

MODELO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DIRECTA
DE CORROSIÓN EXTERIOR (ECDA) PARA LA INSPECCIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO COMPRENDIDO ENTRE LA ESTACIÓN
COMPRESORA EN PUERTO WILCHES HASTA PUENTE SOGAMOSO;
UBICADO EN LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y
PRODUCCIÓN DEL RIO (GRI) DE ECOPETROL S.A.

ANDREA YURANI HERNANDEZ MONTERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2016

MODELO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DIRECTA
DE CORROSIÓN EXTERIOR (ECDA) PARA LA INSPECCIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO COMPRENDIDO ENTRE LA ESTACIÓN
COMPRESORA EN PUERTO WILCHES HASTA PUENTE SOGAMOSO;
UBICADO EN LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y
PRODUCCIÓN DEL RIO (GRI) DE ECOPETROL S.A.

ANDREA YURANI HERNANDEZ MONTERO

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director: MARTIN VALERA ROSALES

Físico - MsC en Corrosión

Co-Director: DIEGO MENDOZA RAMOS

Ingeniero Aeronáutico

Especialista en Gerencia de Mantenimiento

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y mi fuerza, por enseñarme a luchar con Fe y confianza en
Mí misma hasta lograr mis objetivos.

A mis Padres y hermana, por su comprensión, amor y apoyo constante para
alcanzar todas las metas que me propongo.

A mis compañeros de estudio y tutores, por su paciencia, motivación, su manera
de trabajar en equipo y sus enseñanzas.

AGRADECIMIENTOS

A mi director el Ingeniero. Martin Valera por su confianza, interés y aporte en la realización del proyecto.

Mis más sinceros agradecimientos al ingeniero Diego Mendoza por su inmensa colaboración en la conducción de este proyecto.

A la empresa TECNA ICE por su contribución de cada una de las áreas operativas y todos sus trabajadores quienes me apoyaron y me brindaron su amistad como lo es la Ingeniera “linda y preciosa” Angela Molina.

A mis amigas Marcela Herrada y Paula Parra, por sus conocimientos y habilidades en la elaboración, edición e impresión del documento.

A todas aquellas personas quienes de alguna u otra manera ayudaron a la culminación de esta monografía.

“Alma Mater”

CONTENIDO

ANEXOS	13
GLOSARIO	14
RESUMEN	16
SUMMARY	17
INTRODUCCIÓN	18
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2. JUSTIFICACIÓN	20
3. OBJETIVOS	21
3.1 OBJETIVO GENERAL	21
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
4. ANTECEDENTES	22
5. INFRAESTRUCTURA PETROLERA COLOMBIANA	23
6. MARCO TEÓRICO	24
6.1 CORROSIÓN	24
6.1.1 Formas de corrosión	26
6.1.1.1 Corrosión uniforme	26
6.1.1.2 Corrosión galvánica de dos metales	26
6.1.1.3 Corrosión en grietas	27
6.1.1.4 Corrosión por picaduras (Pitting)	28
6.1.1.5 Corrosión intergranular	28
6.1.1.6 Corrosión relacionada con el medio	29
6.1.1.7 Corrosión por fatiga	29
6.1.1.8 Corrosión bajo tensiones (SCC)	29
6.1.1.9 Corrosión influenciada por microorganismos (MIC)	29
6.1.1.10 Fragilización por hidrógeno	29
6.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN	30
6.2.1 Diseño	31

6.2.2	Inhibidores.....	31
6.2.3	Selección de materiales	31
6.2.4	Recubrimientos protectores.....	32
6.2.5	Protección catódica	33
6.2.6	Protección catódica por corriente de galvánica.....	33
6.2.7	Protección catódica por corriente impresa.....	34
6.3	TÉCNICAS DE INSPECCIÓN PARA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA.....	35
6.3.1	Inspección CIPS (close interval potential survey).....	35
6.3.2	PCM (Pipeline Current Mapper)	37
6.3.3	Gradiente de voltaje de corriente continua (DCVG) o corriente alterna (ACVG):.....	38
6.3.4	Resistividad del suelo:.....	40
7.	METODOLOGÍA.....	41
7.1	PRE-EVALUACIÓN	42
7.2	EVALUACIÓN DIRECTA.....	43
7.3	INSPECCIÓN DIRECTA.....	45
7.4	POST-EVALUACIÓN.....	47
8.	RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS.....	49
8.1	PRE-EVALUACIÓN	49
8.1.1	Recopilación de información	49
8.1.2	Factibilidad de la metodología.....	51
8.1.3	Identificación de zona ECDA	52
9.	INSPECCION INDIRECTA.....	55
9.1	INSPECCIÓN A INTERVALOS CORTOS (CIPS)	55
9.2	MAPEO DE CORRIENTE CON LA TÉCNICA (PCM).....	56
9.3	ALINEACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS DATOS	58
10.	INSPECCIÓN DIRECTA.....	60

10.1	PRIORIZACION, EXCAVACIÓN, MEDICIÓN DEL REVESTIVIMIENTO Y PROFUNDIDAD DE CORROSIÓN	60
10.2	VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	68
10.3	ANALISIS DE CAUSA RAIZ.....	69
10.4	MITIGACIÓN	69
11.	POST-EVALUACIÓN.....	71
11.1	DETERMINACION DE LA VIDA UTIL	71
11.2	VALORACIÓN DE LA METODOLOGÍA ECDA	71
11.3	INTERVALO DE RE-EVALUACIÓN	72
11.4	RETROALIMENTACION Y MEJORAMIENTO CONTINUO.....	72
11.5	REGISTROS ECDA	73
12.	CONCLUSIONES	75
13.	RECOMENDACIONES.....	76
	BIBLIOGRAFIA	77
	ANEXOS	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de zonas de falla.....	44
Tabla 2. Asignación de prioridades.....	47
Tabla 3. Lista de Chequeo para ECDA.....	49
Tabla 4. Resultados Zonas ECDA	52
Tabla 5. Apiques Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso.....	60
Tabla 6. Velocidad de Corrosión Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso.....	69
Tabla 7. Velocidad de Corrosión Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso.....	71
Tabla 8. Registros ECDA.....	73

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mapa de infraestructura Colombiana	23
Ilustración 2. Partes de una celda de corrosión.....	24
Ilustración 3. Celda Microscópica de Corrosión.....	25
Ilustración 4. Corrosión Uniforme en Pilotes Metálicos	26
Ilustración 5. Corrosión Galvánica de dos metales.....	27
Ilustración 6. Corrosión en Grietas	27
Ilustración 7. Corrosión por picaduras	28
Ilustración 8. Corrosión Intergranular	28
Ilustración 9. Sistemas de protección contra la corrosión.....	30
Ilustración 10. Serie galvánica empírica en agua de mar	32
Ilustración 11. Ánodos de sacrificios	33
Ilustración 12. Sistema de protección catódica por ánodos galvánicos.....	34
Ilustración 13. Sistema de protección catódica por corriente impresa	35
Ilustración 14. Elementos de un CIPS.	36
Ilustración 15. Inspección PCM.	37
Ilustración 16. Inspección DCVG.....	39
Ilustración 17. Medición de resistividad - Cuatro pines.....	40
Ilustración 18. Metodología ECDA.....	41
Ilustración 19. Metodología etapa de pre-evaluación	42
Ilustración 20. Metodología etapa de evaluación directa.....	43
Ilustración 21. Metodología etapa de evaluación indirecta	46
Ilustración 22. Metodología etapa de post-evaluación.....	48
Ilustración 23. Definición de las zonas ECDA.....	52
Ilustración 24. Resultados de la inspección CIPS	55
Ilustración 25. Resultados de la inspección PCM K00+000 al K06+000	56
Ilustración 26. Resultados de la inspección PCM K06+000 al K11+000	57
Ilustración 27. Resultados de la inspección PCM K11+000 al K16+000	57

Ilustración 28. Resultados de la inspección PCM K16+000 al K20+000	58
Ilustración 29. Comparación Inspección CIPS y PCM.....	59

ANEXOS

Anexo A: Lista de Chequeo para la Pre- Evaluación ECDA

GLOSARIO

Ánodo: El electrodo en una celda electroquímica donde tiene lugar una reacción de oxidación. Los electrones son transportados desde el ánodo al cátodo de la celda en el circuito externo. Normalmente tiene lugar una reacción de corrosión y los iones metálicos ingresan a la solución.

Cátodo: El electrodo en una celda electroquímica donde tiene lugar una reacción de reducción.

Corrosión: La corrosión es un proceso electroquímico relacionado con el flujo de electrones e iones. La pérdida de metal (corrosión) ocurre en el ánodo. En el cátodo no se pierde metal (el cátodo está protegido).

Cupón de protección catódica: El método más simple y más implementado para la estimación de la corrosión en planta y equipos es el análisis de la pérdida de peso de testigos o cupones de muestreos. Una muestra o cupón prepesado, del metal o aleación a considerar es introducido en el proceso, para luego ser removido después de un período determinado de exposición razonable. El cupón, es entonces limpiado de todos los productos secundarios de la corrosión y es repesado.

Defecto (Holiday): Una falla en un recubrimiento protector que expone una porción de superficie al medio.

Densidad de Corriente: La corriente recibida o entregada por una unidad de área de un metal.

Desprendimiento Catódico: Es la pérdida de la adherencia del revestimiento de una estructura metálica enterrada provocada por los productos de la reacción catódica.

ECDA: La metodología ECDA (External Corrosion Direct Assessment) es usada para determinar el desempeño de los recubrimientos y del sistema de protección catódica, y juzgar la integridad de la tubería respecto a corrosión externa; permite identificar zonas en las cuales la corrosión ha ocurrido, está ocurriendo o puede ocurrir, mediante un proceso de mejoramiento continuo, que se basa en el ciclo Planear, Hacer, Verificar y Ajustar. ECDA consta de cuatro etapas fundamentales: Pre-evaluación, Inspección Indirecta, Evaluación Directa y Post-evaluación.

Gasoducto: Un gasoducto es una conducción de tuberías que sirven para transportar gases combustibles a gran escala.

NACE Internacional: La comunidad contra la corrosión, sirve a más de 32,000+ miembros en 116 países y es reconocida a nivel internacional como la primera autoridad en soluciones en control de corrosión. NACE tiene su sede en Houston, Texas, con oficinas en San Paulo, Brazil; Shanghai, China; Kuala Lumpur, Malasia; San Diego, California; y Dubai, United Arab Emirates.

Protección Catódica: polarización catódica de todas las zonas con potenciales nobles (cátodos) hasta el potencial más activo sobre la superficie metálica. La protección catódica implica reducir a cero la diferencia de potencial entre ánodos y cátodos localizados sobre una superficie metálica, reduciendo a cero la corriente de corrosión.

RESUMEN

TITULO: MODELO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DIRECTA DE CORROSIÓN EXTERIOR (ECDA) PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO COMPRENDIDO ENTRE LA ESTACIÓN COMPRESORA EN PUERTO WILCHES HASTA PUENTE SOGAMOSO; UBICADO EN LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL RIO (GRI) DE ECOPETROL S.A.*

AUTOR (ES): ANDREA YURANI HERNANDEZ MONTERO[†]

PALABRAS CLAVES: metodología, evaluación directa, inspecciones indirectas, corrosión, valoración, plan, métodos de corrosión.

La presente propuesta contiene o describe información histórica, técnicas de inspección y análisis de causas para desarrollar propuestas de mantenimiento predictivo y preventivo contra la corrosión. La corrosión representa uno de los grandes problemas de las estructuras enterradas debido a la interacción del metal con el electrolito, problema para el cual hoy en día se plantean métodos de mitigación del daño que pueda causar este fenómeno electroquímico en las estructuras.

Las etapas de desarrollo de la metodología permitieron evaluar con efectividad las inspecciones recomendadas por la norma para realizar inspección indirecta, las cuales son Close Interval Potencial Survey (CIPS), Pipeline Current Mapper (PCM) y Direct Current Voltage Gradient (DCVG) y Ultrasonido (UT) cuyos resultados contribuyen a la disminución de costos de mantenimiento del campo.

Para futuras aplicaciones de la metodología en la línea objeto, se deben revalidar las inspecciones indirectas que se definen en el presente trabajo con el fin de mejorar los intervalos de valoración que actualmente son aplicados.

Finalmente como sugerencia se recomienda instalar una estación de prueba con su respectivo cupón de medición de la velocidad de corrosión interna dentro del marco de la mejora continua de la metodología. La anterior recomendación busca la aprobación del comité técnico de NACE INTERNATIONAL para ser incluido en la norma ANSI/NACE SP0502-2008.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Martin Varela Rosas, Físico-MsC Corrosión

SUMMARY

TITLE: MODEL APPLICATION METHODOLOGY ASSESSMENT OF FOREIGN DIRECT CORROSION (ECDA) FOR INSPECTION AND MAINTENANCE OF PIPELINE THAT COVERS FROM STATION IN PUERTO WILCHES TO BRIDGE SOGAMOSO; LOCATED IN OPERATIONS MANAGEMENT DEVELOPMENT AND RIVER PRODUCTION (GRI) OF ECOPETROL S.A.

AUTHORS: Andrea Yurani Hernández Montero[‡]

KEYWORDS: Methodology, Direct Evaluation, Direct inspection, corrosion, assessment, methods of corrosion

SUBJECT OR DESCRIPTION: The current proposal contains or describes, the technical inspection cause analysis to develop proposals for predictive and preventive maintenance against corrosion. Corrosion is one of the problems of buried structures due to the interaction of the metal with the electrolyte , the problem for which today mitigation methods , harm caused this electrochemical phenomenon arise.

The stages of development effectiveness methodology allowed to evaluate the indirect recommended perform inspections for inspection, Which are : Interval Potential Survey (CIPS) , current pipeline Mapper (PCM) and direct current voltage gradient (DCVG) and ultrasound (UT) the results of which contribute to lower maintenance costs of the field

For future applications of the methodology in the subject line, it must revalidate the indirect inspections defined in this work in order to improve assessment intervals which are currently applied.

Finally we recommend installing a test station with their respective coupon speed measuring internal corrosion within the framework of the continuous improvement of the methodology. The previous recommendation seeks approval in INTERNATIONAL NACE technical committee to be included in the ANSI / NACE SP0502-2008 standard.

[‡] School of Mechanical Engineering. Manintenance management Specialization. Director: Martin Valera Rosas, Physical

INTRODUCCIÓN

Se presenta en este trabajo de grado la metodología y resultados obtenidos en la evaluación directa de corrosión exterior (ECDA) en un gasoducto de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del Rio (GRI) perteneciente ECOPETROL S.A.

Para la industria petrolera es fundamental operar y mantener sistemas de transporte seguros y confiables, los operadores realizan esfuerzos para evitar que ocurran incidentes mediante inspección de condición, monitoreo, detección de fugas y prevención de daños generales de las tuberías. Un tema crítico es el avance de la corrosión tanto interior como exterior; en este sentido se necesita información precisa acerca del grado de avance, el tipo y las características de los procesos de degradación existentes en cada tramo de tubería a fin de tomar decisiones sean para mejorar el plan de inspección o directamente intervenir para reparar.

El resultado final de este trabajo de grado se resume en dos elementos principales: la determinación del estado actual del gaseoducto para corrosión externa y la generación de un plan de inspección y mantenimiento.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El mantenimiento de activos ha sufrido cambios radicales a través del tiempo, inicialmente se administró para dar solución de manera reactiva a daños en las instalaciones, generando desperdicio de recursos; esta técnica evolucionó a la programación de mantenimiento con intervalos de tiempo fijos, donde en ocasiones se inspeccionaba equipamiento que no lo necesitaba; a partir de eso se optó por administrar el mantenimiento en función de la condición del activo, enfocándose en predecir su comportamiento.

La industria petrolera se ve fuertemente afectada por la corrosión que produce anualmente pérdidas económicas que en los países industrializados se han valorado en el 3% del PIB[§] (Producto interno bruto). De todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y del petróleo la más importante es la corrosión con el 33% de los casos como puede verse en el trabajo realizado por Kermay y Harrop de la BP (Rey, 2008)**

§ Vera, R. (Enero 20 de 2014) Referencia tomada de la Revista de la Facultad de ingeniería de la Pontificia Universidad católica Valparaíso *“Proyecto que buscará la mejor protección con pintura contra la corrosión atmosférica del acero”*

** Rey, S. (2008). Evaluación de la corrosión de una acero AISI SAE en un flujo multifásico salmuera aceite mineral CO₂-H₂S, por medio de una simulador de flujo, 10–12.

2. JUSTIFICACIÓN

El transporte de hidrocarburos a pesar de contar con múltiples avances en el área de mantenimiento, se evidencian restricciones en la implementación normativa para llevar a cabo la inspección y monitoreo de la condición en tuberías enterradas; con la intención de mejorar la seguridad de la operación mediante la evaluación y reducción del impacto de la corrosión exterior sobre la integridad de la tubería se hace necesario implementar una metodología de evaluación directa de corrosión externa ECDA por sus siglas en inglés *External Corrosion Direct Assessment* descrita en el estándar ANSI NACE SP0502-2008 (*Pipeline external corrosion direct assessment methodology*)

El ECDA identifica y dirige sus esfuerzos a los procesos activos de corrosión con el objetivo de reparar los defectos y remediar sus causas, se busca de forma proactiva identificar y mitigar a tiempo los defectos de corrosión exterior antes de que generen pérdidas de contención que desencadene afectación a personas, pérdida de equipos y/o incidentes ambientales.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Aplicar la metodología de evaluación directa de la corrosión exterior (ANSI/NACE SP0502-2008) para mejorar los planes de inspección de mantenimiento del gasoducto instalado en tierra firme (On Shore) idóneo y ajustado a las practicas más recientes, que contribuya al departamento de mantenimiento en el campo Cantagallo, Puerto Wilches (Santander) de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del rio (GRI) de ECOPETROL S.A. a mantener el buen estado de la tubería, anticipar fallas y maximizar su confiabilidad, disponibilidad e integridad.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- REALIZAR PRE-EVALUACIÓN: Recopilar, integrar y analizar la información histórica de inspección, mantenimiento y operación; evaluar la factibilidad de la metodología ECDA; seleccionar las herramientas de inspección indirecta e identificar de las regiones ECDA.
- DEFINIR INSPECCIONES INDIRECTAS: Especificar el tipo y alcance de la inspección definida y realizar la correlación de la data de las inspecciones.
- DEFINIR EXÁMENES DIRECTOS: Priorizar entre las indicaciones de las inspecciones indirectas cuales son las más severas y generar un protocolo de exámenes directos para recolectar datos históricos de la actividad de corrosión.
- REALIZAR POST-EVALUACIÓN: Definir los intervalos para reevaluar y evaluar la efectividad general del proceso ECDA que forma el plan de mantenimiento del ducto.

4. ANTECEDENTES

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956. En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

El Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 transformó la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.^{††}

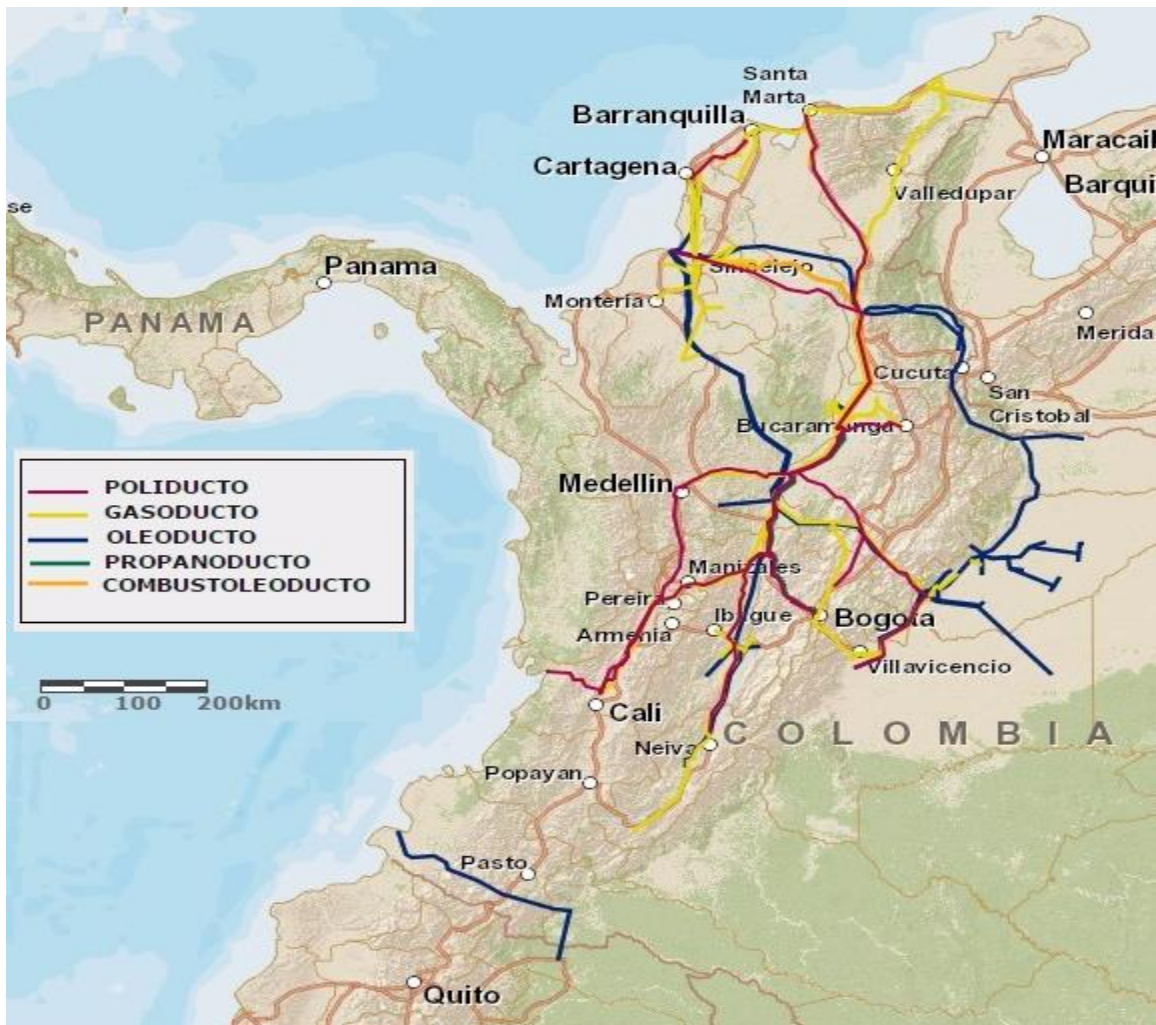
^{††} **DISPONIBLE EN:** <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>

5. INFRAESTRUCTURA PETROLERA COLOMBIANA

El incremento de la producción de crudo en Colombia está acompañado del crecimiento de la infraestructura de transporte y almacenamiento. Más de veinte mil kilómetros (20.000 Km) de combustoleoductos, oleoductos, poliductos, gasoductos, propanoducto entre otros surcan la topografía Colombiana y son las arterias que oxigenan la economía nacional permitiendo la circulación del crudo y los combustibles refinados, hasta llegar al usuario.

A saber, la última información cartográfica que existe de la infraestructura de sistemas de transportes se encuentra a continuación.

Ilustración 1. Mapa de infraestructura Colombiana



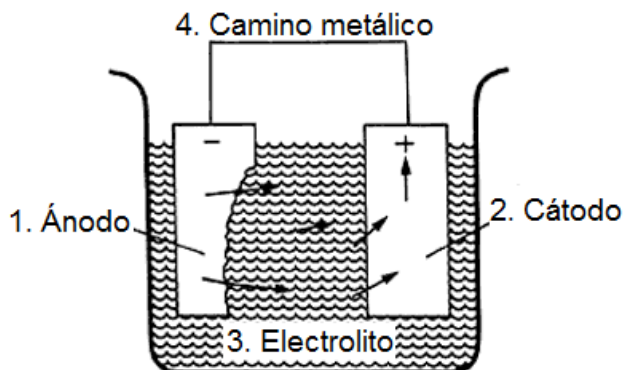
Fuente: http://sig.simec.gov.co/UPME_HI_Infraestructura_capas/

6. MARCO TEÓRICO

6.1 CORROSIÓN

La corrosión es un proceso electroquímico en el cual tiene lugar un flujo de electrones e iones. La pérdida de metal (corrosión) tiene lugar en el ánodo. En el cátodo no hay pérdida de metal (el cátodo está protegido). La corrosión electroquímica implica la transferencia de electrones a través de interfases metal/electrolito. La corrosión tiene lugar dentro de una celda de corrosión, la cual consta de cuatro partes, las cuales se evidencian en **Ilustración 2**:

Ilustración 2. Partes de una celda de corrosión

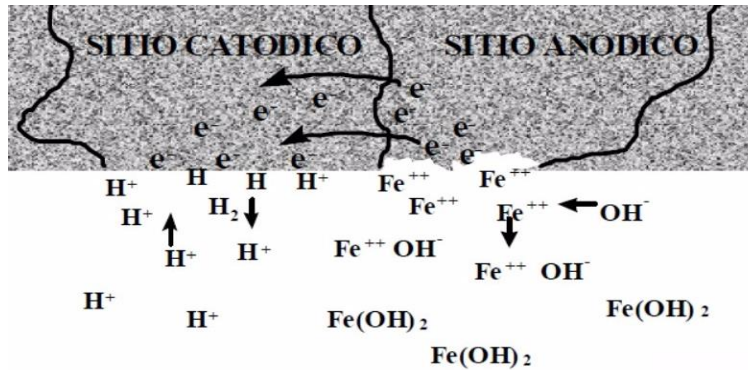


Fuente:

<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/09/imgs/f2p30.gif>

Los electrones generados por la formación de iones metálicos en el ánodo, pasan a través del camino electrónico hasta la superficie de las áreas catódicas inmersas en el electrolito. Al reaccionar con los iones positivos presentes en el electrolito, restauran el equilibrio eléctrico del sistema.

Ilustración 3. Celda Microscópica de Corrosión



Fuente: Cathodic Protection Technician Course Manual.2010

Examinando la **Ilustración 3** el proceso de corrosión para una única celda de corrosión, que consiste en un único ánodo y un único cátodo sobre la misma superficie metálica en contacto con agua. El metal suministra el ánodo, el cátodo y el paso electrónico de la celda de corrosión. El agua suministra el electrolito para completar la celda de corrosión. El electrolito está ionizado, por lo que hay iones hidrógeno (H^+) y oxhidrilos (OH^-) presentes en pequeñas cantidades (10-7 moles/litro).

Los iones metálicos abandonan la superficie anódica e ingresan al electrolito, desprendiéndose de sus electrones que circulan por el paso metálico hacia la superficie catódica. En la superficie catódica, los electrones provenientes del ánodo encuentran iones hidrógenos provenientes de la solución. Un ion hidrógeno acepta un electrón y se convierte en un átomo de hidrógeno. El átomo de hidrógeno puede combinarse con otro átomo de hidrógeno para formar una molécula de gas hidrógeno, que puede permanecer en la superficie catódica o ser liberada en forma de burbuja. En algunos casos, el átomo de hidrógeno puede ingresar en la estructura cristalina lo que resulta en la fragilización por hidrógeno del metal.

Entretanto, los iones metálicos se combinan con los oxhidrilos en el electrolito para formar hidróxidos del metal, u óxido, que se precipita sobre la superficie metálica. A medida que este proceso continúa, la oxidación (corrosión) del metal tiene lugar en las superficies anódicas y la reducción de iones hidrógeno ocurre en los cátodos.

6.1.1 Formas de corrosión

La corrosión puede clasificarse en las siguientes formas generales:

6.1.1.1 Corrosión uniforme

Es éste un tipo de corrosión con una pérdida pareja de metal distribuida en toda o gran parte de la superficie de la estructura, tal como se evidencia en la **Ilustración 4**.

Ilustración 4. Corrosión Uniforme en Pilotes Metálicos



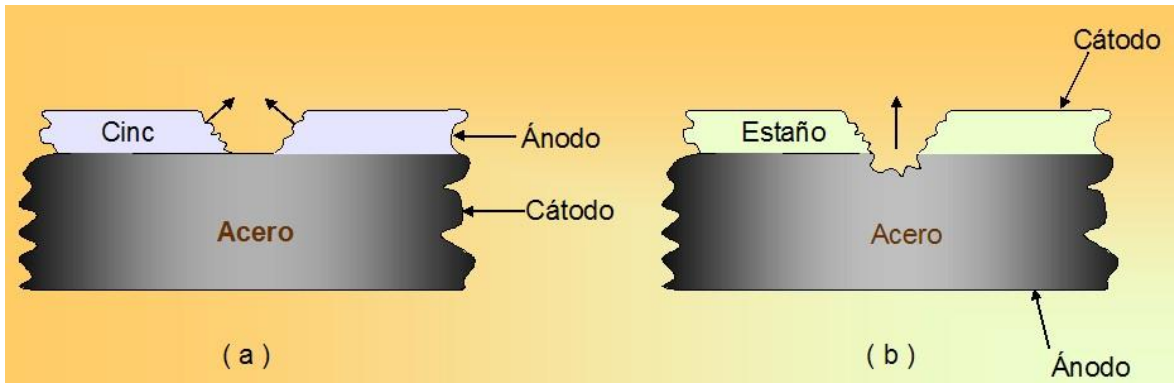
Fuente: Tecna ICE

6.1.1.2 Corrosión galvánica de dos metales

Este tipo de corrosión ocurre cuando se conectan dos metales distintos. El potencial de los dos metales crea una diferencia de potencial, la fuerza impulsora de la corrosión.

El acero galvanizado, que es un acero recubierto de zinc, es un ejemplo en que un metal (Zinc) se sacrifica para proteger a otro (acero). El Zinc actúa como ánodo, se corroe y protege al acero que actúa como cátodo en esta pila galvánica, se puede referenciar en la **Ilustración 5**.

Ilustración 5. Corrosión Galvánica de dos metales



Fuente: http://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/Im%E1genes/Fig12_9.jpg

6.1.1.3 Corrosión en grietas

Este tipo de corrosión tiene lugar cuando dos superficies con una separación muy pequeña entre ellas –ya sea entre dos metales o entre un metal y un no-metal – están expuestas a un medio corrosivo. Los huecos, empaquetaduras, juntas, depósitos sobre la superficie y grietas son lugares probables para este tipo de corrosión, tal como se ve en al **Ilustración 6**.

Ilustración 6. Corrosión en Grietas



Fuente: http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_image/caverneuse_2_zoom.jpg

6.1.1.4 Corrosión por picaduras (Pitting)

Corrosión localizada que se concentra en una superficie reducida del metal y la perfora. Los pits (picaduras) pueden presentarse aislados o muy cercanos entre sí, y pueden tener diámetros grandes o pequeños al igual que se ve en la Ilustración 7.

Ilustración 7. Corrosión por picaduras

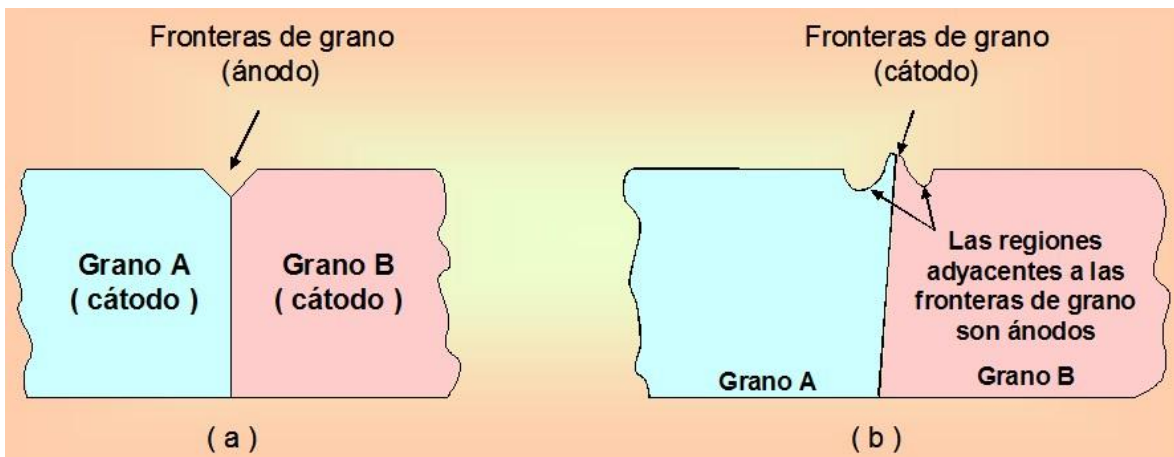


Fuente: <https://cianco.files.wordpress.com/2011/10/oxido3.jpg>

6.1.1.5 Corrosión intergranular

Ésta es una corrosión localizada en los bordes de grano de una aleación, como se ve en la **Ilustración 8**. Es causada por una diferencia en la composición cerca de los bordes, en comparación con el resto de la aleación.

Ilustración 8. Corrosión Intergranular



Fuente: http://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/Im%E1genes/Fig12_5.jpg

6.1.1.6 Corrosión relacionada con el medio

Resultan de la reacción de un metal a un medio corrosivo en presencia de tensiones. Existen tres tipos de fallas relacionadas con el medio:

6.1.1.7 Corrosión por fatiga

Resulta en la fatiga del metal bajo tensiones alternadas en un medio corrosivo.

6.1.1.8 Corrosión bajo tensiones (SCC)

La falla de un metal bajo tensiones en presencia de un medio corrosivo. Muchos metales, incluyendo el acero de alta resistencia, el aluminio (aleaciones de las series 2000 y 7000), aceros inoxidable y aleaciones de bronce, son susceptibles a la SCC. Generalmente, la protección catódica reduce o elimina la SCC porque detiene el proceso de corrosión. Sin embargo, ha habido casos de SCC en tuberías de aceros de alta resistencia debido a la protección catódica. Este tipo de falla ocurre dentro de un rango de potenciales muy limitado (de -525 a -725 mV CSE) y a un pH entre 8 y 10.5, y es más probable a temperaturas elevadas. La falla ocurre debido a la formación de carbonatos y bicarbonatos sobre la superficie del acero. Este aspecto de la corrosión aún se está investigando.

6.1.1.9 Corrosión influenciada por microorganismos (MIC)

Algunas bacterias que existen bajo condiciones anaeróbicas (ausencia de oxígeno) pueden reducir sulfatos consumiendo hidrógeno en el proceso. El consumo de hidrógeno atómico adsorbido en la superficie de la estructura, despolariza el acero en sitios catódicos y permite así un mayor consumo del metal por las celdas galvánicas existentes. Las bacterias no atacan en forma directa al metal, pero crean condiciones que conducen a un ataque más rápido por aumento de la corriente de corrosión en las celdas existentes, las que normalmente se encuentran polarizadas por la existencia de hidrógeno (producto de la reacción catódica de reducción de protones).

6.1.1.10 Fragilización por hidrógeno

El hidrógeno atómico generado en la superficie por la protección catódica puede difundirse dentro del metal. Este hidrógeno atómico puede ampollar el metal, formar hidruros, en el caso del titanio, que lo fragilizan, y fragilizar el acero (especialmente el acero de alta resistencia), el acero inoxidable martensítico, el aluminio de alta resistencia (en particular la serie 7000), y el hormigón pretensado. La fragilización del metal puede formar grietas, que al crecer rompen la estructura.

Para prevenir la fragilización por hidrógeno, debe mantenerse el potencial por debajo del potencial de evolución del hidrógeno, que depende del pH. Por lo

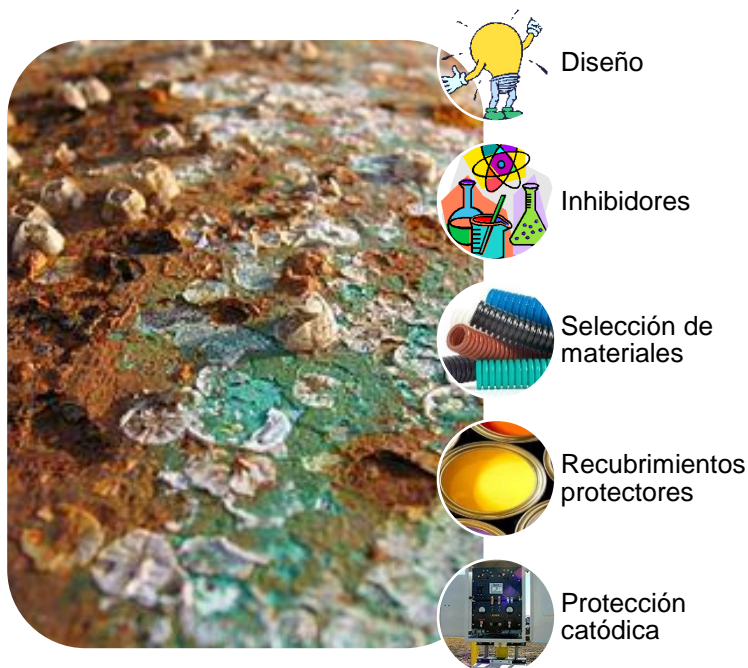
general, en medios neutros el hidrógeno se genera a -1044 mV CSE. A menor pH, menor será el potencial de evolución del hidrógeno. Para el aluminio, el potencial polarizado debe mantenerse por debajo de los -1200 mV (CSE) para evitar la corrosión por álcalis. Para el titanio, el potencial máximo recomendable es de -700 mV (plata-cloruro de plata) para evitar la formación de hidruros. En algunos documentos que describen los criterios de protección catódica se analizan los niveles de sobreprotección, y pueden ser algo diferentes a los aquí citados. Para el hormigón pretensado, deben evitarse potenciales más negativos que -1000 mV.

Es preciso tener esto en cuenta al diseñar y operar sistemas de protección catódica si se usan materiales susceptibles a la fragilización por hidrógeno: el potencial estructura-suelo nunca debe exceder el potencial de evolución del hidrógeno.

6.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

La corrosión puede controlarse mediante una variedad de formas que incluyen (ver **Ilustración 9**):

Ilustración 9. Sistemas de protección contra la corrosión



6.2.1 Diseño

La manera en que se diseña una estructura puede influir en su resistencia a la corrosión. Se recomienda un diseño que evite acumulación de la humedad, sales químicas y suciedad, y que permita el acceso para las operaciones de mantenimiento.

6.2.2 Inhibidores

Un inhibidor de corrosión es una sustancia que cuando se agrega a un ambiente detiene la reacción corrosiva generando un ambiente menos agresivo.

Los inhibidores también se usan con frecuencia en la producción de petróleo y gas. Se incorporan en el tubing en la boca del pozo para aislar las paredes de la misma del agua salada y otros agentes corrosivos en el gas, petróleo crudo y fluidos de perforación a menudo asociados con la producción de petróleo. También pueden usarse inhibidores en tuberías de producción, líneas y tuberías de transmisión.

6.2.3 Selección de materiales

El uso de materiales resistentes a la corrosión puede ayudar a disminuir el deterioro en servicio, por ejemplo la velocidad de corrosión de materiales como el oro o el platino es mínima.

Para aplicaciones industriales se recomienda elegir materiales compatibles usando la serie galvánica en la que se listan los materiales en el orden de sus potenciales de corrosión, como es posible ver en la **Ilustración 10**; Conforme la diferencia de potencial aumenta entre estos dos metales disímiles, aumenta la velocidad de corrosión galvánica.

Ilustración 10. Serie galvánica empírica en agua de mar

Metal	Voltios vs. Cu-CuSO ₄	Voltios vs. Ag-AgCl
	Extremo Activo o Anódico	Extremo Activo o Anódico
Magnesio	-1.60 a -1.75	-1.55 a -1.70
Zinc	-1.10	-1.05
Aluminio	-1.05	-1.00
Acero al Carbono Pulido	-0.50 a -0.80	-0.45 a -0.75
Acero al Carbono Oxidado	-0.20 a -0.50	-0.15 a -0.45
Hierro Dúctil/de Fundición	-0.50	-0.45
Plomo	-0.50	-0.45
Acero en Hormigón	-0.20	-0.15
Cobre	-0.20	-0.15
Hierro con Alto Contenido de Si	-0.20	-0.15
Carbono, Grafito	+0.30	+0.35
	Extremo Noble o Catódico	Extremo Noble o Catódico

ELECTRONEGATIVIDAD ↑

Fuente: Cathodic Protection Technician Course Manual.2010

Los cambios en las condiciones ambientales o en la temperatura pueden afectar el orden de la serie galvánica. Por convención, se dice que los metales más activos tienen potenciales de corrosión negativos, y a menudo se les llama anódicos. Los metales menos activos pueden llamarse catódicos o nobles.

Reglas generales de la corrosión galvánica (metales disímiles): Cuando se conectan metales disímiles, el metal más activo (o anódico) se corroe más rápidamente, mientras el metal más noble (o catódico) tiende a protegerse y se corroe menos.

6.2.4 Recubrimientos protectores

Los recubrimientos proporcionan protección al acero mediante uno o una combinación de tres mecanismos que producen los siguientes tres tipos de recubrimientos:

- **Recubrimientos de sacrificio** que son ricos en zinc. Siempre que ocurre un corte u otro daño en el zinc expuesto al acero, el zinc actúa como un ánodo de sacrificio y se corroe para proteger la superficie de acero.
- **Recubrimientos de barrera** que mantienen la humedad lejos de la superficie del acero. Esto elimina uno de los elementos del ciclo de corrosión, el electrolito, evitando así la corrosión.
- **Recubrimientos inhibidores** los primarios (primers) que además de actuar como barrera, ayudan activamente en el control de la corrosión, usando pigmentos que pueden proporcionar un efecto inhibidor (similar a los inhibidores de corrosión), el fosfato de zinc. reacciona con la humedad

absorbida por el recubrimiento y luego reaccionan con el acero para pasivarlo y así disminuir sus características corrosivas.

La protección proporcionada al acero mediante los recubrimientos protectores puede ser influenciada enormemente por discontinuidades (poros, rasguños, hoyos) en la película del recubrimiento.

La velocidad de corrosión en una discontinuidad en una película del recubrimiento puede verse afectada por varios factores, incluyendo:

- Tipo de recubrimiento / sistema de recubrimiento
- Espesor del recubrimiento
- Electrolito presente en la discontinuidad
- Presencia de calamina adherente en el sustrato.

6.2.5 Protección catódica

La protección catódica se define como una técnica para reducir la velocidad de corrosión de una superficie metálica haciendo de ésta el cátodo de una celda electroquímica. Esto se obtiene cambiando el potencial del metal en dirección negativa usando una fuente externa de energía (Protección catódica por corriente impresa), o usando un ánodo de sacrificio (Protección catódica por corriente galvánica).

6.2.6 Protección catódica por corriente de galvánica

Los ánodos de sacrificio son fabricados en metales que se corroen con facilidad, como aluminio, zinc o magnesio, como estos que se ven en la **Ilustración 11**, se conectan a la estructura de acero que se quiere proteger, finalmente estos ánodos se corroen en lugar del acero estructural.

Ilustración 11. Ánodos de sacrificios

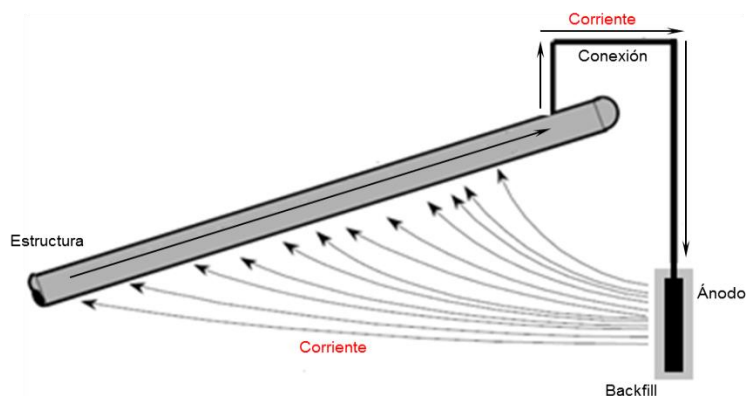


Fuente: Tecna ICE

Cuando el ánodo de sacrificio está completamente corroído, debe reemplazarse

En un sistema de protección catódica con ánodos galvánicos se compone de cuatro (4) elementos: el ánodo, el relleno anódico (backfill), una forma de conexión entre el ánodo y la estructura, y la estructura (ver la **Ilustración 12**)

Ilustración 12. Sistema de protección catódica por ánodos galvánicos



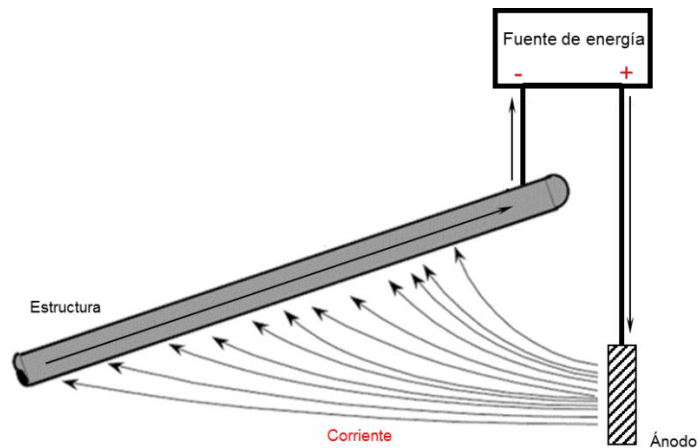
Fuente: Cathodic Protection Technician Course Manual.2010

6.2.7 Protección catódica por corriente impresa

Una forma alterna de protección catódica (llamada corriente impresa) proporciona una corriente eléctrica para oponerse a la corriente de las celdas de corrosión.

Los componentes de un sistema de protección catódica por corriente impresa son ánodos, relleno anódico, una fuente de energía (rectificador), cableado y conexiones. Los ánodos usados en sistemas de PC de corriente impresa son diferentes de los que se usan en sistemas galvánicos. Los ánodos de corriente impresa se fabrican con materiales que se consumen lentamente. Los sistemas de PC por corriente impresa generalmente funcionan a niveles más altos de corriente y voltaje que los sistemas de ánodos galvánicos.

Ilustración 13. Sistema de protección catódica por corriente impresa



Fuente: Cathodic Protection Technician Course Manual.2010

6.3 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN PARA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA

6.3.1 Inspección CIPS (close interval potential survey)

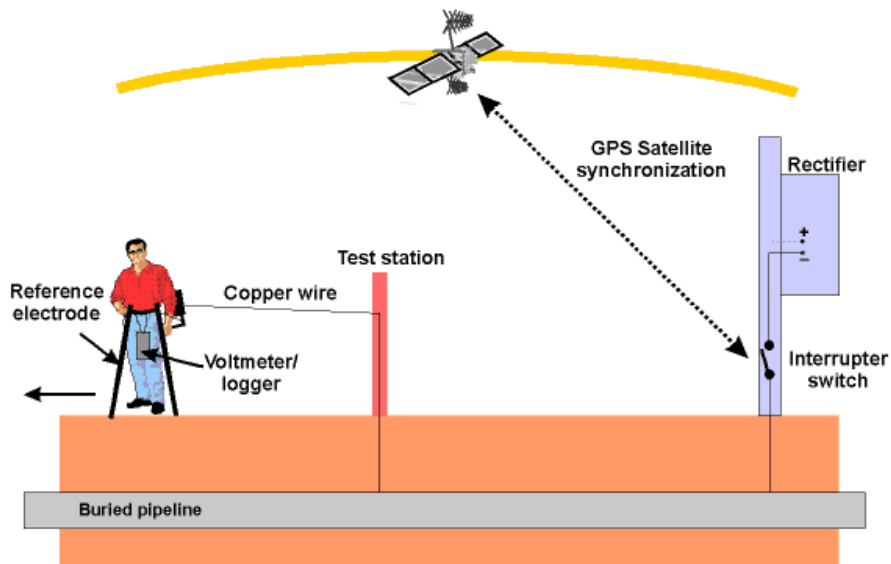
CIPS es un sistema para evaluar el nivel de protección catódica que tiene la tubería, se basa en realizar mediciones de los potenciales de la tubería con respecto a un electrodo de referencia (cobre/sulfato de cobre).

Consiste en realizar una conexión eléctrica a la tubería por medio de un cable de calibre fino que se encuentra conectado a dos electrodos (celdas) de referencia y que se ira desenrollando a medida que el técnico va recorriendo la ruta de la tubería haciendo contacto con el suelo mediante los electrodos de referencia, estos electrodos de referencia van siendo apoyados en turnos en el suelo con distancias de aproximadamente un metro (o un paso), mientras esto ocurre un dataloger va registrando todos los datos tomados. Ver la **Ilustración 14**.

El método se comporta como un circuito eléctrico, en el cual existe fuente, conductores y resistencias (tubería, suelo, piedras, electrodos de referencia, etc.), pero realmente el ideal es tomar el potencial en la tubería por lo que es necesario descontar las resistencias de terceros, para lograr esto se toman potenciales con la fuente encendida (ON) y también con fuente apagada (OFF), obteniendo con este último eliminar todas las resistencias ajenas a la tubería. Para lograr tomar los potenciales OFF se instala un ciclador en cada una de las fuentes (rectificador) de protección catódica y se sincronizan con el fin de tener toda la tubería en un

mismo estado (ON u OFF). Los intervalos de OFF deben ser muy pequeños con el fin de no permitir una despolarización significativa. Después de lograr el ciclado ON/OFF en la fuente se podrán tomar los potenciales (realizando un recorrido a lo largo de la línea y utilizando los electrodos de referencia como bastones, logrando así tomar potenciales ON y potenciales OFF mientras se van apoyando en turnos sobre el suelo) ON/OFF para evaluar el rendimiento del sistema de protección catódica y OFF para medir la diferencia de potencial entre la tubería y la superficie del suelo (dando con ello un valor muy aproximado de polarización de la tubería, dato que servirá para saber si el sistema de protección catódica cumple con uno de los requisitos necesarios para proteger la tubería).

Ilustración 14. Elementos de un CIPS.



Fuente: www.corrosion-club.com-cips.jpeg

Según NACE RP 0169, define tres criterios para confirmar que una estructura se encuentre con protección catódica, el segundo de ellos es el utilizado para este método de inspección el cual expresa que para cumplir con el objetivo de proteger la tubería los potenciales OFF deben estar dentro del rango de -850 mV y -1140 mV, en donde los valores por debajo de -850 mV dejarán desprotegida la tubería, y los valores por encima de -1140 mV generarían daños en el recubrimiento.

Con los valores de potenciales ON se podrá evaluar el recubrimiento de la tubería ya que presentará saltos de potencial cuando se encuentren fugas de corriente que se traducen en holidays (orificios en el recubrimiento).

Finalmente, la inspección dará como resultado un número bastante amplio de datos que al graficar arrojarán dos gráficas (una para ON y otra para OFF), en las

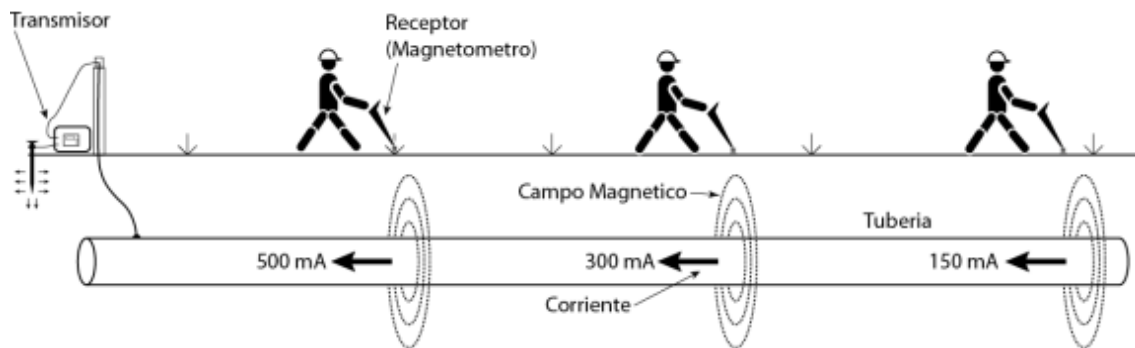
cuales se podrán determinar diferentes zonas a trabajar, logrando diferentes respuestas, tales como:

- Identificación de zonas con niveles de protección catódica bajos.
- Identificación de zonas de excesivos niveles de protección catódica.
- Identificación de zonas con posibles deficiencias en la calidad del recubrimiento.
- Identificación de zonas afectadas por posibles interferencias eléctrica

6.3.2 PCM (Pipeline Current Mapper)

Es una técnica que sirve para inspeccionar recubrimientos en tuberías enterradas, la cual se basa en una medir las atenuaciones de corrientes a lo largo de la tubería. El método consiste en conectar un generador de corriente a alguna de las estaciones de medición que se encuentran conectadas a la tubería inyectando en el tubo una corriente AC con una determinada frecuencia (4 Hz) que genera un campo magnético alrededor de la tubería, en muchas ocasiones no es necesario de una fuente de energía ya que el equipo puede medir el campo magnético generado por la protección catódica evitando la necesidad de generadores; después de esto la persona encargada de tomar las mediciones caminara por la ruta de la tubería con un equipo que en su interior tiene un magnetómetro que se encargara de medir el campo magnético a lo largo de la tubería, es mediante este campo magnético que se puede calcular la corriente, y de esta forma se pueden identificar (poros, intersecciones, o cualquier elemento que haga un contacto eléctrico con la tubería inspeccionada), tal como se evidencia en la **Ilustración 15**

Ilustración 15. Inspección PCM.



FUENTE: www.jwspiservices.com/field_services/field_services.htm

El equipo también posee la cualidad de detectar el sentido de flujo de corriente en la tubería, lo cual nos ayuda a no perder la ruta de la tubería que se está trabajando en algún cruce con otra tubería.

Normalmente la corriente a lo largo de la tubería va cayendo en forma logarítmica, pero en el momento en que esta corriente llega a una falla en el revestimiento (cruce o contacto) la corriente cae rápidamente y desde luego también su campo magnético el cual es medido por magnetómetro.

Al final se podrán tener unas graficas de la atenuación de la corriente a lo largo de la tubería desde luego con puntos georreferenciados específicos en los cuales se encontraron variaciones significativas de corriente, y la tasa de atenuación de la corriente con la cual se podrá saber si el recubrimiento es excesivo o por el contrario insuficiente. El equipo con los accesorios adecuados (en este caso un marco en A) podría dar aproximaciones de aproximadamente 10 cm de las fallas encontradas.

6.3.3 Gradiente de voltaje de corriente continua (DCVG) o corriente alterna (ACVG):

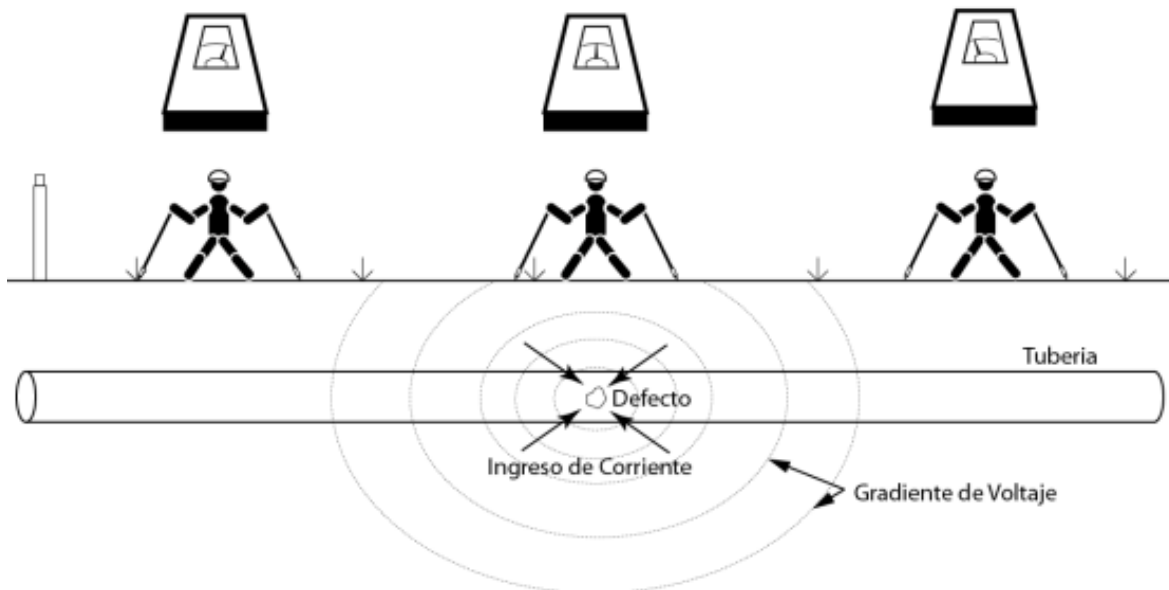
Estas inspecciones son utilizadas para evaluar el estado del recubrimiento en tuberías enterradas El gradiente de voltaje se da cuando una corriente fluye por el suelo resistivo hacia el acero, y evalúa el recubrimiento gracias a que este actúa como aislante eléctrico que desde luego dejara de servir como aislamiento en el momento en que existe un poro o holiday que permitirá el paso de la corriente, entonces entre mayor sea el defecto mayor será el gradiente de voltaje.

En DCVG se maneja un corriente continua, por lo cual una de las ventajas es que trabaja con la misma fuente que utiliza la protección catódica, pero también se hace necesario el uso de un ciclador después de la fuente pero para este caso no es necesario interrumpir sincrónicamente todas las fuentes como en la inspección CIPS, ya que al interrumpir en forma cíclica la corriente se puede separar la señal de otras señales ajenas (CP de otras tuberías, corrientes telúricas, campos magnéticos, etc.). La diferencia con el ciclado de la inspección CIPS, es que este ciclado es inverso, ósea, que sería mayor el tiempo OFF que en ON (0.8 s OFF y 0.45 s ON).

También es necesario para este método la utilización de dos electrodos (normalmente de Cu/CuSO₄), y la idea es medir el gradiente de potencial entre estos dos electrodos con un mili voltímetro que es diseñado específicamente para el equipo. La gran ventaja de tener estos dos electrodos es que permite saber el flujo de corriente por lo que se podría definir si la falla es anódica (con la corriente saliendo de la tubería) o es catódica (con la corriente entrando a la tubería).

En la inspección se realiza un recorrido de la ruta de la tubería midiendo los gradientes de voltaje (cada 2 metros aproximadamente) y parando solo cuando se encuentre el defecto que se sabrá porque en el equipo de medición (mili voltímetro) se moverá la aguja hacia un lado indicando el sentido de la corriente y aumentando su intensidad cuando nos acercamos al defecto, si nos pasáramos del defecto la aguja cambiaria de dirección guiándonos hacia el lado anterior hasta permitirnos ubicar el defecto con solo unos pocos centímetros de tolerancia.

Ilustración 16. Inspección DCVG.



FUENTE: paper "External Corrosion Direct Assessment.

La inspección ACVG (gradiente de voltaje de corriente alterna) utiliza el mismo procedimiento pero funciona con corriente alterna, para lo cual si es necesario incluir en el proceso una fuente de corriente alterna. Este método es muy bueno cuando existen interferencias con otras tuberías pero no es aconsejable utilizarlo en segmentos muy largos de tubería. Puede utilizarse como una técnica complementaria para DCVG.

Normalmente la combinación de inspecciones más realizada es CIPS + DCVG, con una se obtiene la mayoría de datos y permite evaluar el sistema de protección catódica junto con zonas en donde existen fallos, que en su mayoría de veces son defectos del recubrimiento y cruce de tuberías, mirando de lejos la posibilidad de que existan corrientes vagabundas que pueden causar perdida de protección catódica en la tubería, inclusive ya existen muchos programas que se encargan de combinar los resultados de ambas inspecciones y permiten la toma de decisiones al entregar graficas en las que se pueden encontrar suficientes datos para poder

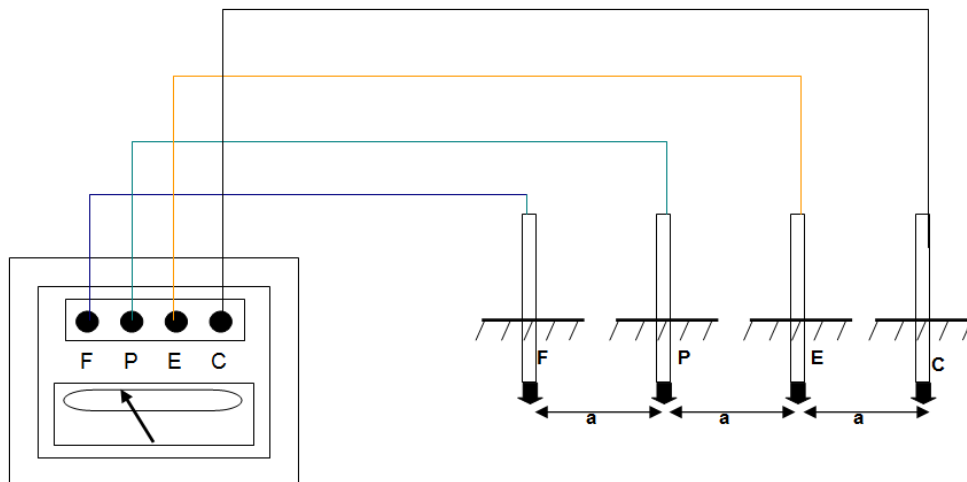
realizar una priorización acertada de las zonas a las cuales se les realizara la inspección directa (para la cual es muy importante la inspección DCVG, que nos permite encontrar la falla puntual y así estar seguros de donde se tiene que excavar).

6.3.4 Resistividad del suelo:

La resistividad es la inversa de la propiedad de conductividad, y es esta conductividad la que puede afectar el sistema de protección catódica, algunos de los factores que pueden afectar la resistividad son la temperatura y la humedad (las cuales pueden variar según la estación del año en la que nos encontremos, sin embargo, en el caso de encontrar terrenos muy resistivos se puede atacar colocando varillas a tierra cerca de esas zonas resistivas (desde luego entre más profundas se encuentren las varillas mejor funcionara el polo a tierra).

Uno de los métodos más utilizado es el método de Wenner, el cual consta de cuatro electrodos que se enterraran en la tierra a diferentes medidas entre ellos y el cual consiste en inyectar una corriente continua a frecuencias bajas desde los dos electrodos de los extremos y se mide el potencial con los dos electrodos del medio, ver **Ilustración 17**. Existe una relación entre distancias que permiten que entre más grande sea la distancia entre los electrodos mayor será la profundidad de la medición de resistividad (desde luego lo ideal es tomar medidas de resistividad en profundidades iguales a la que se encuentra la tubería).

Ilustración 17. Medición de resistividad - Cuatro pines

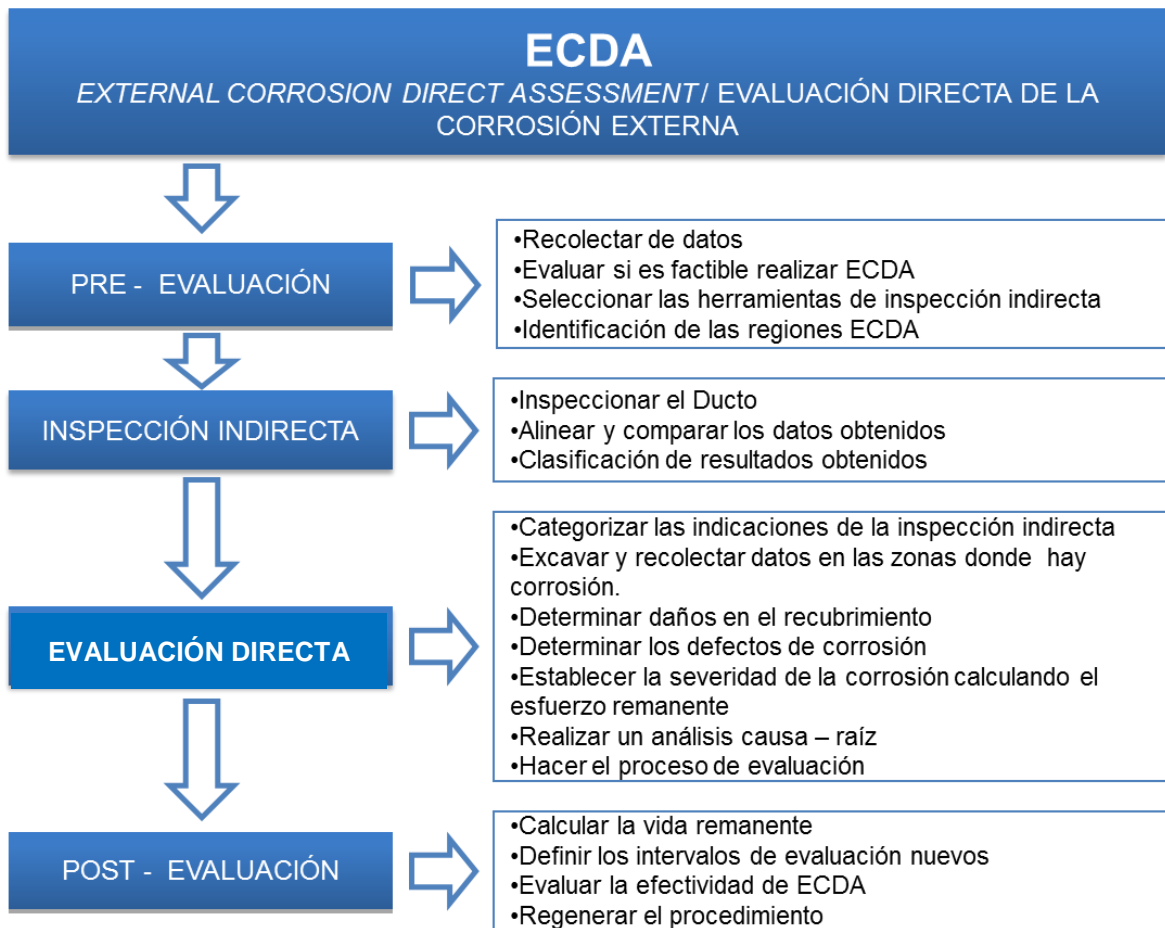


FUENTE: TI-I-006 Instructivo para toma de resistividades - Método Wenner

7. METODOLOGÍA

La metodología ECDA “External Corrosion Direct Assessment” consiste en un conjunto de pasos probados en la industria que permiten establecer los riesgos causados por fenómenos de corrosión exterior que se han presentado o que se pueden presentar en las tuberías, esta se referencia en la **Ilustración 18**. Esta técnica es aplicable a tuberías enterradas fabricadas en materiales ferrosos y sus fundamentos se encuentran descritos en la norma NACE SP0502-2008.

Ilustración 18. Metodología ECDA



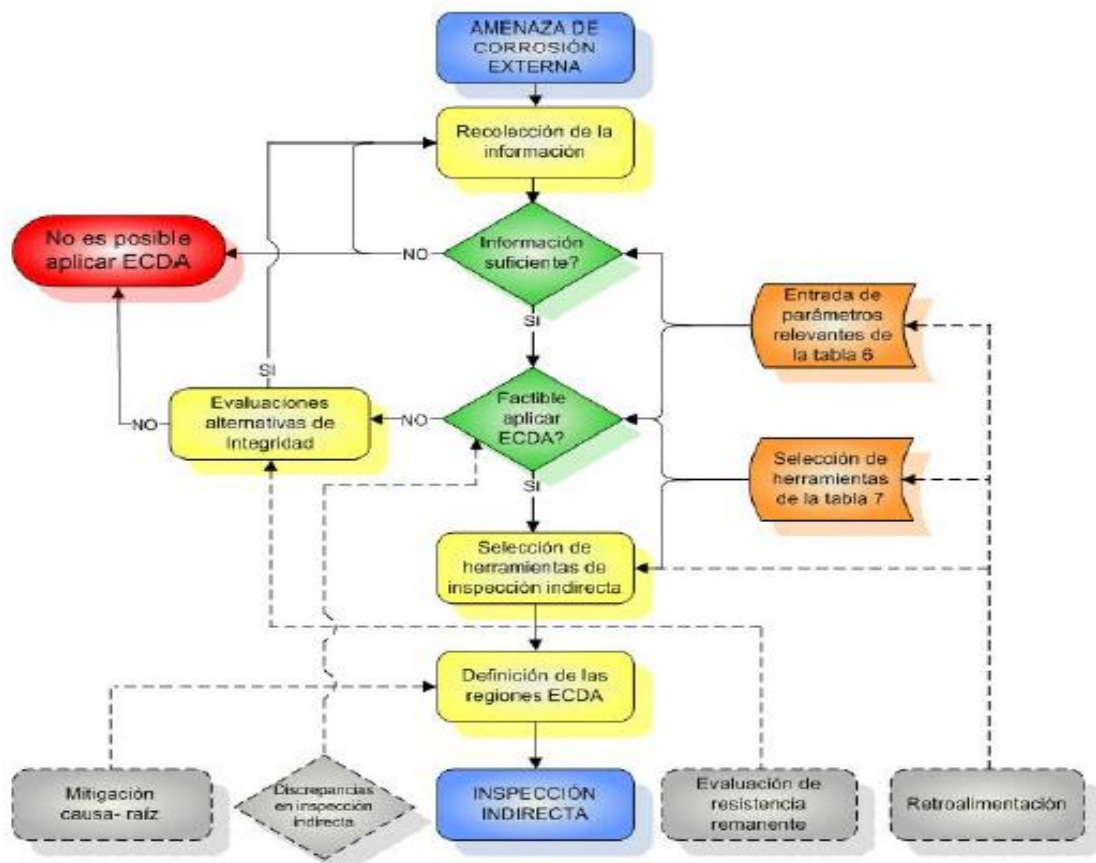
El proceso total de ECDA se divide en cuatro pasos:

1. Pre-evaluación
2. Inspección Indirecta.
3. Inspección Directa.
4. Post-evaluación.

7.1 PRE-EVALUACIÓN

En esta etapa se reúnen todos los datos actuales e históricos (registros de construcción, historial de operación, historial de mantenimiento, informes de inspecciones, etc.) con el fin de ver si es posible realizar el ECDA, también se realiza la selección de las herramientas que se utilizarán en la inspección indirecta, como lo muestra la **Ilustración 19**.

Ilustración 19. Metodología etapa de pre-evaluación



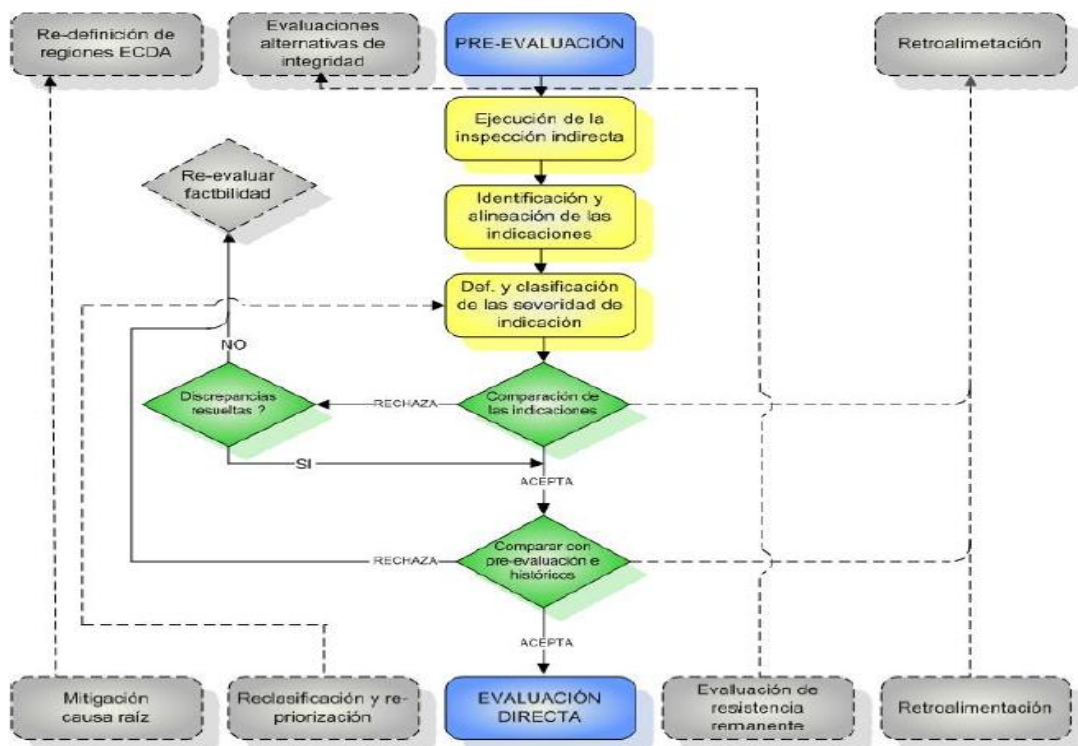
FUENTE: Tomado y traducido de NACE SP0502-2008

7.2 EVALUACIÓN DIRECTA

Durante esta etapa no se tendrá contacto alguno con la tubería ya que la idea es realizar una evaluación superficial con la cual se decidirá sobre que segmentos de la tubería se realizará la inspección directa. El objetivo es identificar fallas en el revestimiento, anomalías en la tubería, y áreas donde existe corrosión, ocurrió o podría ocurrir en un futuro, y por ultimo determinar la severidad de lo encontrado. Es importante que durante este paso se lleven al menos dos inspecciones sobre el terreno y para toda la extensión de la tubería (teniendo en cuenta que el tipo de inspección puede variar dependiendo de las condiciones del capítulo anterior. **Ilustración 20**). Son 5 los pasos que se deben llevar durante la inspección indirecta:

1. Conducir inspecciones indirectas (mínimo dos métodos de inspección)
2. Identificar y alinear los resultados de las inspecciones
3. Clasificar la severidad de las indicaciones
4. Comparar las indicaciones
5. Comparar los datos obtenidos con los de la pre-evaluación y los datos históricos.

Ilustración 20. Metodología etapa de evaluación directa



FUENTE: Tomado y traducido de NACE SP0502-2008

Después de tener los datos de varias inspecciones indirectas se deben alinear todos los resultados con el fin de identificar las zonas en las cuales se encuentren fallas, después de esto es muy importante basarse en los criterios de integridad con el fin de poder clasificar las zonas encontradas, estas son algunos ejemplos:

Severas: Son las indicaciones en las cuales podemos considerar que es donde se presenta mayor actividad de corrosión.

Moderadas: Son las indicaciones en las cuales podemos considerar que es posible que presenten actividad de corrosión.

Menores: Son las indicaciones en las cuales podemos considerar inactivas o con muy poca probabilidad de que exista actividad de corrosión.

Es muy importante que cuando se realice la clasificación de las zonas se tenga en cuenta el método con el cual se tomaron las mediciones, esta norma presenta una tabla que podría ayudar en la clasificación:

Tabla 1. Clasificación de zonas de falla

HERRAMIENTA / ENTORNO	MENOR	MODERADO	SEVERO
CIS, suelo húmedo aireado	Pequeñas caídas con potenciales ON y OFF por encima de los criterios de CP	Caídas medianas o potenciales OFF por debajo de los criterios de CP	Caídas grandes o potenciales ON y OFF por debajo de los criterios de CP
Sondeo DCVG, condiciones similares	Pequeña caída de voltaje; condiciones catódicas en la indicación cuando la PC está ON y OFF	Caída de voltaje mediana y/o condiciones neutras en la indicación cuando la CP está OFF	Gran caída de voltaje y/o condiciones anódicas cuando la CP está ON u OFF
Sondeo ACVG o Pearson, condiciones similares	Caída de voltaje baja	Caída de voltaje media	Caída de voltaje alta
Electromagnética	Pérdida de señal baja	Pérdida de señal media	Pérdida de señal alta
Sondeos de Atenuación de Corriente AC	Pequeños incrementos en la atenuación por longitud de unidad	Incrementos moderados en la atenuación por longitud de unidad	Grandes incrementos en la atenuación por longitud de unidad

FUENTE: Tomado y traducido de NACE SP0502-2008

7.3 INSPECCIÓN DIRECTA

En la inspección directa es necesario realizar inspección es sobre la tubería, siendo necesario realizar excavaciones que deben ser llevadas a cabo en forma cuidadosa y segura, ya que cualquier golpe podría dañar la integridad del ducto pudiendo generar fugas y accidentes.

El principal objetivo de la inspección directa es el de evaluar las indicaciones de la inspección indirecta, el cual se materializa buscando las zonas más severas y posteriormente se deben realizar actividades que sirvan para la recolección de datos de estas y así poder estudiar el comportamiento de la actividad de corrosión en las mismas.

Estas excavaciones se deben realizar en un orden aprobado por el operador de la línea, ya que cada excavación debe cumplir con diferentes parámetros de seguridad.

Durante la inspección directa se podrían encontrar otro tipos de defectos que no habían sido encontrados en la inspección indirecta, entonces es necesario que durante la inspección directa se cuente con otro tipo de equipos que nos permitan realizar inspecciones que no estaban previstas en el estudio de la inspección indirecta. Algunos de los métodos alternativos se pueden encontrar en las normas ASME B31.4, ASME B31.8 y API 1140.

Las actividades que se encuentran en la inspección directa son (Ver **Ilustración 21**):

- Asignar prioridades a las indicaciones encontradas durante las inspecciones indirectas.
- Excavación y recolección de datos en las áreas donde sea más probable la actividad de corrosión.
- Mediciones del daño al revestimiento y defectos de corrosión.
- Evaluación del esfuerzo remanente (severidad).
- Análisis de causa raíz.
- Mitigación.
- Evaluación del proceso de inspección.
- Directrices para determinar el número de exámenes directos.

También es necesario tener en cuenta la densidad de población cerca de las zonas ECDA, y considerar las herramientas de inspección y la historia de corrosión de dichas zonas. Es importante que en los casos en que las indicaciones en las que no se pueden estimar los daños por corrosión y que se encuentren activas se clasifique como inmediata o programada.

A continuación se muestran los requerimientos mínimos para la priorización de las excavaciones.

Tabla 2. Asignación de prioridades

ACCIÓN INMEDIATA REQUERIDA	ACCIÓN PROGRAMADA REQUERIDA	ADECUADA PARA SER MONITOREADA
Indicaciones severas en proximidad cercana, independientemente de corrosión anterior;	Todas las demás indicaciones severas;	Las demás indicaciones restantes.
Indicaciones severas individuales o grupos de indicaciones moderadas en regiones de corrosión anterior moderada;	Todas las demás indicaciones moderadas en regiones de corrosión anterior moderada;	
Indicaciones moderadas en regiones de corrosión anterior severa.	Grupos de indicaciones menores en regiones de corrosión anterior severa.	

FUENTE: Tomado y traducido de NACE SP0502-2008

7.4 POST-EVALUACIÓN

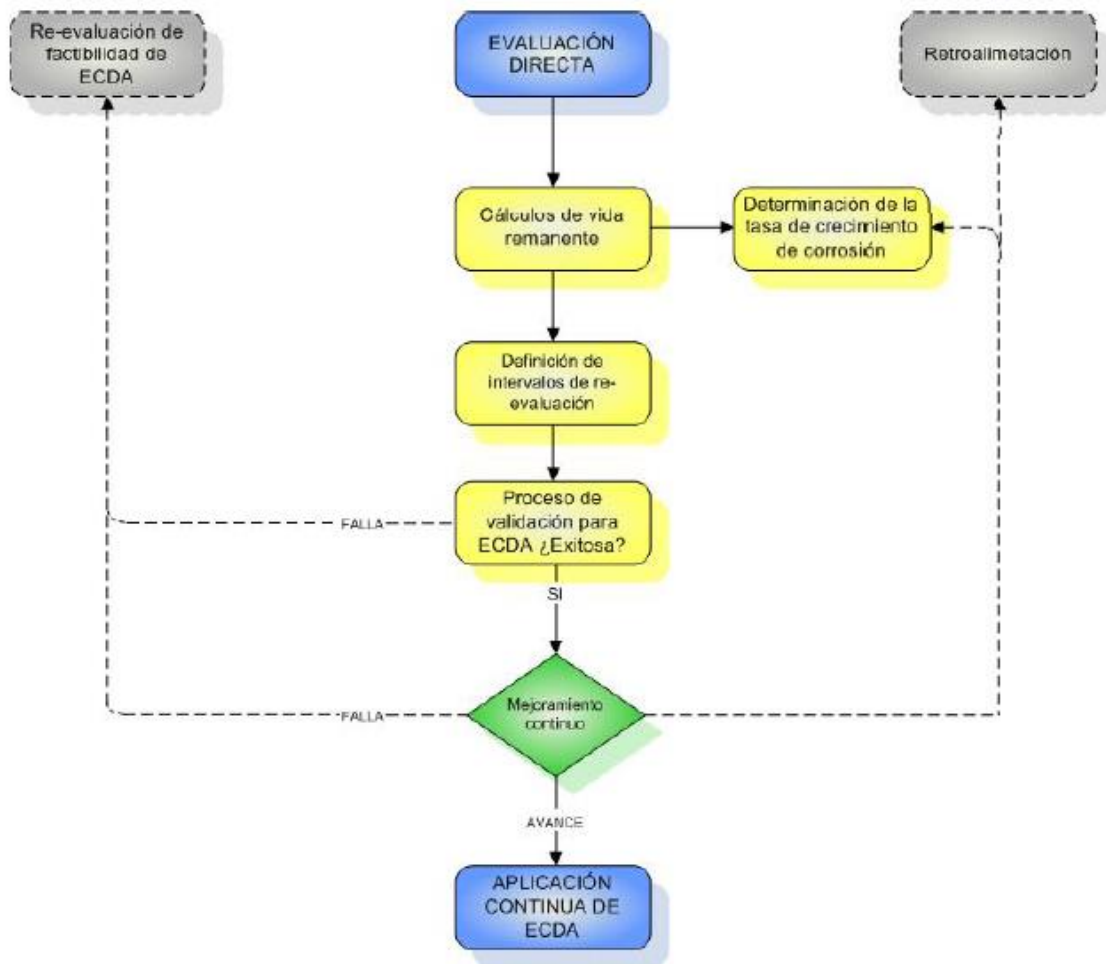
En la última etapa del proceso se debe realizar una evaluación de los intervalos de las inspecciones indirectas y desde luego se debe examinar la eficacia que tuvo el procedimiento ECDA. (Ver **Ilustración 22**).

Cuando se encuentran defectos durante la inspección directa, la máxima variación del intervalo para cada región ECDA se debe tomar como la mitad del cálculo de la vida remanente (restante), y cada región ECDA tendrá diferentes intervalos de reevaluación con base en las tasas de crecimiento de la corrosión encontradas en cada región ECDA. A continuación se incluyen algunos puntos a tener en cuenta en la reevaluación de los intervalos:

- Se debe revisar que todas las indicaciones inmediatas sean evaluadas por inspección directa.
- Se deben incluir indicaciones en los que después de un estudio se determine un crecimiento significativo de la actividad de corrosión.

Se deben incluir todas las indicaciones encontradas ya sea en inspecciones indirectas o directas.

Ilustración 22. Metodología etapa de post-evaluación



FUENTE: Tomado y traducido de NACE SP0502-2008

8. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

Los resultados y el análisis de estos se presentan en las cuatro etapas que propone la metodología ECDA y se encuentran a continuación:

8.1 PRE-EVALUACIÓN

En esta etapa se debe recopilar la información pertinente a la tubería con el fin de determinar si es factible ser evaluada por ECDA, de ser posible, se deben seleccionar las herramientas para la inspección indirecta y la identificación las regiones ECDA:

8.1.1 Recopilación de información

A continuación se describen los hallazgos obtenidos durante los procesos de análisis de la información adquirida en campo para la evaluación inicial del estado de la tubería en relación a los fenómenos de corrosión externa.

Para la ejecución de esta etapa se recopilaron datos históricos de información de construcción, operación y mantenimiento, también se realizaron ensayos de campo con el propósito de establecer las características electroquímicas del medio corrosivo y de la tubería, inspección del sistema de protección catódica entre las cuales se destacan:

- Ensayos de resistividad del terreno con el método Wenner
- Análisis químico de muestra de suelo.
- Inspección de unidades rectificadoras de protección catódica (URPC)
- Toma de potenciales ON – OFF
- Informe adicional no requerido por la metodología pero relacionado con la línea como: Inspección PCM, inspección visual y ultrasonido y limpieza mecánica de la línea.

En la **Tabla 3.** Lista de Chequeo para ECDA describe la información necesaria en la etapa de pre-evaluación:

Tabla 3. Lista de Chequeo para ECDA

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
RELATIVO A LA TUBERÍA		
Material de la tubería	Acero al carbón	
Diámetro	4"	

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
Espesor de pared	Nominal:6,02 mm Retiro:3,01mm	
Longitud	21,707m	Tomado a partir marraneo
Tipo de junta	Sin costuras	
Tubería descubierta	Si	Cruce Rio
RELATIVO A LA CONSTRUCCIÓN		
Año de Instalado	23/09/2009	
Cambio/Modificaciones de Ruta	2013	
Mapa Aéreo	OK	
Prácticas de Construcción	Desconocido	
Localización de Válvulas, Abrazaderas, Soportes, Acoples Mecánicos, Juntas de Expansión, Componentes de Hierro Fundido, Tie-ins, Juntas de Aislamientos, etc.	Válvula de Bola Marco H	
Localización y Métodos de Construcción de los Casings	No posee información	
Localización de Codos, incluyendo Juntas Miter y Juntas Wrinkle	Si de 45° y/ó 90°	
Profundidad de Cobertura	Tomados de perfil de profundidad	
Secciones bajo el Agua y Cruces de Ríos	Bajos inundables	
Localizaciones de Anclas y Contrapesos en Ríos	No Aplica	
Proximidad a otras tuberías, estructuras, líneas AC y cruces de tren	Se encuentra paralela a la vía entre Puerto Wilches y Puente Sogamoso	
SUELO Y AMBIENTE		
Características/Tipos del Suelo	Barro, Marga de Barro, Arena con barro no decantable 75%, Arena Arcillosa.	
Topografía	Terreno plano	
Uso del Suelo	El derecho de vía posee zonas de cultivo de palma y pastoreo, estas actividades afectan la corrosión exterior en la tubería.	
Tierra Congelada	No Aplica	
CONTROL DE LA CORROSIÓN		

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
Tipo de SPC (Ánodos, Rectificador y Localización)	Sistemas de corriente impresa	Cama Anódica compuesta por 6 ánodos
Fuentes de Corrientes Parásitas	Ninguna	
Localización de Estaciones de Prueba	Posee estaciones de prueba cada Km (Total:20)	
Criterio de Evaluación CP	Se evalúa con el 2do criterio de la norma NACE SP0169-2013	
Años sin protección catódica Aplicada	No Aplica	El sistema se encuentra operativo
Tipo de Revestimiento (Tubería)	Brea y Coalta Epoxico	
Condiciones del Revestimiento	Se asume un pobre estado	
Demanda de Corriente	mayor a 2 amperios	
DATOS OPERACIONALES		
Temperatura de Operación	Ambiente	
Presión de Operación	150 psi	
Nivel de Esfuerzo de Operación y Fluctuaciones	Desconocido	
Programa de Monitoreo (Cupones, Patrullaje, Ensayos de Fuga, etc.)	Año 2012	
Reporte de Inspección de Tubería (Excavaciones)	Año 2012	Informe de la empresa Insercor
Históricos/Registros de Reparaciones	2015	
Histórico de Ruptura/Fugas	2014	
Tipo/Frecuencia de Daño por Terceros	NO se han realizado	
Datos de ensayos previos sobre el terreno	Octubre 2014	Informe de la empresa Tecna ICE.INCITEMA
Fecha/Presión de Ensayos Hidrostáticos	NO se han realizado	
Otras Actividades relativa a Integridad	2014	(limpieza interna) Corrida de raspadores

8.1.2 Factibilidad de la metodología

La metodología ECDA establece que en caso de no presentarse las garantías necesarias para realizar los ensayos de inspección indirecta u otras condiciones de fuerza mayor sobre un tramo de tubería en particular, este tramo se consideraría no-factible para aplicar la metodología ECDA.

Analizando los datos obtenidos durante la inspección visual realizada sobre el derecho de vía de la tubería, se concluyó que existen los requerimientos necesarios para aplicar la metodología ECDA en los tramos enterrados.

El tramo pavimentado presente en el recorrido no se puede analizar usando esta metodología

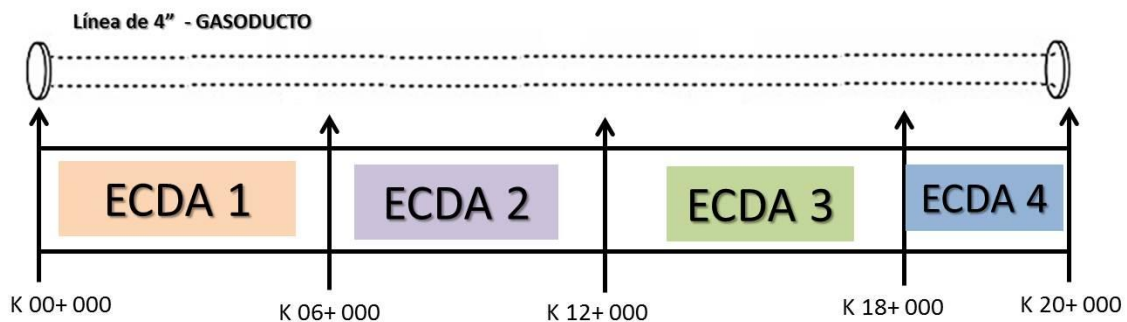
El tramo pavimentado se encuentra:

- Tramo de cruce de vía en la abscisa K10+900

8.1.3 Identificación de zona ECDA

Para un adecuado análisis de los ensayos realizados sobre la tubería, la longitud de ésta se ha subdividido en zonas la cuales presenta un comportamiento corrosivo similar en relación a los fenómenos de corrosión exterior. La **Ilustración 23**. Definición de las zonas ECDA muestra el esquema de las zonas ECDA seleccionadas.

Ilustración 23. Definición de las zonas ECDA



A continuación se describen los resultados de tipo de suelo, resistividad, humedad y pH de cada una de las zonas.

Tabla 4. Resultados Zonas ECDA

ZONA ECDA 1	
ANÁLISIS	DESCRIPCIÓN
Tipos del Suelo	Barro, Marga de Barro, Arena con barro no decantable 75%, Arena Arcillosa.
Resistividad	510.000 Ω (ohm)- cm

Humedad	12,1%
Ph	4,8
Agresividad	Ligeramente Corrosivo
ZONA ECDA 2	
ANÁLISIS	DESCRIPCIÓN
Tipos del Suelo	Barro, Marga de Barro, Arena con barro no decantable 75%, Arena Arcillosa.
Resistividad	61.000 Ω (ohm)- cm
Humedad	13,35%
pH	4,83
Agresividad	Ligeramente Corrosivo
ZONA ECDA 3	
ANÁLISIS	DESCRIPCIÓN
Tipos del Suelo	Barro, Marga de Barro, Arena con barro no decantable 75%, Arena Arcillosa.
Resistividad	42.000 Ω (ohm)- cm
Humedad	20,41%
pH	6,03
Agresividad	Ligeramente Corrosivo
ZONA ECDA 4	
ANÁLISIS	DESCRIPCIÓN
Tipos del Suelo	Barro, Marga de Barro, Arena con barro no decantable 75%, Arena Arcillosa.
Resistividad	115.000 Ω (ohm)- cm
Humedad	15,18%
pH	4,34
Agresividad	Ligeramente Corrosivo

En los resultados se puede evidenciar que las muestras analizadas, el nivel de agresividad es catalogado como; ligeramente corrosivo.

Se observa que, todas las muestras analizadas, presentan pHs bajos, lo que puede desencadenar una condición agresiva para el sistema, esto puede ser debido a presencia de cultivos (palma) en el derecho de vía.

9. INSPECCION INDIRECTA

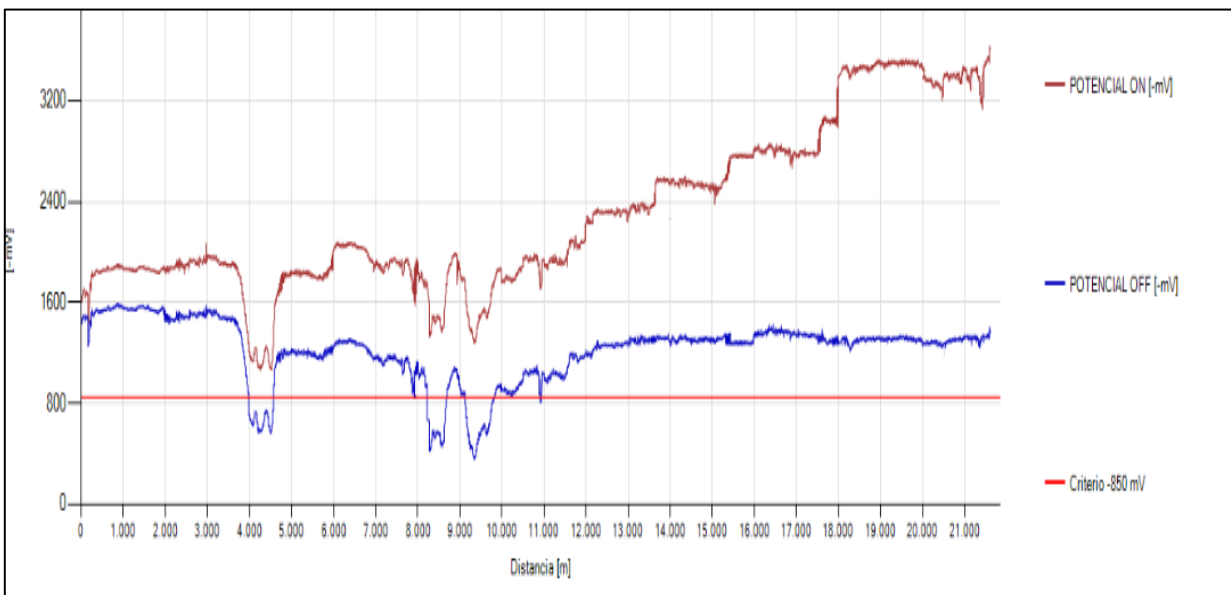
El objetivo de la etapa de inspección indirecta es identificar y definir la severidad de las fallas en el revestimiento, otras anomalías y áreas en la cual la corrosión activa puede haber ocurrido o está ocurriendo.

En el presente capítulo se describen los ensayos de inspección indirecta ejecutados sobre la tubería y los resultados obtenidos en cada uno. Al final se define las zonas activas con mayor probabilidad de corrosión exterior y la severidad en cada zona.

9.1 INSPECCIÓN A INTERVALOS CORTOS (CIPS)

De acuerdo a la metodología descrita en la sección 5.3.1 del presente documento a continuación se presentan los resultados de la inspección:

Ilustración 24. Resultados de la inspección CIPS



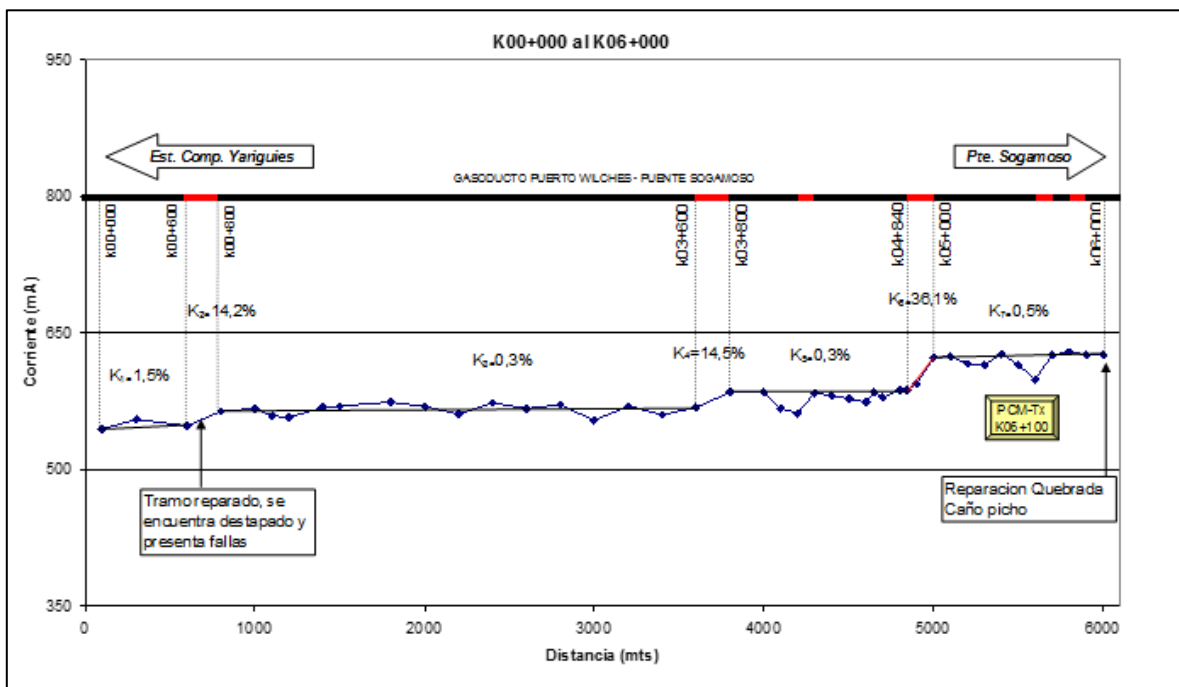
Los resultados evidencian caídas de potencial significativas en el Km04+000, Km08+000 y en el Km09+000, estos se encuentran desprotegidos de acuerdo al segundo criterio de la norma NACE RP-0193, el cual habla de un potencial de polarización más electronegativo que -850 mVCSE con referencia a un electrodo de Cobre-Sulfato de Cobre lo cual torna la estructura más sensible a presentar corrosión externa.

9.2 MAPEO DE CORRIENTE CON LA TÉCNICA (PCM)

De acuerdo a la metodología descrita en la sección 5.3.2 del presente documento a continuación se presentan los resultados de la inspección: Las medidas de la corriente realizadas sobre la tubería se tomaron a un intervalo aproximado de 25 metros, medidos con un odómetro circular. El punto donde se realizó la toma de corriente fue georeferenciado usando un GPS.

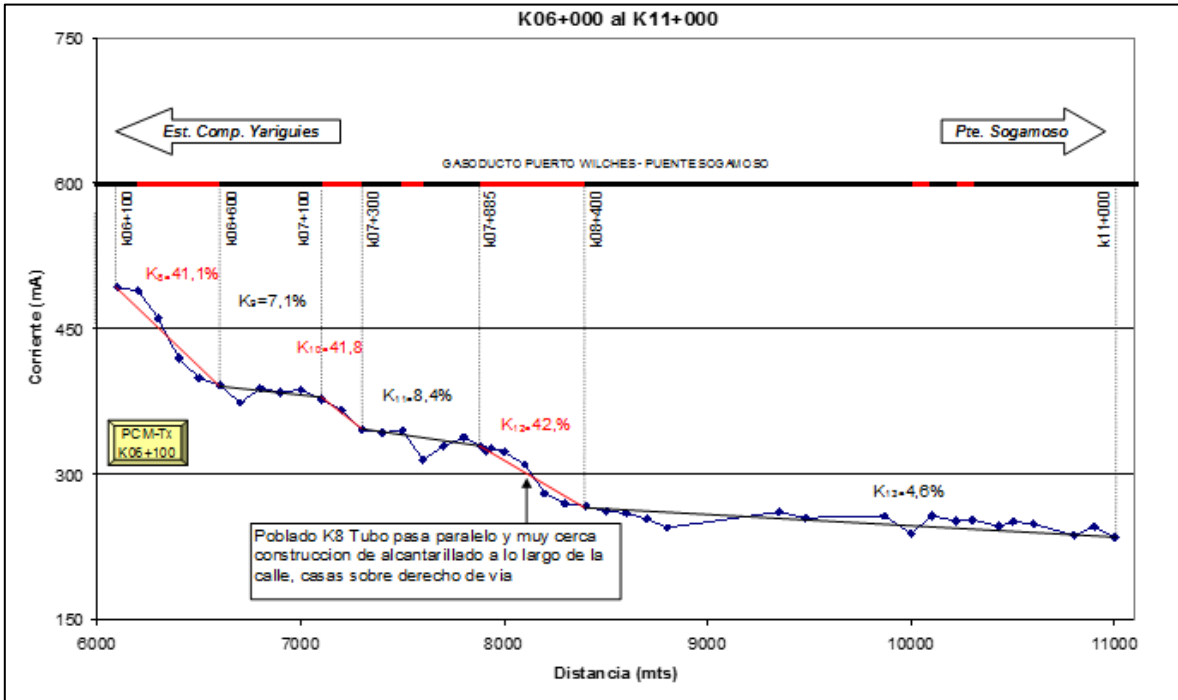
Los resultados de la inspección son los siguientes:

Ilustración 25. Resultados de la inspección PCM K00+000 al K06+000



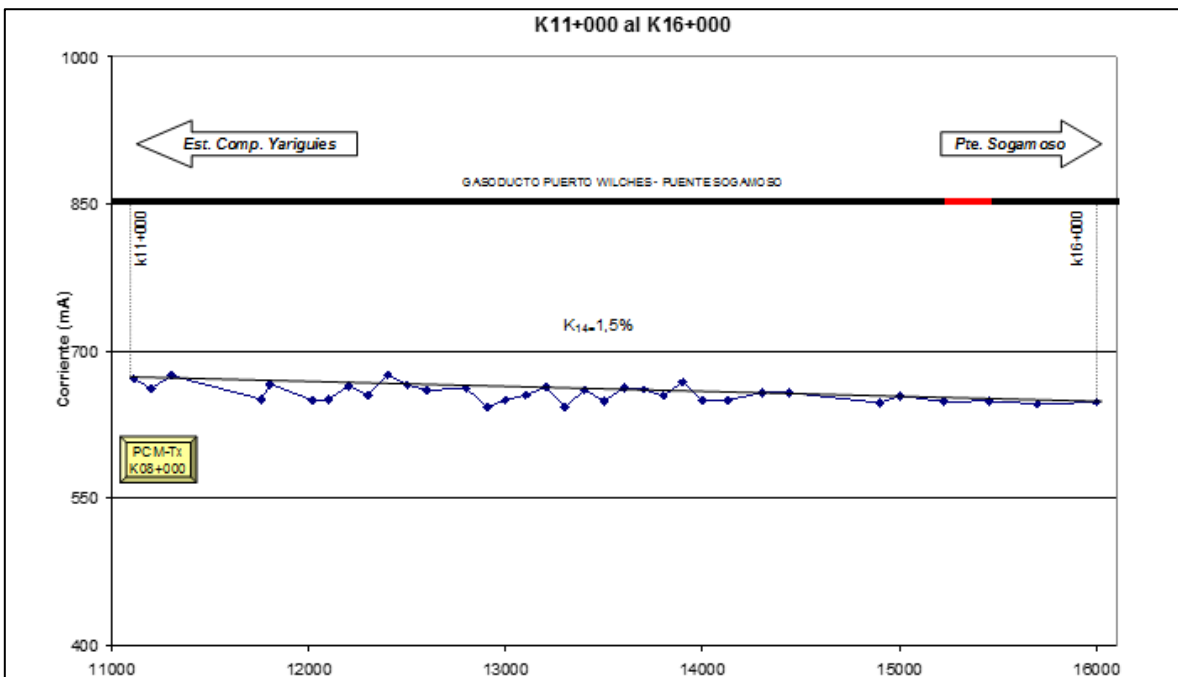
Fuente: Informe MicroIngeniería.2007

Ilustración 26. Resultados de la inspección PCM K06+000 al K11+000



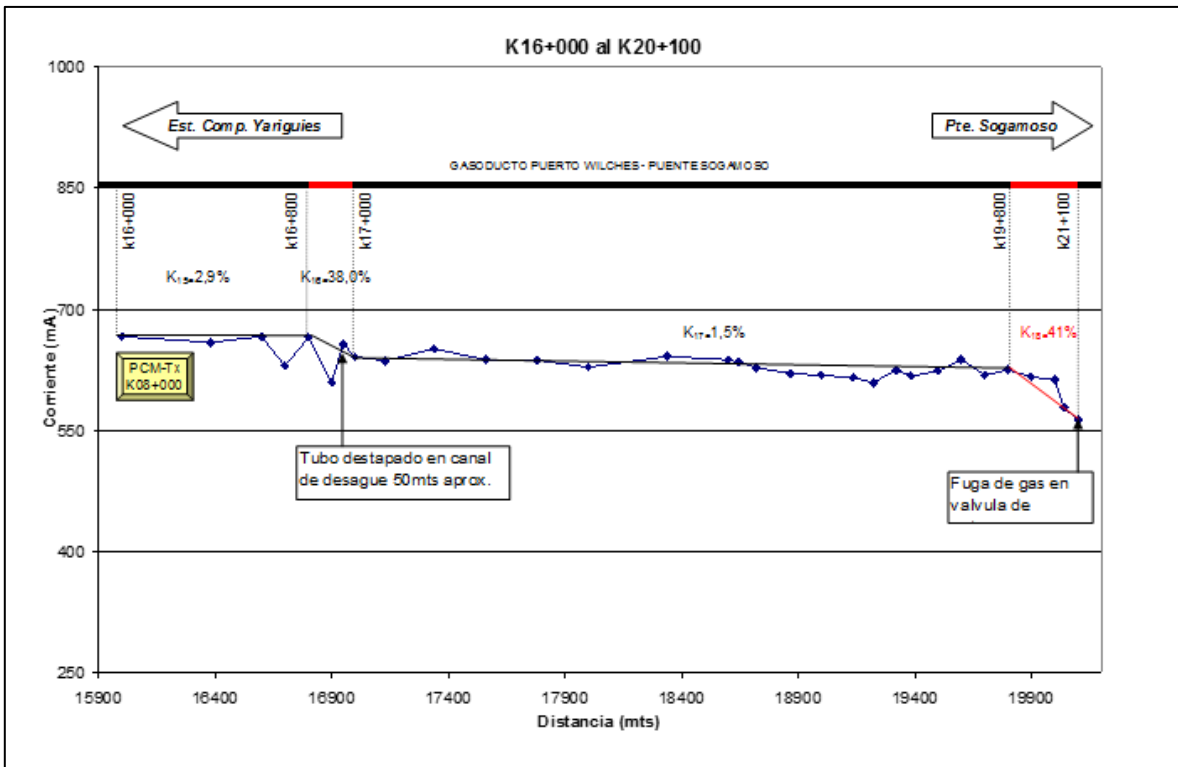
Fuente: Informe MicroIngenieria.2007

Ilustración 27. Resultados de la inspección PCM K11+000 al K16+000



Fuente: Informe MicroIngenieria.2007

Ilustración 28. Resultados de la inspección PCM K16+000 al K20+000



Fuente: Informe MicroIngenieria.2007

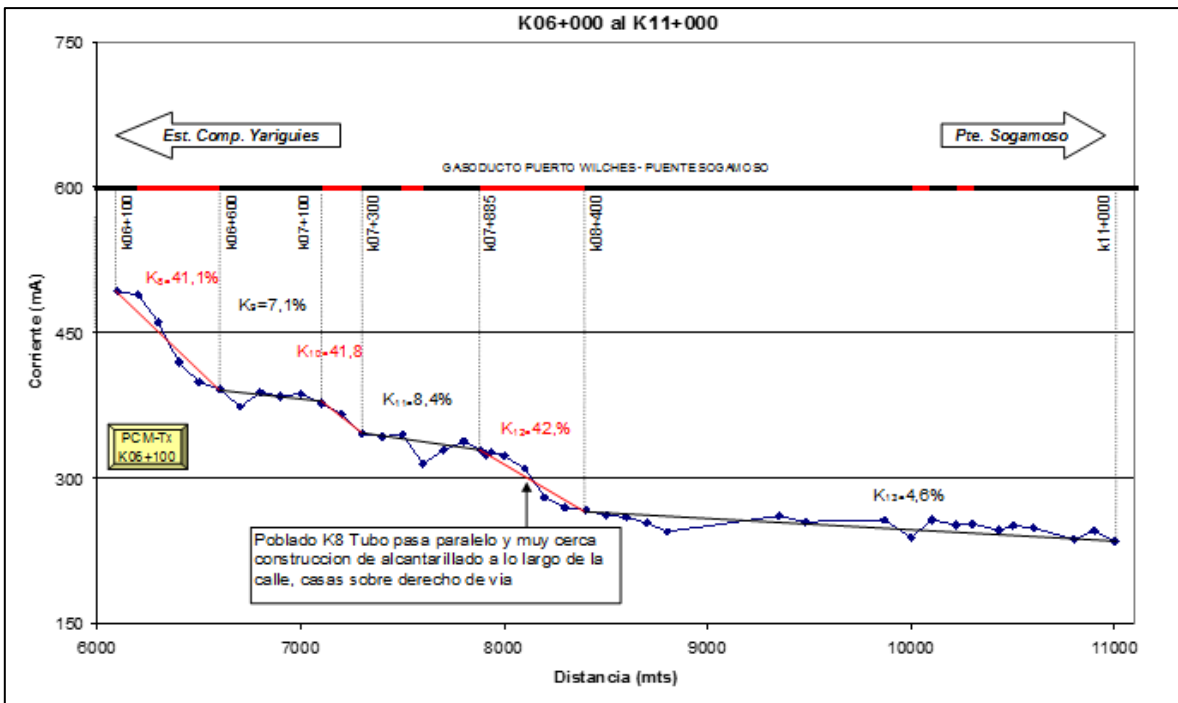
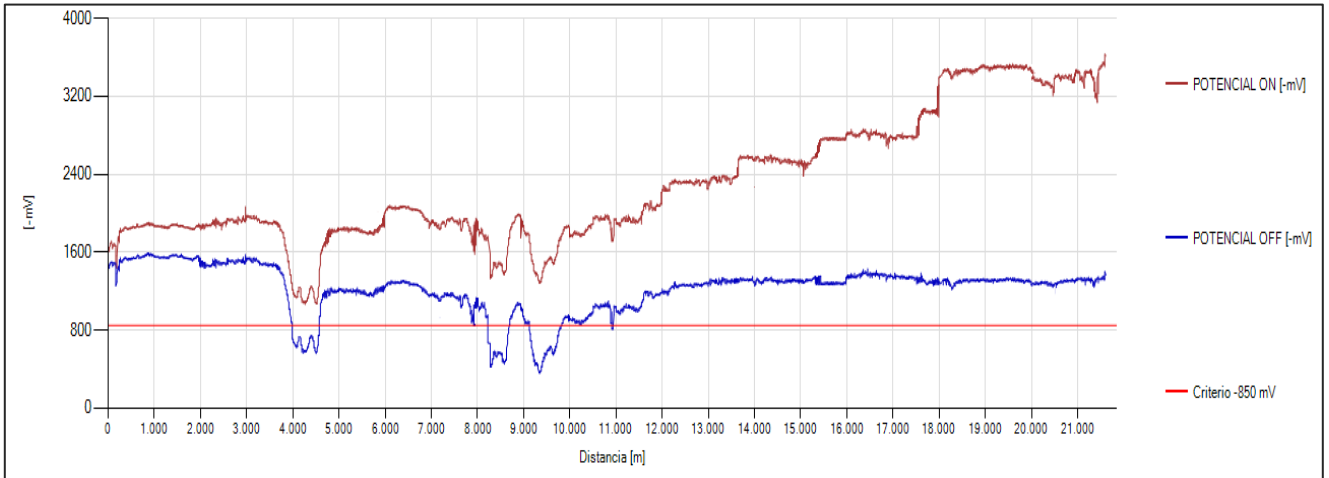
Los resultados muestran que la capacidad dieléctrica del recubrimiento en gran parte de la línea se encuentra en buen estado, debido a que no hay pérdidas o ganancias de corriente importantes en ninguna de las secciones inspeccionadas.

Los tramos de los Km04+000, K07+000, Km08+000 y K20+000 presentan un K% mayor a 40% de pérdida y se clasifican como malos.

9.3 ALINEACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS DATOS

Con el fin de identificar las zonas en las cuales se encuentren fallas, a continuación en la **Ilustración 29**. Comparación Inspección CIPS y PCM, se correlaciona los resultados de las inspecciones realizadas (CIPS+PCM) con el fin de poderlas clasificar de acuerdo a la tabla de zona de fallas, véase Tabla 1.

Ilustración 29. Comparación Inspección CIPS y PCM



Las indicaciones de la anterior ilustración presentan una posible actividad de corrosión y se clasifican como moderadas.

Sin embargo en las gráficas se evidencian zonas de falla que no coinciden, por lo cual es necesario buscar la forma de realizar otro tipo de inspección con el fin de corroborar los resultados de las inspecciones.

10. INSPECCIÓN DIRECTA

La fase de inspección directa consiste en la verificación de los hallazgos encontrados en la inspección indirecta desde un punto de vista visual. Para ello, se seleccionan diferentes zonas donde se realizan excavaciones y se verifica el estado de la tubería y el revestimiento.

La norma NACE SP0502 establece un proceso de priorización el cual permite, a partir de los datos hallados en la inspección indirecta, establecer los sitios con mayor amenaza de corrosión exterior sobre la tubería. A continuación se describe el proceso usado para la selección de las zonas a excavar.

10.1 PRIORIZACION, EXCAVACIÓN, MEDICIÓN DEL REVESTIMIENTO Y PROFUNDIDAD DE CORROSIÓN

Como se describió en la sección anterior, las zonas con mayor actividad corrosiva se encuentran en los K04+000, K06+000, K07+000, K08+000 y K09+000 y K20+000, debido principalmente a:

- Caídas medianas o potenciales OFF por debajo de los criterios de CP,
- Pérdida de señal media.

En la **Tabla 5**. Apiques Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso se muestran los sitios seleccionados para inspección directa

Tabla 5. Apiques Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)	1	PASO ENTERRADO, CONSTA DE UN TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN MAL ESTADO. L= 1,2 m; A= 1,2 m; P= 1,7 m
	2	PASO ENTERRADO. T _{mín} = 3,93 mm EN PH: 6:00. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN MAL ESTADO. L= 1,5 m; A= 1,2 m; P= 1,3 m

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
<p style="text-align: center;">GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)</p>	3	<p>PASO ENTERRADO UBICADO A 12 m DE VÍA PRINCIPAL (PTE SOGAMOSO KM 8)</p> <p>TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA EN BUEN ESTADO. T_{mín}= 4,38 mm EN PH: 6:00. L= 1,6 m; A= 1,0 m; P= 1,2 m</p>
	4	<p>PASO ENTERRADO UBICADO A 13 m DE VÍA PRINCIPAL (PTE SOGAMOSO KM 8)</p> <p>TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA, EN BUEN ESTADO.</p> <p>DIMENSIONES: LONGITUD = 1,5m, ANCHO=1,5m PROFUNDIDAD= 1,3m</p>
	5	<p>PASO ENTERRADO UBICADO A 11 m DE VÍA PRINCIPAL (PTE SOGAMOSO KM 8)</p> <p>TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA, EN BUEN ESTADO.</p> <p>DIMENSIONES: LONGITUD = 1,6m, ANCHO=1,4m PROFUNDIDAD= 1,5m</p>
	6	<p>UBICADO A 13 m DE VÍA PRINCIPAL (PTE SOGAMOSO - KM 8). APIQUE CON TIERRA DE RELLENO DE COMPACTACIÓN BLANDA Y HÚMEDA. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA, EN BUEN ESTADO. SE OBSERVÓ SOLDADURA EN BUEN ESTADO. T_{mín}= 4,67 mm. L= 1,5 m; A= 1,5 m; P= 1,2 m</p>
	7	<p>UBICADO A 4 m DE VÍA PRINCIPAL (PTE SOGAMOSO - KM 8). SE OBSERVA FILTRACIÓN DE AGUA SUBTERRÁNEA. APIQUE CON TIERRA DE RELLENO DE COMPACTACIÓN BLANDA Y HÚMEDA Y PRESENCIA DE RAÍCES. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA, EN BUEN ESTADO. T_{scto}= 4,09 mm EN PH: 6:00. L= 1,4 m; A= 1,4 m; P= 1,5 m</p>
	8	<p>PASO ENTERRADO, CONSTA DE UN TRAMO RECTO. REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD = 1,2m, ANCHO=3,5m PROFUNDIDAD= 2,3m</p>

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
<p style="text-align: center;">GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)</p>	9	TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD = 1m, ANCHO=2m PROFUNDIDAD= 2m
	10	PASO ENTERRADO UBICADO A 10 m DE LA VÍA WILCHES-SOGAMOSO Y ANTES DE LA VÍA QUE CONDUCE A LA FINCA MONTECARLO. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD = 1,2m, ANCHO=2,5m PROFUNDIDAD= 1,9m
	11	PASO ENTERRADO UBICADO A 2 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD = 1,3m, ANCHO=2m PROFUNDIDAD= 1,7m
	12	PASO ENTERRADO UBICADO A 2 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. SE OBSERVA CULTIVO DE PALMA A 50m
	13	PASO ENTERRADO UBICADO A 2 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,6m, ANCHO=2m, PROFUNDIDAD=1,2m
	14	PASO ENTERRADO UBICADO A 2 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL KM 8. SE OBSERVA SOLDADURA. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. T _{mín} = 4,57 mm EN PH: 3:00, ANTES DE SOLDADURA. L= 1,5 m; A= 2 m; P= 1,7 m
	15	PASO ENTERRADO UBICADO A 3 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1m, ANCHO=1,8m, PROFUNDIDAD=1,8m

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)	16	PASO ENTERRADO UBICADO A 2 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. L= 1,0 m; A= 1,8 m; P= 1,8 m
	17	PASO ENTERRADO UBICADO A 3m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. L= 1,3 m; A= 1,6 m; P= 1,7 m
	18	PASO ENTERRADO UBICADO A 3 m DE LA VÍA SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,7m
	19	PASO ENTERRADO UBICADO A 3 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. L= 1,1 m; A= 1,4 m; P= 1,6 m
	20	TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN MAL ESTADO. SE OBSERVÓ FOCOS DE CORROSIÓN CON L= 12 cm Y 5 cm EN PH: 12:00 - 3:00 Y PH: 9:00, RESPECTIVAMENTE NO SE ENCONTRARON BAJOS ESPESORES L= 1,8 m; A= 1,1 m; P= 1,6 m
	21	PASO ENTERRADO UBICADO A 3 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,6m, PROFUNDIDAD=1,8m

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
<p style="text-align: center;">GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)</p>	22	PASO ENTERRADO UBICADO A 3 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,8m
	23	PASO ENTERRADO UBICADO A 2,5 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,8m
	24	TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO EN BUEN ESTADO. NO SE ENCONTRARON BAJOS ESPESORES. L= 1,8 m; A= 1,0 m; P= 1,5 m
	25	PASO ENTERRADO CON SOLDADURA, UBICADO A 6 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. SE OBSERVAN PALOS DE BAMBÚ A 2m. Y UNA ZANJA DE AGUA A 1m. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,6m, PROFUNDIDAD=2m
	26	PASO ENTERRADO UBICADO A 7 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,4m, ANCHO=1,6m, PROFUNDIDAD=1,9m
	27	PASO ENTERRADO UBICADO A 5 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,8m

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)	28	PASO ENTERRADO UBICADO A 5 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,1m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,7m
	29	PASO ENTERRADO UBICADO A 5 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,5m, ANCHO=2m, PROFUNDIDAD=1,7m
	30	PASO ENTERRADO UBICADO A 4 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. T _{mín} = 4,16 mm EN PH: 5:00. DIMENSIONES: LONGITUD=1,1m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,8m
	31	PASO ENTERRADO UBICADO A 5 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1m, ANCHO=1,4m, PROFUNDIDAD=1m
	32	PASO ENTERRADO UBICADO A 5 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. T _{mín} = 4,04 mm; 4,11 mm Y 4,15 mm EN PH: 6:00. L=1,5 m; A= 1,5 m; P= 1,3 m
	33	PASO ENTERRADO UBICADO CERCA DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. T _{mín} = 4,20 mm EN PH: 6:00. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. T _{mín} : 4,30mm EN PH: 6. DIMENSIONES: LONGITUD=1,5m, ANCHO=1,5m,

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)		PROFUNDIDAD=1,4m
	34	PASO ENTERRADO UBICADO A 10 m DE LA VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,6m, ANCHO=1,4m, PROFUNDIDAD=1,4m
	35	TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,2m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,7m
	36	PASO ENTERRADO UBICADO CERCA DE VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,1m, ANCHO=1,3m, PROFUNDIDAD=1,8m
	37	PASO ENTERRADO UBICADO A 7 m DE VÍA PTE SOGAMOSO - EL KM 8. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,1m, ANCHO=1,5m, PROFUNDIDAD=1,4m
	38	PASO ENTERRADO UBICADO DENTRO DE LA FINCA LA ESPERANZA A 4 m DE CARRETERA. TRAMO RECTO CON REVESTIMIENTO EN COALTAR EPÓXICO NEGRO, EN BUEN ESTADO. DIMENSIONES: LONGITUD=1,3m, ANCHO=1,3m, PROFUNDIDAD=1,2m
	39	UBICADO A 5 m DE LA CARRETERA PRINCIPAL (KILÓMETRO 8 - PUENTE SOGAMOSO). PRESENTA FILTRACIONES DE AGUA SUBTERRÁNEA. APIQUE CON TIERRA DE RELLENO DE COMPACTACIÓN BLANDA Y HÚMEDA. REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA CON PRESENCIA DE FIBRA DE VIDRIO EN

TRAMOS INSPECCIONADO	Nº APIQUES	DESCRIPCIÓN
GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO (Km 00+000 al Km 20+000)		BUEN ESTADO. NO SE ENCONTRARON BAJOS ESPESORES. L= 1,5 m; A= 0,8 m; P= 0,4 m
	40	UBICADO A 5 m DE LA CARRETERA PRINCIPAL (KILÓMETRO 8 - PUENTE SOGAMOSO). PRESENTA FILTRACIONES DE AGUA SUBTERRÁNEA. APIQUE CON TIERRA DE RELLENO DE COMPACTACIÓN BLANDA Y HÚMEDA. REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA CON PRESENCIA DE FIBRA DE VIDRIO EN BUEN ESTADO. NO SE ENCONTRARON BAJOS ESPESORES. L= 3,0 m; A= 0,7 m; P= 1,5 m
	41	UBICADO A 5 m DE LA CARRETERA PRINCIPAL (KILÓMETRO 8 - PUENTE SOGAMOSO). PRESENTA FILTRACIONES DE AGUA SUBTERRÁNEA. APIQUE CON TIERRA DE RELLENO DE COMPACTACIÓN BLANDA Y HÚMEDA. LA LÍNEA SE ENCUENTRA A NIVEL DE PISO ANTES DEL APIQUE. REVESTIMIENTO EN BREA EPÓXICA CON PRESENCIA DE FIBRA DE VIDRIO EN BUEN ESTADO. NO SE ENCONTRARON BAJOS ESPESORES. L= 2,0 m; A= 1,0 m; P= 1,5 m

Fuente: Informe CIMA

Las excavaciones se ejecutaron buscando destapar una longitud de tubería superior a un metro y sobre toda la circunferencia. Para realizar una verificación de los espesores de la tubería, el revestimiento fue retirado usando herramientas eléctricas y manuales tales como pulidoras y machetes.

Externamente, no se apreciaron daños mecánicos en la superficie de la línea como abolladuras, entallas, entre otras que afecten la integridad de la línea.

10.2 VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Para el análisis de la velocidad de corrosión exterior de la tubería, se ha considerado que la pérdida de espesor hallada anteriormente corresponde exclusivamente a un deterioro por corrosión exterior, permitiendo así obtener lo más aproximado al valor real presente sobre la tubería.

La velocidad de corrosión exterior se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$v = \frac{\textit{Pérdida de Espesor}}{\textit{Años de instalada la tubería}}$$

Para cálculos de vida mínima remanente se toma la máxima velocidad de corrosión calculada teniendo en cuenta, dentro de los siguientes factores, los más significativos:

- a) Velocidad de corrosión por diámetro o composición química.
- b) Máxima velocidad de corrosión en tramos que no incluya cambios de dirección pronunciados tales como codos 45° y /o de 90°, puntos de mezclas, puntos de inyección, accesorios.
- c) Máxima velocidades de corrosión en cambio de dirección pronunciados tales como codos 45° y /o de 90°, puntos de inyección y/o mezclas donde los valores sean próximos a las velocidades de corrosión citados en el ítem anterior y no varíen los intervalos de la próxima inspección.
- d) Para el caso b donde existen velocidades mayores en accesorios la vida remanente se calcula para el punto específico donde está ocurriendo el fenómeno localizado.
- e) Criterio del ingeniero con conocimientos en mecanismo de deterioro, corrosión y materiales.
- f) La evaluación de la corrosión interior se realizó tomando como edad de la línea 5,25 años y sin tener en cuenta los tramos de tubería a cambiar. La **Tabla 6**. Velocidad de Corrosión Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso muestra la máxima rata de corrosión y la mínima vida residual encontrada para la línea.

Teniendo en cuenta la pérdida de espesor y el tiempo de instalada la tubería descrito anteriormente, los datos de velocidad de corrosión se describen en la siguiente

Tabla 6. Velocidad de Corrosión Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso

CORROSIÓN INTERNA						
LÍNEA	SEGMENTO	DIÁMETRO (pulg)	LONGITUD DE SEGMENTO (m)	MAX RATA DE CORROSIÓN (mm/años)	MIN VIDA RESIDUAL (años)	VALORACIÓN
GASODUCTO PLANTA COMPRESORA – PUENTE SOGAMOSO	LÍNEA	4	21707,0	0,398	2,31	INSPECCIONAR EN UN AÑO

Fuente: Informe CIMA

La tasa de crecimiento de corrosión fue establecida basada en la edad de la tubería y la pérdida de espesor, lo descrito en la tabla anterior debe ser revalidado mediante una nueva inspección por ultrasonido para corroborar los datos, de ser confirmado se recomienda realizar una inspección ILI inmediatamente y de manera alternativa se puede recomendar una inspección ICDA.

10.3 ANALISIS DE CAUSA RAIZ

Las causas atribuidas a la actividad corrosiva son las siguientes:

- Mala calidad del revestimiento.
- Posibilidad de humedad en el gas y puntos bajos en la línea.
- Falta de monitoreo de espesores completos a línea:
- Presencia de terrenos disimiles.
- Suelos predominantes ácidos en la superficie,

10.4 MITIGACIÓN

Como se describe en las sesión 9.2, donde se determina realizar nuevamente la inspección de la línea con el fin de verificar el deterioro del revestimiento de la línea y evitar aumento en velocidades de corrosión son las siguientes:

- Nueva inspección por ultrasonido, de ser confirmado la pérdida de espesores se debe realizar una valoración ILI y de manera alternativa se puede recomendar una inspección ICDA.

- Recalcular vidas remanentes.
- Documentar y registrar este monitoreo para apoyar en las siguientes inspecciones.

11. POST-EVALUACIÓN

Los objetivos de esta etapa, es definir el intervalo de re-evaluación, determinar si es re-priorizar la indicaciones y valorar la efectividad total del proceso ECDA.

A continuación se describe el análisis ejecutado con los resultados obtenidos con las etapas anteriores.

11.1 DETERMINACION DE LA VIDA UTIL

De acuerdo a la indicado en la **Tabla 6**. Velocidad de Corrosión Gasoducto Planta Compresora – Puente Sogamoso donde se calculó la vida útil de la línea indicando una vida útil de 2,31(Ver años y deberán realizar las siguientes acciones de mantenimiento.

Tabla 7. Análisis Post-Evaluación

INSPECCIONES	ACCIÓN	REVALIDACIÓN	OBSERVACIONES
Inspecciones Directas (CIPS, DCVG,PCM etc)	Inmediato	Una cada 2 años	Data antigua. Asegurar calidad de inspecciones
Inspección Ultrasonido	Inmediato	Revalidar según datos	Revisión inspecciones anteriores y/o similares.
Inspección ILI	Inmediato	Una cada año	
Sistemas de Protección Catódica	Bimensual según norma NACE RP-0193		
Inspección Directa Adicional			Se debe realizar en un lugar donde el SPC sea aceptable y sin hallazgo de perdida de espesor
Inspección ICDA			Alternativa al ILI

11.2 VALORACIÓN DE LA METODOLOGÍA ECDA

A partir de los resultados obtenidos en las diferentes etapas de proceso ECDA se pudo evaluar con relativa precisión la integridad de la tubería a partir de los fenómenos de corrosión exterior presente en la tubería.

El hallazgo fundamental de la evaluación, se centra en los resultados de las inspecciones directas ejecutadas en campo que mostraron pérdida de espesor mínima, revestimiento de poca calidad, ausencia de inspección con herramienta inteligente (ILI) y la tubería se encuentra expuesta a un medio corrosivo alto.

11.3 INTERVALO DE RE-EVALUACIÓN

Para una adecuada re-evaluación se debe contar con los siguientes requerimientos básicos:

- Realizar actualización de inspecciones directas completas debido a la antigüedad de la data
- Asegurar la calidad de las inspecciones directas.
- Inspeccionar el sistema de protección catódica y verificar que se encuentre operativo y funcionando correctamente.

Dando cumplimiento a estos requerimientos, se propone un intervalo de revaloración no superior a los cinco años.

11.4 RETROALIMENTACION Y MEJORAMIENTO CONTINUO

ECDA es un procedimiento que a través de aplicaciones continuas y mejoradas puede proporcionar información de zonas donde ocurrió, está ocurriendo u ocurrirá la actividad de corrosión. Al ser un proceso repetitivo continuo, y encaminado a buscar defectos a lo largo de la operación de la línea es necesario ir mejorándolo con el pasar del tiempo con la finalidad de volverlo más efectivo en cada una de las aplicaciones del mismo.

Después de la aplicación del ECDA es necesario realizar una inspección directa aleatoria a alguna de las zonas ECDA con un intervalo fijado con el fin de corroborar la efectividad del proceso ECDA. Después de la primera aplicación es necesario realizar al menos dos exámenes directos para la validación del procedimiento ECDA incluyendo también la posibilidad de realizar una inspección directa en donde no se encontró ninguna actividad de corrosión en la aplicación.

A través del proceso ECDA y durante las actividades programadas se debe mantener un proceso de mejoramiento continuo y retroalimentación teniendo en cuenta las siguientes oportunidades:

- Identificación y clasificación de los resultados de las inspecciones indirectas.

- Recolección de datos de las inspecciones indirectas.
- Análisis de la fuerza remanente.
- Análisis de la raíz de la causa.
- Actividades de remediación (Diseño de PC).
- Evaluaciones en proceso.
- Uso de las inspecciones es directas para procesos de validación.
- Criterios para supervisar la eficacia a largo plazo de ECDA.
- Nueva valoración a programar, monitorear y periodos

11.5 REGISTROS ECDA

En esta sección se describe la forma en la que se debe presentar el ECDA con el fin de hacer un documento claro, conciso y que presenta los datos en forma entendible.

En la **Tabla 8.** Registros ECDA se resumen los aspectos a tener en cuenta en cada uno de las etapas de la metodología ECDA:

Tabla 8. Registros ECDA

PRE-EVALUACIÓN	DOCUMENTACIÓN	
Todas las etapas de la pre-evaluación deben ser registradas en donde se puede incluir pero no será limitado a lo siguiente:	Elementos de datos recopilados para los diferentes segmentos.	
	Métodos y procedimientos utilizados para integrar los datos obtenidos.	
	Los métodos y procedimientos utilizados para seleccionar las herramientas de inspección indirectas.	
	Características y límites de las regiones ECDA y las herramientas de inspección de utilizadas en cada región.	
INSPECCIÓN INDIRECTA	DOCUMENTACIÓN	
Registrar todas las actividades de inspección indirecta en donde se puede incluir pero no será limitado a lo siguiente:	Ubicaciones de referencia geográfica del punto de inicio y fin de cada región ECDA y punto fijo utilizado para la ubicación de cada medición.	También se registraran la forma en que se realizó la alineación de las diferentes inspecciones y los errores encontrados en cada herramienta, y los

	Fecha y condiciones climáticas bajo las cuales se llevó a cabo cada inspección.	procedimientos realizados para la definición de criterios.
INSPECCIÓN DIRECTA	DOCUMENTACIÓN	
Los registros mínimos que se deben hacer en esta etapa son:	Procedimientos y criterios para priorizar las indicaciones de inspección indirectos	
	Los datos recogidos antes y después de la excavación.	
	Mediciones y geometrías de los sitios donde hubo pérdida de metal por corrosión.	
	Los datos utilizados para identificar otras áreas que pueden ser susceptibles a la corrosión.	
	Los datos utilizados para estimar las tasas de crecimiento de la corrosión.	
	Actividades de mitigación planificadas	
	Descripciones del como se hizo la priorización.	
POST-EVALUACIÓN:	DOCUMENTACIÓN	
Todas las acciones de la postevaluación deben llevar como mínimo:	Vida remanente (determinación del defecto más severo, determinación de la tasa de crecimiento, estimación de la vida útil y resultados).	
	Intervalos de evaluación y actividades programadas.	
	Criterios utilizados para evaluar la eficacia del ECDA.	
	Retroalimentación (modificaciones a criterios y evaluaciones hechas a los criterios de las inspecciones).	

Fuente: Norma SP0502-2008

12. CONCLUSIONES

- La valoración ha sido ejecutada de manera eficaz, evaluando paso a paso el estado actual, nivel de riesgo, criticidad, diagnóstico y acciones de mitigación a fin de asegurar la integridad desde el punto de vista de corrosión externa.
- La tubería posee fenómenos de corrosión exterior causados por el enterramiento los cuales evidencian una baja velocidad de corrosión causado principalmente por la poca intervención del terreno, la alta resistividad de medio y el alto pH presente.
- Se logró implementar adecuadamente la metodología ECDA, surtiendo y desarrollando cada una de las etapas de esta, la cual permite reducir los costos de mantenimiento debido a que se determinaron las acciones de mitigación y en el futuro sólo se requerirá excavaciones donde sea necesario.

13.RECOMENDACIONES

- Revalidar información de las inspecciones indirectas antes de tomar acciones de mitigación en el presente trabajo.

Para futuras inspecciones indirectas, desde la superficie, de los puntos que hayan sido evaluados con el fin de aprovechar la excavación, se recomienda instalar una estación de prueba con su respectivo cupón de medición de velocidad de corrosión interna con el fin de mantener monitoreada esa zona y contribuir al plan de mantenimiento preventivo y predictivo.

- Remitir al comité técnico de NACE INTERNATIONAL comunicado para que la anterior recomendación sean susceptibles de evaluación y aprobación y de este modo sean incluidas de dentro de la norma ECDA.
- Ejecutar el plan de mantenimiento de acuerdo a lo indicado en la Tabla 7. .
- Revalidar la información de las inspecciones indirectas (CIPS, PCM y Ultrasonido).
- Dadas las condiciones de la tubería se recomienda efectuar inspecciones de forma anticipada con el fin de mitigar posibles errores de datos de inspección sin perjuicio de lo que norma inicialmente propone.

Para los tramos pavimentados, como el que se evidencia en la abscisa Km10+900 se recomienda efectuar una inspección DCVG.

Se recomienda realizar un levantamiento a nivel de tubería (1,5m) que incluya pH, sulfatos, cloruros, humedad, bacterias y resistividad ya que actualmente no se encuentra implementado y permite recoger datos que pueden ser de gran ayuda dentro de los planes de inspección.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo y Producción Mensual de Gas. ANH. Bogotá, Febrero 2016

ICONTEC. Gestión de Integridad de Gasoductos - Resumen. NTC 5747. Bogotá: ICONTEC, 2009. 14p.

ICONTEC. Gestión de Integridad de Sistemas de Tubería para Transporte de Líquidos Peligrosos - Resumen. NTC 5901. Bogotá: ICONTEC, 2012. 15p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International. Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines. NACE SP0110-2010. Houston: NACE International. 2010. 59p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International. Pipeline Integrity Method Selection. NACE SP0113-2013. Houston: NACE International. 2013. 24p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology. SP0204-2008. Houston: NACE International. 2008. 29p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International. Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA). NACE SP0206-2006. Houston: NACE International. 2006. 24p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International.
Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.
NACE SP0208-2008. Houston: NACE International. 2006. 35p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International.
Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. ANSI/NACE
SP0502-2010. Houston: NACE International. 2010. 57p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International.
Materials Performance Magazines. En: Materials Performance. Noviembre 2005 a
Diciembre 2014. Vol. 44, No. 11 a Vol. 53 No. 12, p. 1.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. (2010) Cathodic
Protection Technician Course Manual, Assessment Methodology, Houston: NACE
International.

PEABODY, A, Peabody's Control of Pipeline Corrosion, Houston, NACE Press,
2nd ed., 2001

SMITH, William. Fundamentos de la ciencia de los materiales. Mc graw Hill.1998

UHLIG, H. Corrosion and corrosion control. Ed. John Willey 1963.

RADIODETECTION. Pipeline Current Mapper User Guide. Revision 7.2002

NACE: SP 0177_07: Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on
Metallic Structures and Corrosion Control Systems

NACE: CP 1 Technician Course Manual

NACE CP 2 Technologist Course Manual

NACE: CP 3 Specialist Course Manual

<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>

http://sig.simec.gov.co/UPME_HI_Infraestructura_capas/

<http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/Historia-del-petroleo-en-Colombia.aspx>

<http://revistapetroleoygas.co/bonanza-petrolera-un-saldo-que-favorece/>

http://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/Im%E1genes/Fig12_9.jpg

http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_image/caverneuse_2_zoom.jpg

<https://cianco.files.wordpress.com/2011/10/oxido3.jpg>

http://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/Im%E1genes/Fig12_5.jpg

ANEXOS

ANEXO A: LISTA DE CHEQUEO PARA LA PRE- EVALUACIÓN ECDA

<i>ÍTEM</i>	<i>DESCRIPCIÓN</i>	<i>OBSERVACIONES</i>
RELATIVO A LA TUBERÍA		
Material de la tubería	Acero al carbón	
Diámetro	4"	
Espesor de pared	Nominal:6,02 mm De retiro:3,01	
Longitud	21,707m	Tomado a partir marraneo
Tipo de junta	Sin costuras	
Tubería descubierta	Si	Cruce Rio
RELATIVO A LA CONSTRUCCIÓN		
Año de Instalado	23/09/2009	
Cambio/Modificaciones de Ruta	2013	
Mapa Aéreo	OK	
Prácticas de Construcción	Desconocido	
Localización de Válvulas, Abrazaderas, Soportes, Acoples Mecánicos, Juntas de Expansión, Componentes de Hierro Fundido, Tie-ins, Juntas de Aislamientos, etc.	Valvula de Bola Marco H	
Localización y Métodos de Construcción de los Casings	No poseeInformación	
Localización de Codos, incluyendo Juntas Miter y Juntas Wrinkle	Si de 45° y/ó 90°	
Profundidad de Cobertura	Tomados de perfil de profundidad	

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
Secciones bajo el Agua y Cruces de Ríos	Bajos inundables	
Localizaciones de Anclas y Contrapesos en Ríos	No Aplica	
Proximidad a otras tuberías, estructuras, líneas AC y cruces de tren	Se encuentra paralela a la vía entre Puerto Wilches y Puente Sogamoso	
SUELO Y AMBIENTE		
Características/Tipos del Suelo	Barro, Marga de Barro, Arena con barro no decantable 75%, Arena Arcillosa.	
Topografía	Terreno plano	
Uso del Suelo	El derecho de vía posee zonas de cultivo de palma y pastoreo, estas actividades afectan la corrosión exterior en la tubería.	
Tierra Congelada	No Aplica	
CONTROL DE LA CORROSIÓN		
Tipo de SPC (Ánodos, Rectificador y Localización)	Sistemas de corriente impresa	Cama compuesta por 6 ánodos Anódica por 6
Fuentes de Corrientes Parasitas	Ninguna	
Localización de Estaciones de Prueba	Posee estaciones de prueba cada Km (Total:20)	
Criterio de Evaluación CP	Se evalúa con el 2do criterio de la norma NACE SP0169-2013	
Años sin protección catódica Aplicada	No Aplica	El sistema se encuentra operativo

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
Tipo de Revestimiento (Tubería)	Brea y Coaltar Epoxico	
Condiciones del Revestimiento	Se asume un pobre estado	
Demanda de Corriente	mayor a 2 amperios	
DATOS OPERACIONALES		
Temperatura de Operación	Ambiente	
Presión de Operación	150 psi	
Nivel de Esfuerzo de Operación y Fluctuaciones	Desconocido	
Programa de Monitoreo (Cupones, Patrullaje, Ensayos de Fuga, etc.)	Año 2012	
Reporte de Inspección de Tubería (Excavaciones)	Año 2012	Insercor
Históricos/Registros de Reparaciones	2015	
Histórico de Ruptura/Fugas	2014	
Tipo/Frecuencia de Daño por Terceros	NO se han realizado	
Datos de ensayos previos sobre el terreno	Octubre 2014	Tecna ICE.INCITEMA
Fecha/Presión de Ensayos Hidrostáticos	NO se han realizado	
Otras Actividades relativa a Integridad	2014	(limpieza interna) Corrida de raspadores