específico de evaluaciones indirectas para estas condiciones. Los datos de relevancia son consignados en la tabla 12. La integración y análisis del histórico y la información actual permitieron establecer la factibilidad de ECDA como el proceso para esta Área de Alta Consecuencia o HCA (High Consequence Area) en particular.

RELACIONADOS CON LA TUBERÍA	RELACIONADOS CON LA CONSTRUCCIÓN	SUELO Y AMBIENTE	CONTROL DE CORROSIÓN	INFORMACION OPERACIONAL
<ul style="list-style-type: none"> - Aleación: Acero al carbono - Tipo de aleación: API 5L Grado X-65. - Diámetro: 30". - Espesor nominal: 0,688". - Fecha de construcción 1983. - Soldadura: Costura Longitudinal. - Área recubierta: Totalmente. 	<ul style="list-style-type: none"> -Enterrada, onshore, instalada en 1983. -No hay cambios de ruta desde la instalación. -2 válvulas en HCA. -No tiene accesorios mecánicos. -Derecho de vía compartido: 2 tuberías de 10" y 12" para hidrocarburos; y una de 8" para NGL 	<ul style="list-style-type: none"> - Atraviesa grades pastizales. - Buen drenaje. - Extensos periodos de sequía. - Suaves colinas, para crianza de animales. - No hay áreas congeladas. 	<ul style="list-style-type: none"> - CP por corriente impresa - Líneas de transmisión de CA cerca de la tubería. - Seis estaciones de prueba a lo largo del HCA. - Buen desempeño del sistema de PC. - Revestimiento: Polietileno extruido, buenas condiciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Programas de monitoreo de la PC. - No hay históricos de reparaciones - No se conocen fugas. - No hay evidencia de MIC. - No hay daños por terceros.

Tabla 12. Información relacionada con la tubería

Fuente: A pilot application of ECDA to a liquid CO2 pipeline, Paper 05168 Corrosion 2005.

Con el objeto de la evaluación directa, el HCA o área de alta consecuencia estaba segmentada en regiones (las regiones ECDA) con características físicas similares, historia y condiciones. Estas regiones fueron dinámicas y redefinidas con la intención de mantener similitud de características y técnicas de inspección. La primera segmentación se hizo basada en las características del derecho de vía e historia conocida de la tubería.

Los tipos de regiones fueron identificadas como resultado de una clasificación inicial:

- Áreas correspondientes a pastizales con fácil acceso al derecho de vía donde fueron usadas todas las técnicas de inspección.
- Otras áreas, igualmente accesibles pero en las cuales fue necesario usar técnicas de inspección especiales debido a características particulares.

El plan de evaluación indirecta para el derecho de vía fue desarrollado en base a las características del mismo. El área alrededor de uno de los caminos pavimentados mostró la mayor actividad humana y de pastoreo de ganado, conjuntamente con cambios en los perfiles del terreno, esta área fue inicialmente considerada como la más probable para la corrosión externa.

La inspección de la atenuación de corriente con la técnica PCM (Pipeline Current Mapper) fue realizada cada 100 pies a lo largo de toda la longitud de la tubería. El generador de señales para la inspección de la atenuación de corriente fue ubicado a los diferentes postes de prueba a medida que se inspeccionó la tubería. La figura 31 muestra los perfiles de la atenuación de corriente obtenidos a lo largo de toda el HCA.

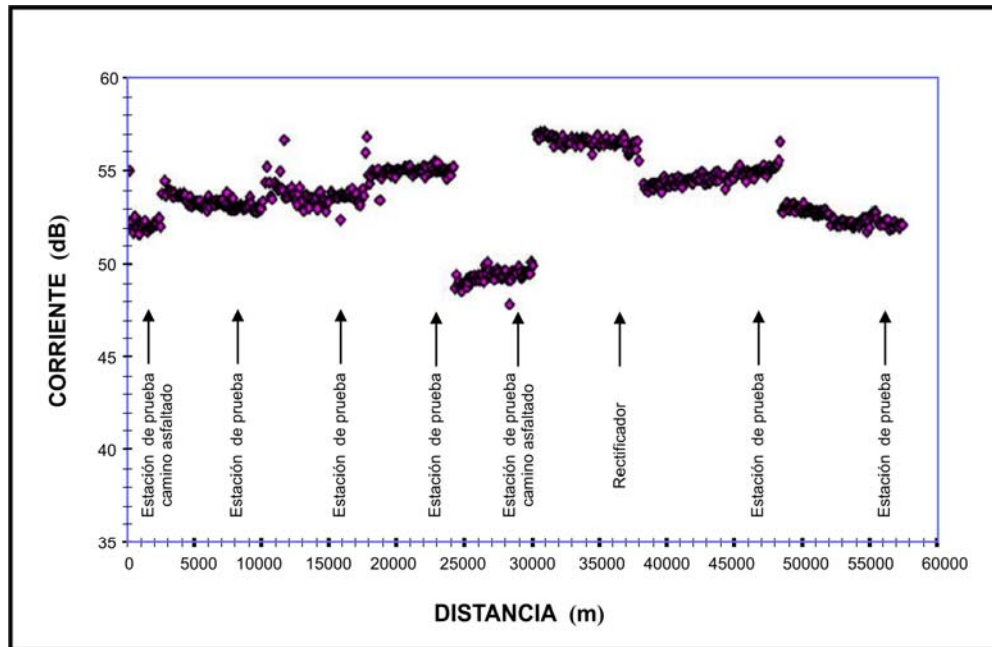


Figura 31. Resultados de la inspección de la atenuación de corriente
Fuente: A pilot application of ECDA to a liquid CO₂ pipeline, Paper 05168 Corrosion 2005.

Los resultados muestran que hay muy pequeña atenuación y no hay pérdidas o ganancias de corriente importantes en ninguna de las secciones inspeccionadas. La ausencia de pérdida significativa de atenuación de la señal a lo largo de la longitud del intervalo de inspección indica una condición uniforme del recubrimiento.

La figura 32 muestra las resistividades del suelo medidas a lo largo de toda el HCA. El rango de resistividades del suelo estuvieron entre 1450 y 12.500 ohm-cm. De acuerdo a la tabla 14 estas lecturas indicaban posible corrosión activa, mientras el rango de resistividades del terreno indica la susceptibilidad a la corrosión activa, la condición del recubrimiento no. Fueron realizadas inspecciones con las técnicas CIPS y DCVG para conseguir información adicional del proceso y decidir si se esperaba que ocurriera corrosión en una ubicación en particular.

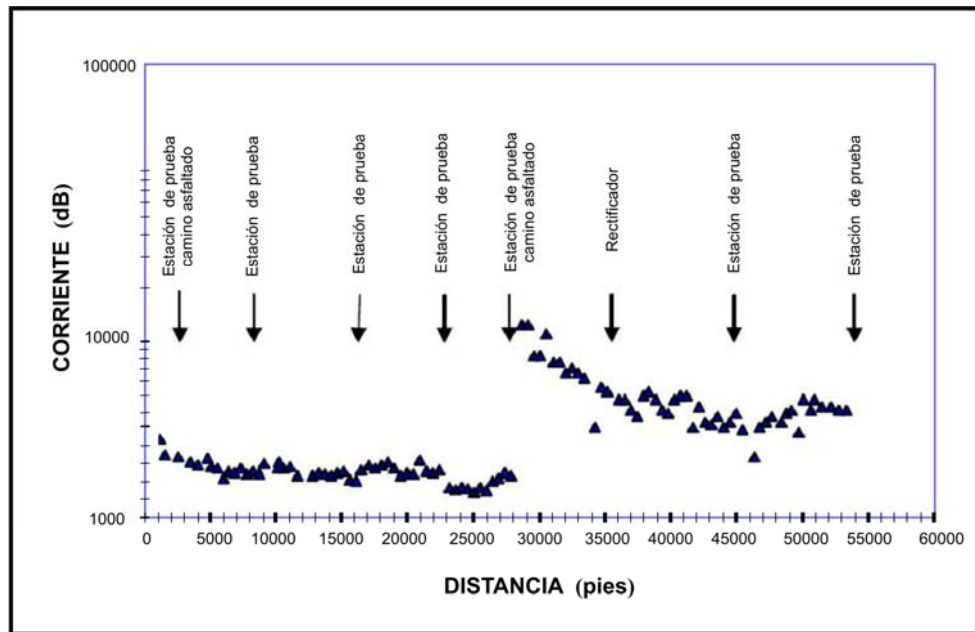


Figura 32. Resultados de las resistividades del suelo.

Fuente: A pilot application of ECDA to a liquid CO₂ pipeline, Paper 05168 Corrosion 2005.

Debe tenerse muy en cuenta que el propósito del proceso ECDA como se ha descrito en capítulos anteriores es identificar ubicaciones donde el recubrimiento externo de la tubería pueda estar dañado y en consecuencia este pueda ser un lugar potencial para ser atacada por la corrosión. La corrosión no es consecuencia automática de un daño del revestimiento, son necesarias condiciones adicionales.

TASA DE CORROSIÓN	RESISTIVIDAD DEL SUELO (OHM-CM)
3 mpy	> 15.000 <i>no hay corrosión activa</i>
6 mpy	1.000-15.000 <i>posible corrosión activa</i>
12 mpy	< 1.000 <i>caso grave de corrosión activa</i>

Tabla 13. Tasa de corrosión relacionadas con la resistividad del suelo

Fuente: A pilot application of ECDA to a liquid CO₂ pipeline, Paper 05168 Corrosion 2005

Una inspección con la técnica CIPS fue realizada a lo largo de todo el derecho de vía del HCA, excepto en caminos pavimentados y otras superficies duras donde es apropiado la utilización de tecnologías como el PCM.

Se tomaron medidas de potencial tubería-suelo ON/OFF en cualquier lugar de los caminos pavimentados u otras áreas donde la inspección con el CIPS puede ser poco confiable.

Se encontró evidencia de pérdidas de corriente en una pequeña sección. Estas corrientes son debidas a efectos telúricos siempre y cuando no halla alto voltaje (AC o DC) en la vecindad del derecho de vía. Esta área fue identificada para que recibiera mayor evaluación y por lo tanto incluida en la lista de verificación del DCVG.

La integración de los datos de las inspecciones previas anteriormente citadas no mostraron una posición sospechosa donde el recubrimiento externo pudiera estar dañado. La inspección realizada con el DCVG arrojó indicaciones que fueron caracterizadas como aisladas, características catódica/catódica.

La mayor parte de las indicaciones mostraron un %IR correspondiente a la categoría 1 y por consiguiente son consideradas de importancia menor. Ocho indicaciones estaban clasificadas como la categoría 2 y 3, de cualquier forma cinco de ellas fueron consideradas una sobreestimación ya que las medidas pudieron haber sido afectadas por un campo eléctrico en el área. Un resumen de las indicaciones registradas por la inspección del DCVG fueron clasificadas en categorías según si %IR, estos están resumidos en la tabla 14.

NÚMERO DE INDICACIONES	CATEGORIA	%IR	ESTADO DE CORROSIÓN
2	3	36 - 60	C/C
6	2	16 - 35	C/C
73	1	1 - 15	C/C

Tabla 14. Resultados de las indicaciones de la inspección con DCVG

Fuente: A pilot application of ECDA to a liquid CO2 pipeline, Paper 05168 Corrosion 2005

Una vez que el DCVG detecte cualquier gradiente de potencial debajo de la superficie en la inspección, tiende a detectar Holidays (rupturas en el recubrimiento protector de la tubería) asociados con problemas en el revestimiento en cualquier punto debido a plegamientos o geometrías complejas, esto también se puede ver afectado por cambios en la orientación vertical de la tubería o por la proximidad de otras estructuras metálicas enterradas. Las inspecciones complementarias PCM y CIPS no mostraron ninguna indicación de falla en el revestimiento en estas áreas, soportados con la idea de que hubo una sobreestimación del %IR debido a circunstancias particulares del área.

Cada indicación fue evaluada considerando un número de confirmaciones de evaluación indirecta susceptible a factores tales como caídas de potencial tubería-suelo (ON/OFF), resistividad del suelo y resultados del DCVG.

Dos de las regiones ECDA fueron consideradas áreas con actividades humanas y comerciales, además como era la primera vez que se aplicaba ECDA en esta HCA, fueron consideradas al menos dos excavaciones o evaluaciones directas, como lo dicta la norma. Se elaboró una lista de excavaciones que se puede ver en la tabla 15.

NÚMERO DE LA EXCAVACIÓN	RESULTADOS
1	Parche despegado conteniendo corrosión menor intermitente (menos del 1% del espesor de la pared) Fue encontrado óxido de Zinc debajo, producto de la corrosión. En general el recubrimiento estaba en buenas condiciones.
2	Arrugas en la camisa usada para recubrir la soldadura. Algunos holidays localizados que no contenían humedad o depósitos de corrosión.
3	No fueron necesarias excavaciones.

Tabla 15. Resultados de las excavaciones.

Fuente: A pilot application of ECDA to a liquid CO2 pipeline, Paper 05168 Corrosion 2005

Los datos de cada inspección fueron registrados e identificados con sus respectivas coordenadas. Es muy importante la sincronización espacial para controlar y registrar cada evaluación indirecta, para esto se realizaron medidas con sistema de posicionamiento global (GPS) a medida que se iban leyendo los datos de la inspección indirecta.

4.1.1 Análisis integrado de la información.

Las herramientas de evaluación indirecta de baja resolución tales como el CIPS localizan áreas de cambio en la protección catódica y daños en el revestimiento como tal, la alta precisión en la ubicación espacial no es necesaria. Una solución viable para la integración espacial de todos los datos de la inspección indirecta fue ubicar banderas en intervalos de 100 pies con estacas de referencia en intervalos de 500 pies siguiendo la trayectoria de la tubería a lo largo del derecho de vía. Todas las otras técnicas de inspección indirecta fueron sincronizadas a partir de estas marcas.

4.1.2 Evaluación directa.

Las excavaciones hechas se realizaron para exponer la superficie de la tubería con el fin de medir las pérdidas de metal, determinar la tasa de crecimiento de la corrosión y medidas de la morfología de la corrosión estimadas durante la inspección indirecta. Las excavaciones y las evaluaciones directas fueron realizadas para recolectar la información suficiente y así caracterizar los defectos de corrosión que estaban presentes en la tubería.

4.1.3 Excavaciones.

El análisis estadístico de los resultados de severidad de los defectos del revestimiento y medidas de corrosión de la evaluación directa fueron admitidos en el desarrollo del proceso ECDA para este caso, en el cual se proyectó un muestreo bastante grande para hacer una estimación estadística de la integridad estructural de posibles defectos no excavados con un grado de confiabilidad del 80%.

El diseño del plan de muestreo, basado en el análisis integrado de los datos se ejecutó en la tercera etapa del proceso ECDA es decir en la etapa de evaluación directa.

Dado que fue una prueba piloto la evaluación directa se limitó a inspección visual del revestimiento externo en la longitud desenterrada de la tubería, excepto en el área donde el revestimiento fue removido para colocar el collar de la prueba GWUT (Longe-Range Guided-Wave Ultrasonics) para medir el espesor de la pared de la tubería directamente.

4.1.4 Post-Evaluación.

En esta etapa del proceso se evaluaron aspectos como vida remanente, intervalos de re-inspección y efectividad del proceso ECDA.

La tasa de crecimiento de corrosión fue establecida basada en la edad de la tubería, aunque en algunos casos se debe evaluar de acuerdo a excavaciones adicionales realizadas en lugares con defectos clasificados como de severidad máxima. En este punto se debía observar si la tasa de crecimiento de corrosión observada era de menos de la mitad del crecimiento predicho. Los resultados en esta inspección no identificaron áreas con corrosión activa.

Aunque no se identificó corrosión activa en los sitios de excavación dada las limitaciones de la información, debido a las limitaciones en las evaluaciones directas no se pudo cuantificar si existía corrosión en cualquier otro lugar a lo largo del segmento evaluado. Sin embargo si se realizara una evaluación directa rigurosa este resultado podría haber sido calculado.

4.2 ESCENARIO 2: RESULTADOS DE UN PLAN DE EJECUCIÓN DE ECDA.

Una empresa de gas natural que opera en Ontario Canadá provee servicio de gas natural en toda la provincia excepto a las áreas de Toronto, Ottawa y Niagara. La compañía posee tubería de almacenamiento, transmisión, compresión, distribución y servicios laterales.

La empresa establece en su plan de administración de integridad (PIM), realizar la evaluación de integridad de toda su red de tuberías, para esto dividió toda la red en tres categorías basada en el método de evaluación de las condiciones de la línea. El primer grupo fueron las inspeccionadas con herramientas ILI

(herramientas de inspección inteligente), la segunda incluía aquellas que fueron evaluadas con el proceso ECDA y la tercera que abarcaba los tramos cortos que fueron inspeccionados “bell hole digs”.

El proceso ECDA para el segundo grupo de tuberías fue seleccionado por un número de razones tales como, restricciones en el uso de ILI, disponibilidad de tamaño de las herramientas, costos, líneas cortas, etc. Además la principal amenaza de estas líneas es la corrosión externa.

4.2.1 Plan de ejecución.

La etapa de pre-evaluación fue basada en una extensa base de datos construida por el operador como parte del plan de manejo de riesgo. Estos datos incluyen fotografías aéreas, reportes de cambios de línea, reportes de inspección inteligente, información de mantenimiento, inspección de la protección catódica y reportes de excavaciones en sitios adyacentes a la tubería. La revisión de esta información confirmó la factibilidad de ECDA en la selección de las líneas.

Para efectos de la definición de las regiones ECDA se tuvo en cuenta que en cruces de caminos y ríos fueron definidos regiones ECDA separadas ya que estas secciones de tubería podrían requerir el uso de herramientas de inspección alternativas como es el caso del PCM en lugar del DCVG. Las regiones ECDA definidas se muestran en la tabla 16.

TUBERIA	REGIÓN ECDA	LONGITUD TOTAL (M)	CARACTERISTICAS
16 "	# 1	1690	Revestimiento de Polietileno extruido, riesgo de corrosión
	# 2	2445	Revestimiento de cera. Tubería 1951
	# 3	101	Cruce de río/camino
	# 4	26	Cruce de camino con casing
8"/10''''	# 1	410	Revestimiento de alquitrán. Múltiples líneas
	# 2	16491	Revestimiento de alquitrán
	# 3	227	Revestimiento de alquitrán. Cruce de caminos
	# 4	99	Revestimiento de Polietileno extruido. Múltiples líneas. Riesgo de interferencia con corriente directa
12''	#1	244	Revestimiento de alquitrán. Múltiples líneas. Riesgo de interferencia

Tabla 16. Regiones ECDA y sus características

Fuente: Results of from an ECDA Plan. Paper 05184 Corrosion 2005

Para el proyecto se utilizó una inspección integrada por CIPS/DCVG estas dos técnicas fueron ejecutadas simultáneamente. Fueron seleccionadas herramientas de inspección indirecta adicionales tales como pruebas de interferencia y medición de resistividades del suelo.

4.2.2 Resultados.

En la figura 33 se muestra la alineación de dos técnicas distintas, CIPS y DCVG en un tramo de la tubería de 16'' de 1,1 Km de longitud, en la cual se señala una posible indicación.

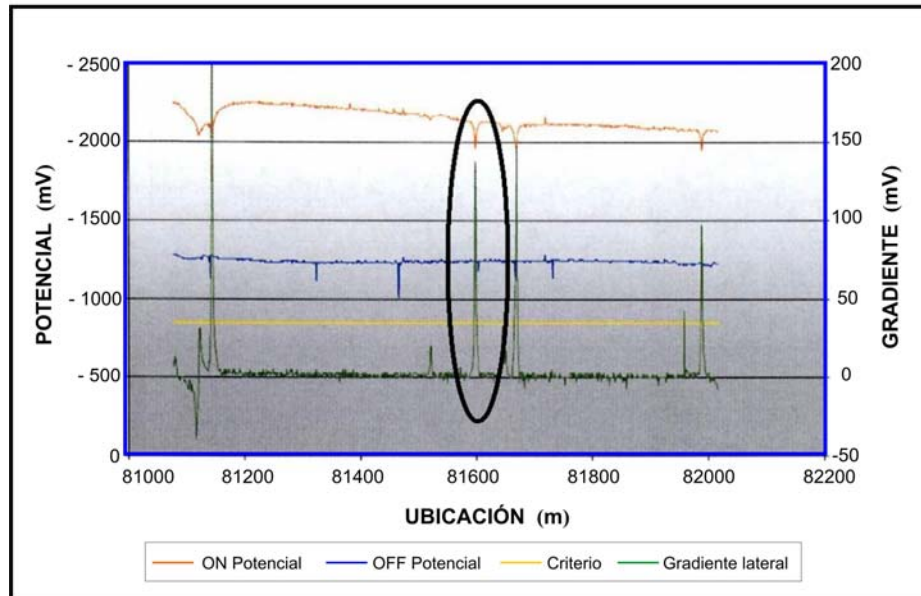


Figura 33. Ejemplo de la alineación de las técnicas CIPS y DCVG en una distancia de 1.1 Km
Fuente: Results of from an ECDA Plan. Paper 05184 Corrosion 2005

La figura 34 muestra a la altura de la posible indicación un detalle del resultado de la técnica CIPS donde se observa la anomalía en la inspección. En la forma del gradiente lateral se nota como incrementó alcanzando un valor máximo en el epicentro del defecto y luego disminuyó.

Por referencia se analiza la forma del gradiente longitudinal, el que claramente se observa en la figura 34 que incrementa alcanzando un valor máximo, luego cambia la señal para alcanzar un valor mínimo y finalmente retorna a cero, con el epicentro del defecto en el punto nulo entre los valores máximo y mínimo.

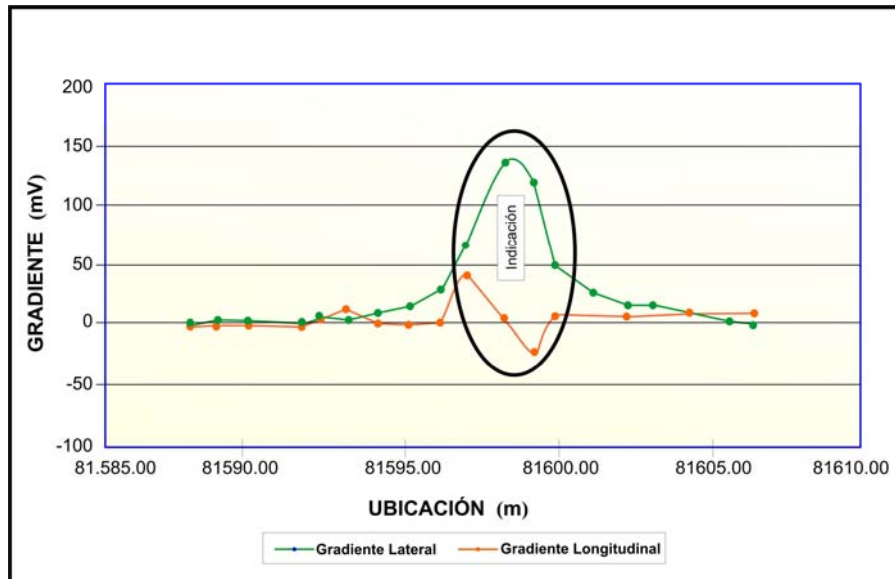


Figura 34. Evidencia de indicación debido a la forma del gradiente lateral
Fuente: Results of from an ECDA Plan. Paper 05184 Corrosion 2005

Las gráficas anteriores muestran la identificación por medio de alineación de resultados de las dos técnicas diferentes y complementarias CIPS y DCVG, aquí se observa que para la detección de la falla, es importante que la inspección se haga con georeferenciación para ubicar lo más precisamente posible la indicación.

La clasificación de las indicaciones, se realizó en esta prueba del siguiente modo, ya habiendo identificado el sitio de la indicación, se valora el parámetro IR de la prueba de DCVG una vez se han obtenido los valores de potencial tubo-suelo y de gradiente lateral a 3 m.

Un total de 44 indicaciones fueron identificadas a lo largo de la tubería inspeccionada, las cuales fueron documentadas en la figura 35.

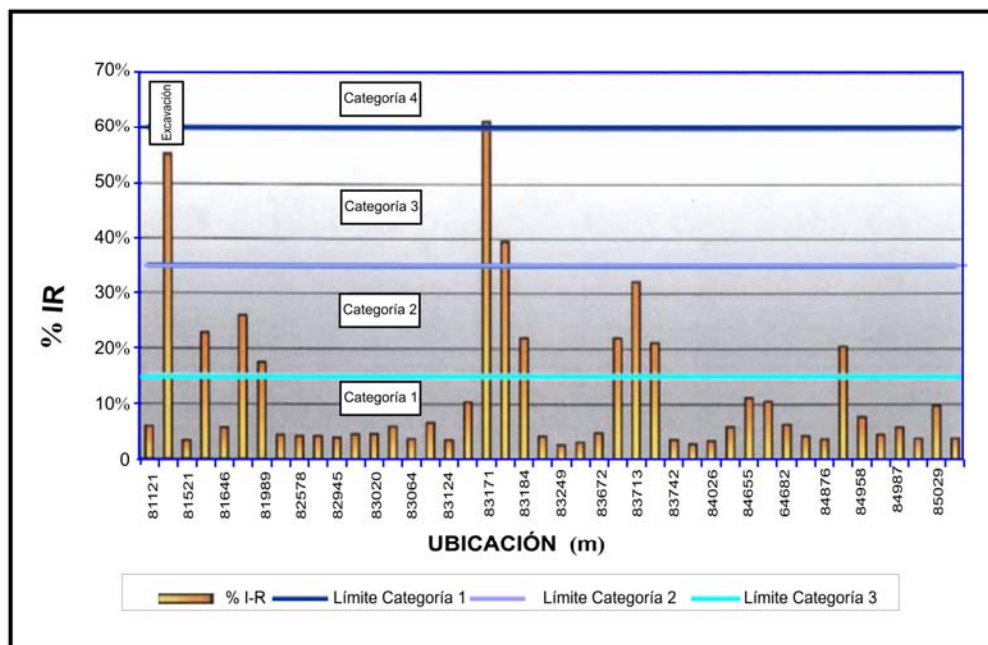


Figura 35. Resumen de las indicaciones encontradas con DCVG
Fuente: Results of from an ECDA Plan. Paper 05184 Corrosion 2005

4.3. ESCENARIO 3: APLICACIÓN DE ECDA EN LINEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.

La compañía en cuestión es una gran compañía integrada de gas, que ha estado en operación por más de 40 años y posee más de 2.2 millones de consumidores. La compañía transporta gas a través de una red de tuberías de transmisión en un rango de 6-36 pulgadas en una distancia de más 10.000 kilómetros. Además distribuyen gas a un número de ciudades a través de un sistema de distribución de más de 40.000 kilómetros, la mayoría de las cuales está construida de acero. La compañía también fabrica su propia tubería, posee dos plantas de recubrimiento, uno para esmalte de alquitrán mineral y otro para 3LPE (Polietileno extruido de tres capas), además fabrica y rehabilita su propia tubería. Todo el equipo, excepto

por los cables y los ánodos para el sistema de protección catódica son fabricados por la compañía.

La compañía ha sufrido de corrosión exterior en el pasado. Esto ha dado como resultado corrosión por picadura y fugas en la red de tuberías de transmisión y distribución de gas. Además la compañía ha tenido seis rupturas en la tubería, cinco de las cuales fueron atribuidas a corrosión externa bajo el mecanismo SCC (Stress Corrosion Cracking) y todas ocurrieron aguas abajo de las estaciones de compresión. Desde que ocurrieron las rupturas, la compañía ha instalado enfriadores de gas de descarga en las estaciones de compresión.

Se decidió evaluar la efectividad del proceso ECDA inspeccionando secciones cortas de diferentes partes de la red de distribución en tuberías que habían experimentado corrosión en el pasado. También fue evaluada una tubería de la red de distribución.

En cada corrida en las tuberías de transmisión se evaluaba hasta cuatro tuberías que variaban en edad, diámetro y revestimiento, ubicadas una al lado de la otra. Un total de 170 kilómetros de tubería paralelas fueron inspeccionadas.

4.3.1 Resultados.

Una vez se estableció que el proceso ECDA era factible, la técnica DCVG (Direct Current Voltage Gradient) fue escogida como el método preferido para la evaluación del revestimiento, esta técnica es más exacta que la tecnología PCM (Pipeline Current Mapper), en condiciones de ambientes rurales y para defectos pequeños. La técnica CIPS (Close Interval Potential Surveys) fue usada para evaluar la efectividad del sistema de protección catódica y comprobar si los

defectos individuales del recubrimiento estaban protegidos por el sistema de protección catódica.

4.3.2 Efectividad del proceso ECDA.

Fue posible identificar lugares donde ocurrieron pérdidas de metal, haciendo una selección de las posiciones de las fallas del revestimiento e integrando con datos de otras inspecciones en esos lugares. Este es en esencia el tipo de información que se obtuvo con una inspección ILI (herramientas de inspección inteligente) por ejemplo, se identificaron áreas de pérdida de metal y se midió la severidad de esa pérdida de metal.

También fue posible determinar la causa raíz de las fallas del revestimiento e identificar el tipo de corrosión que ha causado las pérdidas de metal. Esta información es útil por que puede usarse para mejorar el manejo o administración de la tubería.

4.3.3 Sistemas de revestimiento.

Los diferentes sistemas de revestimiento tienen distinto mecanismo de falla, estas diferencias pueden ser detectadas con la técnica DCVG. Por ejemplo, los revestimientos de esmalte de alquitrán mineral (CTE) son vulnerables a esfuerzos del terreno especialmente en áreas arcillosas, esto se manifiesta con arrugas y bolsas en las posiciones 3-6 y 6-9, así como también agrietamiento en la parte superior, como se muestra en las figuras 36 y 37.



Figura 36. Agrietamiento en la parte superior del CTE causado por esfuerzos del terreno
Fuente: Pipeline integrity using the external corrosion direct assessment (ECDA) methodology: a case study, 8th International Corrosion Conference.



Figura 37. Arrugamiento y embolsamiento del CTE causado por esfuerzos del terreno
Fuente: Pipeline integrity using the external corrosion direct assessment (ECDA) methodology: a case study, 8th International Corrosion Conference.

Por otra parte, los revestimientos 3LPE son afectados principalmente por daños mecánicos durante la construcción y realmente no sufren deterioro en cuanto la tubería ha sido rellenada. Un ejemplo de daño mecánico se presenta en la figura 38.



Figura 38. Daño Mecánico en tubería de 36'' revestida con 3LPE, 16 años de uso.
Fuente: Pipeline integrity using the external corrosion direct assessment (ECDA) methodology: a case study, 8th International Corrosion Conference.

En estos últimos años sin embargo, ha comenzado a aparecer la evidencia de que los revestimientos 3LPE algunas veces pueden sufrir de falta de adhesión, o en casos extremos pueden experimentar agrietamientos debido a esfuerzos en el Terreno. Un ejemplo de agrietamiento en un revestimiento 3LPE en un terreno arcilloso con un pH alcalino de 9, se muestra en la figura 39.



Figura 39. Agrietamiento de revestimiento 3LPE en una tubería de 36''.
Fuente: Pipeline integrity using the external corrosion direct assessment (ECDA) methodology: a case study, 8th International Corrosion Conference.

4.4. ESCENARIO 4: APLICACIÓN DE ECDA EN UNA LÍNEA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO DE 8” EN COLOMBIA.

Una empresa transportadora de crudo opera un oleoducto de 3040 km, en el cual se transporta un fluido que contiene crudo, agua y gas. La tubería mencionada ha experimentado fallas por corrosión exterior incluso presentándose fugas en varias oportunidades, de igual forma se han presentado daños por terceros como hurto de tubería (ver figura 40), acarreando grandes pérdidas económicas para la empresa.



Figura 40. Daños por terceros. Hurto de tubería.
Fuente: Los autores

Debido a las circunstancias mencionadas se toma la decisión de hacer un seguimiento a la integridad de la línea. Ante la imposibilidad de hacer pruebas hidrostáticas y marraneo inteligente debido a restricciones de flujo, curvas pronunciadas y otras circunstancias presentes en el trazado de la línea, se desea aplicar la metodología ECDA. Esta metodología se aplicará inicialmente en un tramo de 700 m que presenta una topografía de colinas poco pronunciadas (ver figura 41) de los 3040 km que opera la empresa, correspondientes a un área de

alta consecuencia (HCA) en donde hay actividad de ganadería y cultivo de palma (ver figura 42).

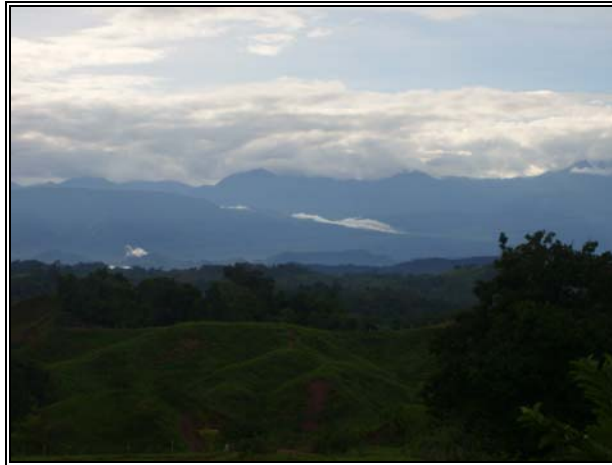


Figura 41. Topografía predominante en la zona de la tubería enterrada
Fuente: Los autores



Figura 42. Zonas de actividad económica en el trazado de la línea
Fuente: Los autores

Se cuenta con información relacionada con la tubería, la construcción, propiedades del suelo y el medio ambiente circundante, control de la corrosión y condiciones operacionales. En la tabla 17, se encuentra relacionada esta información.

ELEMENTOS	CONSIDERACIONES
Relacionados con la tubería	
Material	Acero al carbono API 5L X42
Tipo de soldadura	Transversal
Espesor	0.322
Espesor de retiro	0.161
Relacionados con la construcción	
Profundidad de enterramiento.	1.5 m
Tubería sumergida o cruce de ríos.	Cruce de un caño.
Tubería lastrada en ríos.	Dos tramos de 18 m lastrada
Otras tuberías o estructuras próximas al ducto.	LF de 4" que pasa por encima, en un ángulo de intersección de 30°.
Relacionadas con el suelo y las condiciones ambientales	
Características y tipos del suelo.	Arenoso-Arcilloso
Drenajes.	No tiene
Topografía.	Colinas poco pronunciadas, no hay áreas rocosas.
Uso del suelo.	Cultivo de palma y ganadería
Resistividad del suelo	1958.44 Ohm-cm
pH	8.2
Relacionadas con el control de la corrosión	
Tipo de sistema de PC	Corriente impresa
Historia de mantenimiento de la PC.	No hay información disponible
Tipo de recubrimiento.	Esmalte bituminoso
Condición del recubrimiento.	En general buenas condiciones.
Relacionados con los datos operacionales	
Presión de operación (psi)	Máxima: 110; Mínima: 80; Normal: 100
Temperatura de operación (°F).	Máxima: 150; Mínima: 100; Normal: 115
Fluido transportado	BTPD: 12000; BOPD: 11964; BWPD: 36; MMSCFD: 0.001
API del crudo	30.2
Reportes históricos de reparaciones.	No hay información disponible.

Tabla 17. Recopilación de la información necesaria para aplicar ECDA

Fuente: Los autores

Luego del análisis de la información disponible para este tramo de tubería se considera suficiente la información para que sea factible la aplicación de la metodología ECDA. Características como la no presencia de áreas rocosas en el suelo donde se encuentra enterrada la tubería confirman este hecho, porque posibilita la aplicación de todas las técnicas de inspección.

Se recomienda el uso de la técnica PCM para la evaluación del estado del revestimiento debido a la presencia de cruces de río dentro de los tramos que deben ser inspeccionados, con esto se evita el uso de una herramienta adicional como el DCVG que aunque tiene la ventaja de ser precisa en defectos pequeños y

zonas rurales está limitada en la evaluación de tuberías en cruces de ríos. Para la evaluación de la efectividad del sistema de protección catódica se sugiere usar la técnica CIPS, para verificar las zonas que se encuentran desprotegidas.

La mayoría del terreno donde se encuentra enterrada la tubería presenta un pH alcalino y dado que esta zona del país presenta una zona de actividad sísmica activa se pueden presentar esfuerzos en el terreno por lo cual se pueden esperar indicaciones como falta de adhesión en el revestimiento y en casos extremos agrietamientos, sin embargo la resistividad del suelo sugiere que este es un suelo moderadamente agresivo.

Teniendo en cuenta las características mencionadas del suelo y a la asignación de las técnicas de inspección escogidas para cada tramo de tubería se definen las regiones ECDA (ver figura 43), se sugiere la definición de sólo tres regiones ECDA debido a que el tramo inspeccionado es relativamente corto y las características del terreno, de la tubería y la inspección así lo permiten.

Para tramos de tubería de mayor longitud se recomienda una definición de las regiones ECDA un poco más discreta con el fin de poder realizar las inspecciones de una manera más detallada para no pasar por alto algún defecto que pueda amenazar la integridad de la tubería. Sin embargo la configuración de la metodología permite el que se puedan pasar por alto defectos pequeños, que en este caso es probable que suceda ya que no se está usando herramientas de inspección más precisas para este tipo de circunstancias como es el caso del DCVG.

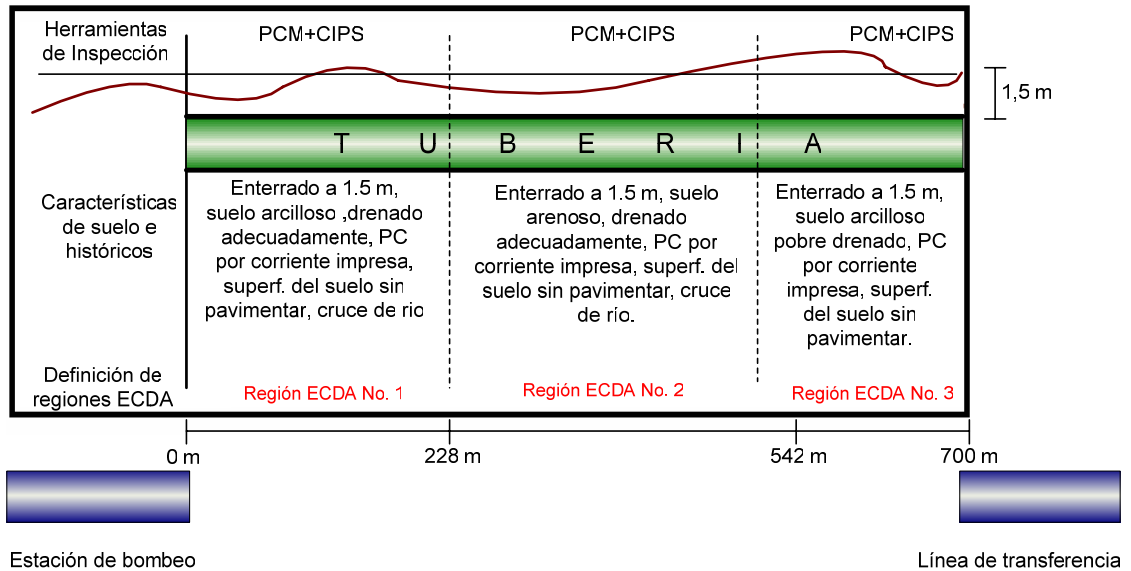


Figura 43. Definición sugerida de las regiones ECDA
Fuente: Los autores

Cabe anotar que la escogencia de las técnicas PCM y CIPS se sugiere también teniendo en cuenta que estas tecnologías trabajan de una manera complementaria. Aunque por ser la primera vez en la aplicación de la metodología en esta tubería se recomienda realizar por lo menos dos mediciones de cada técnica en las regiones definidas. Estos datos se analizarán para posteriormente reconocer las indicaciones de corrosión exterior, clasificarlas y luego priorizar las acciones de evaluación directa o excavaciones en aquellas que lo ameriten según el criterio del ingeniero.

La aplicación de la metodología se sugiere sea asesorada por una persona con amplia experiencia en la identificación de defectos del revestimiento y funcionamiento de la protección catódica, ya que este es una etapa crítica en el éxito o el fracaso de la metodología.

Finalmente basado en resultados como número de defectos por unidad de longitud en la tubería y número de excavaciones realizadas se toman decisiones acerca de la efectividad de la metodología, para poder dar una conclusión acerca de la integridad de la línea con respecto a la corrosión.

CONCLUSIONES

- El proceso ECDA es una herramienta eficaz para evaluar la integridad de tuberías que no pueden ser “marraneadas”, cuando es aplicada correctamente puede proveer una gran cantidad de información útil en la efectividad de los procedimientos de administración de las tuberías.
- Utilizando esta metodología, se cuenta con gran ayuda en la interpretación del estado de la tubería, ya que la clasifica en niveles de riesgo, permitiendo así un diagnóstico de criticidad de los daños encontrados junto a un reconocimiento de ductos en mal estado.
- Aún tratándose de una metodología aparentemente simple, requiere una puesta a punto y una utilización cuidadosa, y está sujeto a posibles errores, y omisiones.
- El Nivel de confiabilidad de la aplicación del proceso ECDA es más alto si todas las indicaciones de daño en el revestimiento son sometidas a excavaciones investigativas.
- La inspección con la técnica PCM puede localizar acertadamente tuberías enterradas y proveer información relacionada con la profundidad de enterramiento, permitiendo una evaluación de la condición del recubrimiento externo suficientemente precisa logrando una priorización significativa para seleccionar las áreas que requieren evaluación directa.
- La metodología de evaluación directa de la corrosión externa puede reducir considerablemente los costos de un proyecto ya que reduce al máximo excavaciones innecesarias.

RECOMENDACIONES

- Es importante tener en cuenta que luego de evaluar la integridad de la tubería con el proceso ECDA se debe re-inspeccionar las líneas evaluadas en intervalos de tiempo recomendados entre seis meses y cinco años, dependiendo de las circunstancias específicas definidas en el análisis de post-evaluación de cada tubería.
- Se recomienda el uso de la técnica DCVG como herramienta de control de calidad en tuberías nuevas para revisar daños en el revestimiento producidos durante la construcción, ya que es capaz de detectar defectos suficientemente pequeños.
- Se debe evitar soldar camisas de acero sobre la tubería para la reparación de corrosión externa en lugar de eso se debe usar camisas de material compuesto.
- Según casos de aplicación, en líneas de transmisión de gas se deben revestir nuevamente aguas abajo de las estaciones de compresión.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- CRAIG, Bruce. Practical oil field metallurgy. PenWell books. 1984
- SMITH, William. Fundamentos de la ciencia de los materiales. Mc graw Hill.1998
- Diplomado de Control de la corrosión e Integridad de Equipos y Tuberías. UIS. 2004.
- VASQUES Custodio, AGUIRRE Luís. Desligamiento catódico de algunos recubrimientos utilizados con protección catódica por corriente impresa. Ediciones UIS. Dpto Ing. Metalúrgica.
- RENDÓN José. Protección contra la corrosión en tuberías. PDVSA
- UHLIG, H. Corrosion and corrosion control. Ed. John Willey 1963.
- SERRANO P. Teoría y práctica de control de corrosión de estructuras subterráneas. Ediciones UIS 1982.
- RADIODETECTION. Pipeline Current Mapper User Guide. Revision 7.2002
- PARKER, Gord. Results of Demonstration of Pipeline Current Mapper.1998
- LIZCANO, Henry. Curso de Protección Catódica y Monitoreo de Corrosión Interior. INSERCOR Ltda.
- Curso de Protección Catódica, Elite Training.2006.
- NACE RP 0502. External Corrosion Direct Assessment – Standard recommended Practice.
- NACE RP 0169. Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping systems.

- Subcomité técnico de normalización de PEMEX exploración y Producción. Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica. 2002
- POWELL Daniel, BAEZNER Mike, BONGIOVMIKE I, HOUDER Delyn, MILLER Marvin, and RANKIN Larry, “Practical experiences in validating the ECDA process-comparing indirect inspection results and direct examinations”, NACE, corrosion 2005, Paper N° 05181
- PIKAS Joe, “where to dig” NACE, corrosion 2005, Paper N° 05187.
- VALDES Alberto, “A pilot application of ECDA to a liquid CO₂ pipeline”, NACE, corrosion 2005, Paper N° 05168.
- R.G. REID, S.M. SEGALL, “Results from a ECDA plan” NACE, corrosion 2005, Paper N° 05184.
- RINGAS Chris, “Pipeline integrity using the external corrosion direct assessment (ECDA) methodology: a case study” 8th International corrosion conference.
- PEÑALOSA, Jhon. Modelo para predecir la velocidad de corrosión generado por CO₂ bajo condiciones de flujo. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado UIS 2002
- LOPEZ, Ludwing, ORDÓÑEZ Rubiel. Desarrollo de un procedimiento para la evaluación interna por H₂S y CO₂ en los gasoductos. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado UIS 2003

- GELVEZ Iván. Gestión de mantenimiento y monitoreo de sistemas de protección catódica para el control de la corrosión externa en tuberías metálicas enterradas. Tesis de Grado UIS 2000

PAGINAS DE INTERNET

- www.radiodetection.com
- www.dcvg.com
- www.corrosion-club.com
- www.stockinterview.com
- corrosion.ksc.nasa.gov
- mmdboon.hypermart.net
- www.cdcorrosion.com
- www.bushman.cc
- www.tecnologiatotal.net
- www.the.sniffers.be

ANEXO A

PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DE LA TÉCNICA PCM

1. Equipos

- PCM EMISOR.
- PCM RECEPTOR.
- Juego de destornilladores.
- Flexómetro.
- Multímetro.
- Marcadores de tubería.
- Estacas de madera.
- Formatos.
- Planos y esquema de la ubicación de las estaciones a monitorear.
- Cámara fotográfica.

2. Localización de tubería

El PCM Receptor es una unidad la cual es usada primeramente para localizar la tubería y suministrar al operador una medida de la profundidad, magnitud de corriente y dirección de la señal AC aplicada por el sistema transmisor.

3. Conexión y Ajuste del Transmisor

- Apague el transmisor antes de tocar los cables de conexión.
- Instale el cable blanco de salida de señal a la tubería y el cable verde a una puesta a tierra adecuada de acuerdo con los cuatro (4) métodos posibles indicados a continuación:

- **Ánodo de Sacrificio:** Desconecte el ánodo de la tubería, conecte el cable blanco a la tubería y el cable verde al ánodo.
 - **Rectificador de PC:** Desconecte el rectificador de la tubería. Conecte el cable blanco a la tubería y el cable verde al ánodo.
 - **Empalme aislado eléctricamente (Junta aislante):** Remueva el puente eléctrico. Conecte el cable blanco a la tubería que será analizada y conecte el cable verde al otro lado de la junta.
 - **Otro acceso a la línea:** Conecte el cable blanco a la línea en una transición, válvula o poste de potencial. Conecte el cable verde a una tierra aislada de baja impedancia. Si se utiliza una varilla de tierra, esta debe estar en ángulo recto con la tubería y a una distancia de al menos 50 metros para asegurar una distribución de corriente uniforme.
- Seleccione la frecuencia de levantamiento de acuerdo con el alcance y la interferencia. ELF para alcance máximo, ELF con DC para alcance medio y LF con DC para ambientes con elevado nivel de interferencia.
 - Encienda el transmisor y ajuste la corriente de salida lentamente hasta obtener una indicación de *Output OK* (luz verde en la parte superior del transmisor).

4. Prueba y Ajuste del Receptor

- Compruebe el nivel de carga de las baterías, reemplácelas si es necesario.
- Ajuste la frecuencia del receptor para que sea igual a la del transmisor (sección 3).
- Inicie la localización con el receptor en el modo pico, aléjese unos 2 metros del transmisor y verifique que las posiciones pico y nulo estén dentro de 20 cm una de la otra.
- Realice una medición de profundidad (una lectura razonable indica que el lugar esta libre de interferencias).

- Efectúe una lectura de corriente PCM y verifique que el valor obtenido corresponde al nivel de señal aplicada a la tubería.

5. Desarrollo de la Prueba

- Verificar calibración de equipo PCM Transmisor, PCM Receptor.
- Verificar conexión de señal.
- Desconectar cableado de la estructura y de los ánodos de la URC.
- Conectar el PCM transmisor a la estructura y al ánodo.
- Verificar aislamiento en los kits respectivos.
- Seleccionar la frecuencia de mapeo, 4 Hz.
- Verificar conexión del PCM Transmisor a una fuente de energía.
- Calibrar el PCM Transmisor con la potencia de salida.
- Verificar conexión del magnetómetro en el PC receptor.
- Chequear batería del PCM Receptor.
- Setear el PCM Receptor a la misma frecuencia del PCM Emisor.
- Setear el PCM Receptor a modo de picos.
- Verificar escaneo sobre el ducto para posición y profundidad.
- Efectuar el mapeo en los tramos en inspección mediante sistema pico y nulo.
- Verificar aplicación de técnicas adicionales por presencia de líneas foráneas, interferencias, uniones te, ramales, etc.
- Localice primero el ducto en modo Pico y luego cambie al Nulo. Obtenga una respuesta Nula.
- Después de localizado el ducto se usa el modo Nulo para trazar su recorrido. La antena vertical produce una respuesta nula cuando se halla directamente sobre la línea, puesto que el campo no fluye a través de la antena. El trazado es una técnica para seguir la trayectoria de un ducto.
- Para determinar la dirección del ducto gire el equipo hasta que la orientación del sea indicada.

- Desplazar el receptor hacia la izquierda y derecha.
- Periódicamente cambie el receptor al modo de respuesta Pico para verificar la ubicación del ducto.
- Pare si hay una caída brusca en la respuesta del medidor. Vuelva al punto sobre la línea donde se perdió la respuesta del medidor.
- Incremente la sensibilidad y camine formando un arco de un radio de aproximadamente dos (2) pasos alrededor del punto donde la respuesta disminuyó. La línea puede haber cambiado de dirección o la profundidad de la línea puede haber aumentado.
- Aumente la sensibilidad para averiguar si es posible seguir con el trazado.
- Averigüe si más de una línea se presenta en el área. Si más de una línea está presente, mida la respuesta de cada una a 4 ó 5 pasos de la unión de líneas. Probablemente la respuesta mayor se encuentra en la línea principal y la más baja en la secundaria. Esto sucede porque la señal tiene un retorno a tierra mejor a través de la línea más larga o de tamaño mayor.
- Pérdida total de la señal. La línea puede haber terminado o una línea metálica puede haber cambiado a plástico. La línea puede estar bajo una tapa metálica, en cuyo caso localice el recorrido del otro lado de la línea y siga con el trazado.
- Reducción gradual de la respuesta a la señal. Aumente la sensibilidad y siga trazando. Con el tiempo la línea puede no dar más señal. Si sucede esto mueva el transmisor de modo que la señal pueda aplicarse al último punto en que la línea fue identificada positivamente.
- Almacene datos, procese, analice, evalúe y presente resultados.
 - Evaluar el revestimiento de tuberías para definir requerimientos de rehabilitación.
 - Detectar contactos y puentes eléctricos con otros servicios metálicos enterrados.
 - Definir debilitamientos en el Sistema de Protección Catódica SPC.

- Validar que una tubería se ha construido con mínimos defectos de revestimiento, con la finalidad de certificación de licencias de operatividad.
- Investigar efectos de interferencias con otras fuentes de corriente continua y corrientes inducidas de alterna.
- Establecer la efectividad de juntas dieléctricas y otros métodos de aislamiento de tuberías.
- Evaluar e investigar redes complejas de tuberías, lo que no es posible con otras técnicas.
- Evaluar por debajo de hormigón, asfalto en zonas urbanas o lugares inundados.
- Evaluar e investigar por debajo de líneas aéreas de Alta Tensión.
- Evaluar tuberías afectadas por corrientes telúricas.
- Evaluar la integridad de las conexiones en los postes de Tomas de Potencial.
- Evaluar la integridad de los cables de conexión en las camas anódicas y el drenaje de corriente de los ánodos enterrados en la misma.
- Detectar derivaciones metálicas de la tubería matriz.

6. Registro y análisis de datos

- Escoja el modo nulo en el receptor, verifique que las posiciones pico y nulo se encuentren dentro de 20 cm una de la otra.
- Realice una medición de profundidad (una lectura razonable indica que el lugar esta libre de interferencias).
- Efectúe tres lecturas de corriente PCM en el mismo punto y verifique que la desviación obtenida no sea superior al 5%, almacene la lectura en memoria.

- Repita los tres pasos anteriores a intervalos regulares, se debe presentar una pérdida de corriente lineal en forma natural a lo largo de la tubería cuya magnitud depende de la edad de la misma y de la condición del revestimiento.
- Si se define un intervalo de 100 metros entre lecturas y no se presenta pérdida de corriente se concluye que el revestimiento se encuentra sin daño en ese tramo y que no existen contactos con otras estructuras, de esta forma se evalúa en forma rápida y sencilla grandes secciones de la línea.
- Pérdidas de corriente mayores se clasifican de acuerdo con los siguientes casos:
 - *Atenuación e corriente insignificante*: El revestimiento protector de la tubería se encuentra en buenas condiciones.
 - *Pérdida rápida de corriente*: El revestimiento se encuentra en malas condiciones, la magnitud de la pérdida indica el nivel de daño generalizado.
 - *Atenuación intermedia*: El revestimiento es una combinación de buenas y malas condiciones. La parte defectuosa se revela por una caída brusca de corriente en aquella sección de tubería.
 - *Pérdida Brusca de corriente*: Rápidamente es posible identificar entre un contacto con otra estructura o un daño puntual severo del revestimiento.
 - *Al encontrar pérdidas de corriente mayores* se toman lecturas reduciendo 50% el intervalo de medición cada vez, hasta llegar a 5 metros. En este punto se realiza inspección minuciosa para encontrar la ubicación exacta de la falla.
 - Se debe reforzar la investigación de la severidad del defecto usando el Marco A para precisar la posición exacta de la falla.

ANEXO B.

PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DE LA TÉCNICA DCVG

La evaluación del revestimiento mediante la técnica DCVG comprende las siguientes actividades:

- Instalación de un sistema provisional de protección catódica por corriente impresa (cuando no se cuenta con URPC en el sistema).
- Instalación del interruptor cíclico en el rectificador.
- Fijación de la señal de mínimo 100 mv.
- Localización de defectos.
- Determinación de la Severidad del defecto.
- Reporte e informe.

1. Equipos Recomendados.

Equipo mínimo recomendado para realizar la prueba DCVG:

- *Interruptor Cíclico*: Equipo que interrumpe la corriente a la salida de un rectificador a intervalos de tiempo determinados, capaces de producir una variación en el potencial de protección de al menos 100 mv, equipado con una batería recargable. Se ha encontrado que la frecuencia más adecuada para desarrollar la técnica en forma rápida y fácil, es de 1.1 Hz. El interruptor utilizado genera ciclos de un tercio de segundo encendido (On) y dos tercios de segundo apagado (Off).
- *Voltímetro/ Receptor*: Voltímetro análogo con cero de escala ubicado en el centro del dial, de alta precisión. La sensibilidad es tal que hay respuesta

adecuada e inmediata al contacto de los electrodos con la superficie del suelo. Equipado con un generador local de pulsos para inyectar al terreno una señal de magnitud conocida mediante los electrodos; esto permite calcular la resistencia original y por tanto el voltaje real del gradiente, en caso de ser necesario, especialmente en terrenos de alta resistividad. Sirve además para retirar influencias de corriente directa diferentes a la aplicada para la inspección.

- *Electrodos:* Para evitar ruidos y lecturas erradas, los electrodos deben ser de tipo no polarizables, los más utilizados y adecuados son los electrodos Cobre / Sulfato de Cobre.
- *Voltiamperímetro.*
- *Herramienta manual certificada para trabajos eléctricos.*

2. Desarrollo de la prueba.

- Realizar las mediciones eléctricas requeridas para ajustar las condiciones del reconocimiento DCVG, antes de proceder a realizarlo.
- Tomar las dos mediciones de las que esta compuesta la medición de la amplitud de la señal, A) entre la conexión al ducto y el terreno cercano, y B) entre el terreno inmediato al punto de medición y Tierra Remoto.
- Una vez establecido el nivel de señal de DCVG iniciar el reconocimiento.
- Realizar la inspección, caminando sobre el trazado aproximado del ducto enterrado, inspeccionando en intervalos de entre 1,5 y 2 metros la señal que se analiza. Se recomienda conocer previamente los planos de distribución del ducto y establecer marcas en la ruta del mismo.

- En el recorrido el operador debe observar la aguja del mili-voltímetro y en el momento que encuentre un nulo (la aguja no muestra ninguna oscilación) marcar esta posición sobre el terreno, dado que el nulo indica que el defecto se encuentra en una posición intermedia entre la posición de ambas sondas.
- Establecer el epicentro de gradiente de voltaje (lugar donde se cruzan dos nulos). Este centro indica la localización del defecto en el revestimiento, que se encuentra justo debajo de él.
- Comparar el comportamiento frente a la corriente impuesta al ducto del epicentro del defecto, para poder determinar su carácter catódico o anódico y establecer prioridades en la redacción de las estrategias de rehabilitación.
- Tener en cuenta que para la corrosión existen hasta cuatro tipos de comportamientos reconocibles observando la deflexión de la aguja del milivoltímetro. En la figura 1 se muestran las diferentes posibilidades.

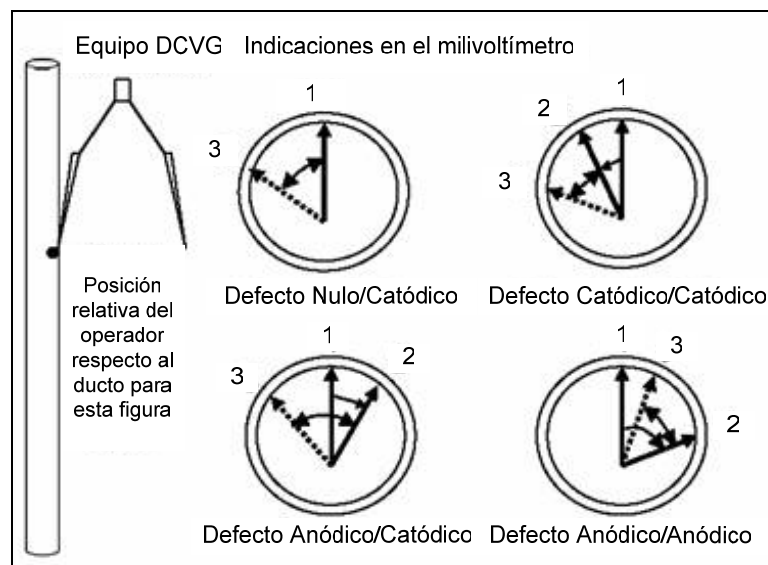


Figura 44. Diferentes posibilidades de indicaciones en la aguja del milivoltímetro del equipo de DCVG que permiten determinar el comportamiento del mismo.

- Tener en cuenta buenas prácticas como las siguientes:

- Obtener mediciones adicionales en el epicentro del defecto como son: mediciones de potenciales ON y OFF a la frecuencia de interrupción de DCVG, resistividad del terreno, obtención del PH del terreno, etc., datos que conformarán una mejor base para diagnosticar la severidad del defecto.
- Comparar las posiciones de la localización de los defectos con los planos *as built* de las instalaciones, pues muchos defectos importantes se deben a la existencia de juntas, injertos, válvulas, etc., enterradas y no aisladas o deficientemente revestidas dado que fue difícil aislarlas en su momento.
- Presentar los resultados de la inspección DCVG en un informe final descriptivo que contenga un mínimo de información escrita y gráfica que permita no sólo reproducir lo realizado, sino comprender visualmente las conclusiones. El informe debe contener entre otras cosas lo siguiente:
 - Presentar detalles específicos del reconocimiento como características de la instalación, tipo de sistema de PC, metodología de numeración de defectos, geología del terreno, etc. Análisis de resultados obtenidos, presentándose tablas de datos recopilados (distancias, mediciones eléctricas en cada epicentro de defecto, etc.), y conclusiones tanto de la auditoria del sistema de PC como de la rehabilitación requerida en el ducto, estableciendo prioridades respecto de los defectos localizados que deban repararse.
 - Cualquier información adicional de la que se disponga, sobre todo si ha combinado el reconocimiento DCVG con otras técnicas, ayudarán, sin duda, a establecer mejores criterios de rehabilitación del ducto en cuestión, y facilitarán la visualización de la información recopilada.

ANEXO C

PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DE LA TÉCNICA CIPS.

1. Equipo y Material Sugerido

- Interruptores de corriente GPS-400 Satellite Interrupter para instalar en la línea a monitorear y para las líneas foráneas que interfieren en el sistema a monitorear.
- Equipo Data logger Voltaje metter DVM con accesorios.
- Banderines de señalización para cada 100 pies y de cambio de dirección de la tubería.
- Localizador de tubería.
- Electrodo de referencia de Cobre/Sulfato de Cobre.
- Carretes de alambre de Cobre calibre 30.
- Juego de destornilladores.
- Cinta flexométrica.
- Backpack.
- Multimetro.
- Medidor de resistividad de suelos de cuatro pines.
- Marcadores de tubería.
- Estacas de madera.
- Solución de sulfato de Cobre.
- Formatos.
- Planos y esquema de la ubicación de las estaciones a monitorear.
- Listado de las actividades a realizar.
- Cámara fotográfica.

2. Localización de tubería y colocación de banderines

Las actividades a realizar son las siguientes:

- Localización de la tubería
- Colocación de banderines cada 100 pies (30 metros)
- Colocación de banderines en cambios de curvatura

Se recomienda calibrar el equipo en campo con un tramo de tubería enterrada conocido, verificando que la indicación de localización mostrada en el equipo coincida con la ubicación de la tubería.

Tradicionalmente se ha elegido el método inductivo por su rapidez y aceptable precisión. La distancia entre el emisor y el receptor es normalmente entre 15 y 150 pies. En sitios donde hay presencia de múltiples estructuras enterradas se recomienda utilizar el método conductivo, buscando un punto de conexión a la estructura.

Cada vez que se encuentre en el avance del recorrido una estación de monitoreo de potencial se debe verificar por el método conductivo la ubicación de la tubería que se viene localizando. La ruta señalada por el método inductivo debe coincidir con el del método conductivo.

Adicionalmente a la actividad de localización los operarios deben ir colocando en el terreno las banderas de señalización de cada 100 pies (banderines blancos) y banderas de indicación de curvatura de la tubería (banderines azules)

3. Sincronización de los rectificadores de protección catódica

Esta actividad es muy importante para obtener una buena calidad en la toma de datos del CIPS. Antes de iniciar las actividades de toma de potenciales se debe tener claridad y verificar siguientes requisitos:

- La ubicación de Las URPC de las líneas foráneas que comparten el derecho de vía.
- La ubicación de los posibles cruces de la tubería a monitorear con líneas foráneas.
- Claridad sobre la ubicación de las URPC que protegen líneas paralelas que comparten el mismo derecho de vía con la línea que se esta monitoreando.
- Claridad sobre la ubicación de las URPC que protegen las líneas que se cruzan con la línea que se esta monitoreando.
- Verificar si existen en el recorrido de la línea a monitorear estaciones de monitoreo de potenciales con regulación de resistencias.
- Claridad sobre el tipo de bonding que existe en la línea en las interfaces (enterrada/aérea y aérea/enterrada).
- Verificar todos los días en las URPC que están ciclando los siguientes parámetros:
 - Condiciones de operación (AC, DC y posición de los taps).
 - Correcto funcionamiento del ciclador.
 - Tipo de ciclo utilizado (lento o rápido).
 - Impresión de la onda de salida del ciclo.
 - Potenciales (ON y OFF).

4. Monitoreo de potenciales mediante la técnica del CIPS

Después de haber localizado la tubería, colocado los banderines de señalización y se haya realizado y verificado la sincronización de las URPC, se empieza a realizar la toma de potenciales por el método CIPS.

Verificar inicialmente lo siguiente:

- Revisión de los electrodos de referencia con respecto al electrodo tomado como patrón. La diferencia entre los dos electrodos de referencia en agua potable no debe ser mayor a 5 mv, en el caso contrario se debe cambiar la solución y realizar limpieza.
- En el caso de que se sospeche que el equipo de medición DVM se encuentre descalibrado se puede verificar con una pila de oxido de mercurio (pila de reloj). En el caso que se confirme su descalibración se debe comunicar a la compañía que suministra el equipo.

Actividades contempladas:

- Medidas de potenciales, medidos directamente encima del tubo cada 3 pies.
- Impresión de la onda.
- Caída IR.
- Potenciales de drenaje laterales (P/S).
- Potenciales tierra cercana /tierra remota (NG/FG).

Verificar que los cables y carretes de alambre de cobre sean suficientes para la labor a desarrollar durante el día.

Cada corrida de CIPS corresponde a un archivo dentro del equipo "Data logger" DVM y contiene la información de distancia, potenciales y comentarios ingresados por el operador desde el inicio hasta la conclusión del trayecto. La corrida se concluye solamente bajo las siguientes condiciones:

- Se llega a otra conexión eléctrica a una distancia mayor a 300 pies de la anterior.
- Se pierde la conexión del cable con la estación de prueba.
- Problemas con los equipos.
- El operador determina que la calidad de los datos es dudosa.

Cada corrida de CIPS debe ser nombrada en forma diferente por el operador. Si una corrida se vuelve a repetir se le debe dar un nombre nuevo.

Los pasos para realizar la corrida son los siguientes:

1. Conexiones eléctricas.

La eficacia de la conexión eléctrica es fundamental para el éxito de las medidas. Se debe mantener la misma conexión durante la corrida. En el caso de que se rompa la conexión eléctrica, el operador iniciara una nueva corrida. Conecte al polo negativo del DVM el terminal de la estructura de interés y los electrodos de referencia al polo positivo.

Nunca se debe realizar una nueva conexión. En el caso que se rompa el alambre y se repare se debe entrar un comentario para que quede registrado este suceso en la corrida

La eficacia del punto de conexión debe verificarse cuando:

- El potencial (P/S) es inferior a 350 mv “OFF”.
- Existe duda de que la estación este conectada eléctricamente al Terminal.
- El potencial cercano fluctúa continuamente.

2. Encabezamiento de la corrida.

La siguiente información debe a parecer en el encabezamiento de cada corrida:

- Identificación numeral de cada corrida.
- Día y fecha.
- Intervalo de incremento de estudio.
- Estación de ingeniería del inicio.
- Nombre del cliente.
- Distrito.
- Identificación de la línea.
- Tamaño de la línea.
- Kilómetro de la línea.
- Identificación del técnico.
- Número de serie del equipo “data loger” DVM.
- Punto de conexión eléctrica.
- Incremento y dirección.
- Potenciales cercanos.
- Potenciales laterales (izquierdo y derecho con respecto al eje de la tubería)
- Características físicas identificables.

Al finalizar cada corrida el operador deberá ingresar la siguiente información:

- Punto de conexión eléctrica.
- Potencial lejano.
- Potencial cercano.
- Calculo de IR.

- Características físicas del terreno.
- El kilometraje.
- Estación de ingeniería donde termino la corrida.

Es muy importante que la medida de los dos potenciales cercanos y el lejano sean medidos con el mismo electrodo de referencia sin moverlos del terreno. Como regla general la posición del electrodo de referencia para tomar el potencial (NG y FG) deben estar a 15 cm de la estación de prueba, sobre el eje de la tubería y aguas abajo (sentido de incremento de estación).

Los potenciales laterales se deben hacer en un punto perpendicular al sentido de la línea a una distancia aproximadamente entre 3 a 4 metros. La orientación de derecho o izquierdo se hace mirando hacia el sentido positivo (aguas arriba).

3. Inicio de corrida.

Una vez que se haya realizado las conexiones eléctricas y haber creado la corrida con todos los datos requeridos se procede realizar una impresión de onda para verificar el correcto ciclado, esta impresión se salva. Al finalizar la jornada de trabajo diaria se realiza otra impresión de onda y se salva.

Aspectos a tener en cuenta durante las corridas:

- Una vez se haya salvado la impresión de la onda se inicia la corrida. El operador debe tratar de mantenerse alineado, no desviarse del eje de la tubería. Debe tomar como referencia la bandera más próxima en el sentido de la corrida.
- Siempre tratar de mantener un electrodo de referencia en contacto con el suelo.
- Mantener alineados los electrodos de referencia con respecto al eje del cuerpo.

- Cada vez que pase una bandera darle un enter en el equipo DVM.
- Mantener un ritmo constante de avance.
- Al finalizar la corrida tomar los datos requeridos en este caso.
- El operador debe cubrir todo el kilometraje excepto al encontrar alguna de las siguientes circunstancias:
 - o La tubería pasa por debajo de asfalto o concreto.
 - o La tubería esta cubierta por casing.
 - o La tubería se encuentra bajo agua a más de pie de profundidad.
 - o Tubería aérea.
 - o Pendiente peligrosa.
 - o Tubería con fuga.
 - o Vegetación muy densa y no permite al operador acercarse a menos de tres metros.
 - o Registrar este evento en el equipo DVM.

Cuando se presenten paradas imprevistas durante la corrida ya sea por rupturas de los cables o por obstrucciones el operador debe registrar en el equipo DVM este suceso tecleándolo o mediante las ayudas del software.

4. Demarcación de eventos

Para la demarcación de eventos se colocaran estacas de madera con el abcisado del punto estampado. Se demarcaran trayectos que cumplan el siguiente criterio: Tramo continuo no menor a 8 metros con potenciales menores a 700 mv "OFF"

5. Parámetros adicionales requeridos a ser especificados

- Variaciones menores a ± 10 mv entre lecturas en terreno seco y en húmedo.
- Variación inferior a 20% en los potenciales "OFF" en el mismo punto.

- Banda de distribución menor a 50 mv dentro de 30 metros seguidos.
- Diferencias mayores a 20 mv entre los potenciales laterales.
- Caídas "IR" metálica mayor al 10% del potencial "OFF" al final de la corrida.
- Ondulación por DC en "OFF" de la onda es mayor al 10% del potencial "OFF".
- La onda muestra una zona de "OFF" menor a 50 seg.

Estos datos deben ser reportados inmediatamente y deben ser verificados.