



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“EVALUACION DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE
CORROSIÓN DEL TRAMO DEL OLEODUCTO
TRANSECUATORIANO COMPRENDIDO DESDE LA
ESTACIÓN DE BOMBEO BAEZA 4, HASTA LA ESTACIÓN DE
BOMBEO PAPALLACTA.”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

FAUSTO FREDDY CÁRDENAS REIBÁN

DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN

Quito, Junio 2014

DERECHOS DE AUTOR

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **FAUSTO FREDDY CÁRDENAS REIBÁN**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Fausto Freddy Cárdenas Reibán

C.I. 1719724757

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título **“Evaluación del Sistema de Protección de Corrosión del tramo del Oleoducto Transecuatoriano comprendido desde la Estación de Bombeo Baeza 4, hasta la Estación de Bombeo Papallacta”**., que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Fausto Freddy Cárdenas Reibán**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Raúl Baldeón
DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 170804253-4

DEDICATORIA

El presente trabajo en primer lugar se lo dedico a Dios, por haberme concedido el don de conocimiento, fortaleza, y la inteligencia necesaria para poder superar obstáculos durante estos años de estudio, y haber logrado los objetivos y metas propuestas.

En segundo lugar se la dedico a mis padres por el apoyo incondicional y permanente durante esta etapa a pesar de las múltiples dificultades presentadas para continuar, a lo largo de mi vida y carrera, ya que sin el apoyo de ellos no hubiera podido seguir con mis estudios y llegar a ser quien soy ahora. De igual manera se la dedico a mis hermanos por el apoyo moral, para no desfallecer durante esta etapa de estudio.

Dedicándole este éxito a mi familia, y a todas aquellas personas que creyeron en mí, y me apoyaron para ser una mejor persona.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por haberme guiado durante la etapa de estudio y permitido terminar mi carrera y bendecirme cada paso que doy en mi vida.

Eternamente agradecido a mis padres Faustino y Greta, por su total confianza y comprensión depositada en mí, corrigiendo mis errores y pendientes de mis triunfos. Gracias por todos los esfuerzos y sacrificios que me han demostrado en el lapso de este tiempo, para que yo pueda salir adelante con un logro más en mi vida.

Al Ing. Raúl Baldeón, mi director de tesis, que ha estado pendiente para que este trabajo tenga el éxito propuesto, por haber compartido sus conocimientos como amigo y profesor y así contribuir con mi investigación.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial como pilar fundamental de la formación, a los docentes de la Carrera de Ing. de Petróleos, por permitirme llegar a ser un profesional íntegro.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	iii
CERTIFICACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS.....	4
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN.....	7
2.2 AMBIENTES DE CORROSIÓN.....	7
2.2.1 CORROSIÓN ATMOSFÉRICA	8
2.2.2 CORROSIÓN SUBTERRÁNEA	9
2.2.2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL SUELO	10
2.2.2.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL SUELO.....	10
2.2.2.3 CONTENIDO DE HUMEDAD.....	11
2.2.2.4 RESISTIVIDAD ELÉCTRICA.....	11
2.2.2.5 AEREACIÓN	12
2.2.2.6 BACTERIAS.....	12
2.2.3 CORROSIÓN EN LÍQUIDOS.....	12
2.2.4 CORROSIÓN ALTA TEMPERATURA	13
2.2.4.1 OXIDACIÓN EN ALTA TEMPERATURA.....	13
2.2.4.2 REDUCCIÓN EN ALTA TEMPERATURA	14
2.3 FORMAS DE LA CORROSIÓN.....	14
2.3.1 CORROSIÓN POR ATAQUE GENERAL.....	15
2.3.1.1 RECONOCIMIENTO	15
2.3.1.2 MECANISMO	16
2.3.1.3 VELOCIDADES DE CORROSIÓN	17
2.3.1.4 PREDICCIÓN Y MEDICIÓN.....	17
2.3.1.5 CONTROL DE CORROSIÓN GENERAL	18

2.3.2 CORROSIÓN LOCALIZADA.....	18
2.3.2.1 TIPOS	19
2.3.2.1.1 PICADURAS.....	19
2.3.2.1.1.1 MECANISMO	20
2.3.2.1.1.2 VELOCIDAD DE PICADURA.....	20
2.3.2.1.1.3 EQUIVALENTE DE RESISTENCIA A PICADURAS (ERP)	21
2.3.2.1.1.4 PREDICCIÓN / MEDICIÓN	22
2.3.2.1.1.5 CONTROL DE CORROSIÓN POR PICADURAS	23
2.3.2.1.2 CORROSIÓN POR HENDIDURAS.....	24
2.3.2.1.2.1 MECANISMO	25
2.3.2.1.2.2 TIPOS	26
2.3.2.1.2.3 CONTROL DE CORROSIÓN POR HENDIDURAS	27
2.3.2.1.3 CORROSIÓN FILIFORME	28
2.3.2.1.3.1 MECANISMO	28
2.3.2.1.3.2 CONTROL DE LA CORROSIÓN FILIFORME	29
2.3.3 CORROSIÓN GALVÁNICA	29
2.3.3.1 MECANISMO	30
2.3.3.2 VELOCIDADES DE CORROSIÓN GALVÁNICA	32
2.3.3.3 PREDICCIÓN DEL ATAQUE GALVÁNICO.....	33
2.3.3.4 CONTROL ATAQUE GALVÁNICO.....	33
2.3.4 AGRIETAMIENTO POR EL MEDIO.....	35
2.3.4.1 MECANISMO	35
2.3.4.2 RECONOCIMIENTO DEL AGRIETAMIENTO	36
2.3.4.3 CONTROL DE FACTORES DEL AGRIETAMIENTO.....	36
2.3.4.4 TIPOS DE AGRIETAMIENTO	36
2.3.5 CORROSIÓN INTERGRANULAR	37
2.3.5.1 MECANISMO	38
2.3.5.2 CONTROL DE CORROSIÓN INTERGRANULAR.....	38
2.3.6 CORROSIÓN POR ROZAMIENTO	39
2.3.6.1 MECANISMO	40
2.3.6.2 CONTROL.....	41
2.3.7 CORROSIÓN BACTERIOLÓGICA	41
2.4 CAUSAS PRINCIPALES DE LA CORROSIÓN	42
2.4.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL AGUA	42

2.4.2	CONCENTRACIÓN DE SALES DISUELTAS EN EL AGUA	43
2.4.3	OXÍGENO DISUELTO	44
2.4.4	DIÓXIDO DE CARBÓN DISUELTO	44
2.4.5	ÁCIDO SULFÚRICO DISUELTO.....	45
2.5	FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE CORROSIÓN	46
2.5.1	TEMPERATURA.....	46
2.5.2	PRESIÓN	46
2.5.3	VELOCIDAD	46
2.5.4	pH.....	47
2.5.5	HUMEDAD.....	47
2.5.6	ESFUERZOS DE TENSIÓN	48
2.6	MONITOREO DE LA CORROSIÓN	48
2.6.1	MÉTODOS DIRECTOS.....	48
2.6.2	MÉTODOS INDIRECTOS.....	48
2.6.2.1	Cupones de Corrosión.....	49
2.6.2.1	Probetas de Polarización Lineal	51
2.7	SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	52
2.7.1	INTRODUCCIÓN.....	52
2.7.2	ANTECEDENTES.....	53
2.7.3	AMPLIACIONES DEL SOTE	55
2.7.4	ESTACIONES DE BOMBEO	57
2.7.5	ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN	58
2.7.6	ESTACIÓN DE BOMBEO BAEZA	58
2.7.7	ESTACIÓN DE BOMBEO PAPALLACTA	60
3.	METODOLOGÍA.....	62
3.1	MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN.....	62
3.2.	DISEÑO	62
3.2.1	PARÁMETROS DE PROCESO	62
3.2.1.1	TEMPERATURA	62
3.2.1.2	VELOCIDAD	64
3.2.1.3	PRESIÓN	65
3.2.1.4	QUÍMICA.....	66
3.2.2	PARÁMETROS DE CONSTRUCCIÓN.....	66
3.2.3	DRENAJE.....	67

3.2.4 HENDIDURAS	67
3.2.5 TOLERANCIAS DE CORROSIÓN/TIEMPO DE VIDA DE OPERACIÓN	68
3.2.6 MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN.....	68
3.3 SELECCIÓN DE MATERIALES	69
3.3.1 FACTORES QUE INFLUENCIAN LA SELECCIÓN DE MATERIALES ..	69
3.3.2 COMPARACIÓN CON OTROS MÉTODOS DE CONTROL DE CORROSIÓN	69
3.4 INHIBIDORES DE CORROSIÓN	70
3.4.1 TIPOS DE INHIBIDORES	70
3.4.1.1 Inhibidores Anódicos (Pasivantes).....	71
3.4.1.2 INHIBIDORES CATÓDICOS	71
3.4.1.3 INHIBIDORES ÓHMICOS	72
3.4.1.4 INHIBIDORES ORGÁNICOS	73
3.4.1.5 INHIBIDORES POR PRECIPITACIÓN	73
3.4.1.6 INHIBIDORES EN FASE VAPOR.....	74
3.4.2 TÉCNICAS DE APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS.....	74
3.4.2.1 INYECCIÓN CONTINUA	74
3.4.2.2 TRATAMIENTO POR LOTES	75
3.4.2.3 TRATAMIENTO POR PRESIÓN	76
3.4.2.4 RECUBRIMIENTOS	76
3.5 PROTECCIÓN CATÓDICA	76
3.5.1 TEORÍA	77
3.5.2 ESTRUCTURAS QUE PUEDEN PROTEGERSE CON PROTECCIÓN CATÓDICA	78
3.5.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR ÁNODOS GALVÁNICOS	80
3.5.3.1 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS....	81
3.5.3.2 VENTAJAS DE LOS ÁNODOS GALVÁNICOS.....	83
3.5.3.3 LIMITACIONES DE LOS ÁNODOS GALVÁNICOS	83
3.5.3.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS GALVÁNICOS.....	83
3.5.3.5 ESPECIFICACIONES PARA SISTEMAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS	85
3.5.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA	86
3.5.4.1 FUENTES DE ENERGÍA.....	88

3.5.4.2 APLICACIONES DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA.....	88
3.5.4.3 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS POR CORRIENTE IMPRESA.....	89
3.5.4.4 LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS POR CORRIENTE IMPRESA.....	89
3.5.4.5 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS POR CORRIENTE IMPRESA.....	90
3.6 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA.....	95
3.7 CRITERIOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.....	99
3.7.1 CRITERIOS RECOMENDADOS POR NACE INTERNATIONAL GENERAL.....	100
3.8 MEDICIONES DE CAMPO.....	102
3.9 PROTECCIÓN CATÓDICA DEL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO.....	107
3.9.1 ANTECEDENTES.....	107
3.9.2 RESUMEN.....	108
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	111
4.1 POTENCIALES DE ESTACIONES.....	111
4.1.1 TRAMO LAGO AGRIO-LUMBAQUI (KM 0+000 a km 66+570).....	111
4.1.2 TRAMO LUMBAQUI-SALADO (KM 66+596 A KM 111+671).....	114
4.1.3 TRAMO SALADO-BAEZA (KM 113+000 A KM 141+000).....	117
4.1.4 TRAMO BAEZA-PAPALLACTA (KM 141+000 A KM 201+582).....	119
4.1.5 TRAMO PAPALLACTA-GUAJALO (KM 201+000 A KM 247+000).....	122
4.1.6 TRAMO GUAJALÓ-LA PALMA (km 247+000 A km 302+000).....	125
4.1.7 TRAMO LA PALMA-SANTO DOMINGO (KM 303+000 A KM 358+000).....	127
4.1.8 TRAMO SANTO DOMINGO –QUININDÉ (KM 360+000 A KM 442+000).....	130
4.1.9 INSPECCIÓN INTERNA DEL OLEODUCTO POR ULTRASONIDO.....	134
4.1.10 PROPUESTA DE PLAN DE MANEJO DE INTEGRIDAD.....	135
4.1.11 INFORME DE PROTECCIÓN CATÓDICA, DEL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO.....	136
4.1.12 NORMATIVA DE CORROSION QUE SE PROPONE PARA EL OLEODUCTO.....	138
4.2 MEDICIÓN RESISTENCIA Y RESISTIVIDAD.....	146
4.3 MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	148
4.3.1 LEY DE FARADAY.....	148

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	152
5.1 CONCLUSIONES.....	152
5.2 RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA.....	156
GLOSARIO.....	159
ANEXOS.....	163

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1 Sistema de Corriente impresa SOTE	109
Tabla N° 2 Lectura de Potenciales	112
Tabla N° 3 Lectura de Potenciales	115
Tabla N° 4 Lectura de Potenciales	118
Tabla N° 5 Lectura de Potenciales	120
Tabla N° 6 Lectura de Potenciales	122
Tabla N° 7 Lectura de Potenciales	125
Tabla N° 8 Lectura de Potenciales	128
Tabla N° 9 Lectura de Potenciales	131
Tabla N° 10 Velocidad de Consumo (K) para varios Metales	149

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación [2. 1]	21
Ecuación [4. 1]	146
Ecuación [4. 2]	147
Ecuación [4. 3]	148
Ecuación [4. 4]	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Corrosión General.....	16
Figura 2. Corrosión General.....	16
Figura 3. Velocidad de Corrosión vs Tiempo.....	17
Figura 4. Picaduras en Ducto Enterrado.....	19
Figura 5. Corrosión por Picadura.....	20
Figura 6. Corrosión por Hendidura.....	25
Figura 7. Corrosión por Hendidura.....	25
Figura 8. Celda de Corrosión por concentración de Oxígeno.....	26
Figura 9. Corrosión Filiforme.....	28
Figura 10. Corrosión Galvánica.....	30
Figura 11. Corrosión Galvánica.....	31
Figura 12. Corrosión Intergranular.....	38
Figura 13. Corrosión por Rozamiento.....	40
Figura 14. Comparación de gases comunes en soluciones de agua.....	43
Figura 15. Efecto en los metales por la presencia de Oxígeno.....	44
Figura 16. Corrosión por CO ₂	45
Figura 17. Cupones de Corrosión.....	49
Figura 18. Evaluación de Cupones.....	50
Figura 19. Probeta de resistencia a la Polarización.....	52
Figura 20. Oleoducto Transecuatoriano.....	53
Figura 21. Estación Baeza.....	58
Figura 22. Detalle de Juntas.....	67
Figura 23. Inhibición Anódica.....	71
Figura 24. Inhibición Catódica.....	72
Figura 25. Celda de Corrosión Microscópica.....	77
Figura 26. Protección Catódica en una Estructura.....	78
Figura 27. Protección Catódica.....	79
Figura 28. Protección Catódica con Ánodos Galvánicos.....	80
Figura 29. Sistema de Protección Catódica por Ánodos Galvánicos.....	81
Figura 30. Protección Catódica por Corriente Impresa.....	87
Figura 31. Sistema de Protección Catódica por Corriente Impresa.....	87
Figura 32. Rectificador de Protección Catódica.....	93
Figura 33. Motogenerador.....	94
Figura 34. Instalación Generador Eólico.....	95
Figura 35. Pantalla Catódica por un Tubo en Contacto.....	99
Figura 36. Caídas Óhmicas en un Circuito.....	101
Figura 37. Potenciales Tubo-suelo.....	104
Figura 38. Potenciales Protección Catódica Lago Agrio-Lumbaqui.....	114
Figura 39. Potenciales Protección Catódica Lumbaqui-El Salado.....	117
Figura 40. Potenciales Protección Catódica El Salado-Baeza.....	119
Figura 41. Potenciales Protección Catódica Baeza-Papallacta.....	122

Figura 42. Potenciales Protección Catódica Papallacta-Guajaló.....	124
Figura 43. Potenciales Protección Catódica Guajaló-La Palma	127
Figura 44. Potenciales Protección Catódica La Palma-Santo Domingo	130
Figura 45. Potenciales Protección Catódica Santo Domingo-Quinindé	133
Figura 46. Plan de Manejo Integral de Oleoductos y Poliductos	135
Figura 47. Análisis de Riesgo en ducto.....	135
Figura 48. Información de Oleoductos y Poliductos.....	136
Figura 49. Ilustración de la Medición.....	147
Figura 50. Resistividad típica de algunos Materiales comunes	148

RESUMEN

El presente trabajo de investigación titulado: **“Evaluación del Sistema de Protección de Corrosión del tramo del Oleoducto Transecuatoriano comprendido desde la Estación de Bombeo Baeza 4, hasta la Estación de Bombeo Papallacta”**, está enfocado principalmente a la importancia que tiene el controlar la corrosión en un sistema de oleoducto.

Siendo así la corrosión, un proceso natural y espontáneo que deteriora al material, en donde interviene factores como el ambiente, la pieza manufacturada o por medio de una reacción electroquímica, es importante tratar de contrarrestar para evitar un desgaste prematuro del oleoducto.

Con esta investigación, se expondrán los sistemas de protección de corrosión aplicables al oleoducto transecuatoriano, sus ventajas y desventajas, dentro de los métodos podemos encontrar dos: sistemas de recubrimiento y sistemas de protección catódica. La corrosión es un problema industrial importante que debe ser controlado, que además de causar accidentes por ruptura, representan un costo adicional y alto, dependiendo del fluido que se transporta y por consecuencia daño al medio ambiente.

De acuerdo a los tipos de corrosión que existentes, y la evaluación de ésta, en el tramo en estudio, se propondrá la mejor manera de implementar un sistema de protección para el oleoducto transecuatoriano, tomando en cuenta aspectos negativos y positivos, y lo que es importante si aquellos sistemas pueden ser ejecutables o no, para tratar de prevenir al máximo la corrosión.

Un material o equipo protegido de manera adecuada y técnicamente, puede tener una larga duración, así como puede reducirse a meses si es que no tuviere ningún tipo de protección.

ABSTRACT

This research work entitled "Evaluation of Corrosion Protection System section of the Trans-Ecuadorian Pipeline understood from Pumping Station Baeza4 to Papallacta Pumping Station", is mainly focused on the importance of controlling corrosion in a pipeline system.

That being corrosion, a natural and spontaneous process that deteriorates the material, where intervening factors like environment, the manufactured part or through an electrochemical reaction, it is important to try to counteract to prevent premature wear of the pipeline.

With this research, the corrosion protection systems applicable to the trans-Ecuadorian pipeline, their advantages and disadvantages in the methods will be discussed can find two systems, coating and cathodic protection systems.

Corrosion is a major industrial problem which must be controlled , which also cause an accident by breaking , represent additional and expensive , depending on the fluid being conveyed and consequently damage to the environment .

According to the existing types of corrosion , and evaluate it in the stretch under study, propose the best way to implement a protection system for the trans-Ecuadorian pipeline , considering positive and negative aspects , and what is important if those systems can be enforceable or not, to try to prevent the most corrosion.

A material or protected equipment properly and technically, can have a long duration and can be reduced to months if he have no any protection.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Un alto porcentaje de la infraestructura petrolera en el mundo es fabricada mediante la utilización de metales o aleaciones, mismas que debido a las condiciones ambientales e impurezas del crudo producen serios problemas de corrosión en las instalaciones, por ello es de vital importancia el estudio y comprensión exacta de cómo se comportan los metales frente a éste fenómeno.

La corrosión, un proceso irreversible que afecta a casi todos los metales y por lo tanto de significativa importancia en la industria petrolera, donde un altísimo porcentaje de la infraestructura es metálica, va hacer objeto de estudio en éste proyecto que pretende cuantificar el avance del proceso corrosivo en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano en la Estación de Bombeo Baeza 4 hasta Papallacta. Para proteger la tubería de los efectos corrosivos, se han instalado varios puntos de protección catódica con camas de ánodos de sacrificio a lo largo de toda la extensión del oleoducto los cuales son revisados de manera frecuente para garantizar su óptimo funcionamiento, de tal manera que se expondrá que tan efectivo está siendo éste sistema de protección contra la corrosión y que sistemas adicionales de control se pueden implementar, para ello se va a utilizar varias herramientas como son: La recolección y organización de datos estadísticos sobre mediciones anteriores efectuadas a la protección catódica, mediciones de espesores de pared de tubería, y análisis de laboratorio en lo que respecta a la presencia del hierro en el crudo.

Se tiene datos en el tramo del oleoducto especificado de mediciones de protección catódica, espesores de pared de tubería, búsqueda de puntos críticos donde la corrosión puede tener un mayor avance para así poder determinar las causas primordiales y que permitan efectuar soluciones. Un proceso corrosivo que provoque derrame de crudo puede traer consigo altísimos costos causados por el mismo control del derrame, las tareas de

limpieza, la remediación de suelos, los asuntos legales, el impacto social en el área afectada y mas factores que pueden no solo afectar económicamente sino destruir la imagen de una empresa que está a cargo de este Sistema de Oleoducto.

La medición de espesores de pared de tubería en puntos donde esto es posible, y los resultados de análisis de laboratorio ayudará en el cálculo de las MPY (milésimas de pulgada por año) pérdidas por efecto de la corrosión.

1.1 PROBLEMA

En la actualidad es importante conocer cómo una rotura del oleoducto debido a la corrosión podría afectar a la seguridad personal, al medio ambiente e incluso podría acarrear asuntos legales en contra de la empresa operadora del oleoducto.

El estudio se orienta a encontrar éstas zonas susceptibles, el avance de corrosión en general y sugerir acciones correctivas que permitan alargar la vida útil del oleoducto.

- a) Básicamente el oleoducto por sus años de trabajo.
- b) Medio Ambiente que rodea al Oleoducto.
- c) Tipos de seguimiento que se hace para el control de la corrosión.
- d) Tipo de crudo que transporta el oleoducto.
- e) Cada que periodo de tiempo se realizan las pruebas de control de corrosión.
- f) Lugares por donde pasa el Oleoducto.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el avance y tipo de corrosión del Sote en el tramo desde la Estación de Bombeo Baeza 4 hasta la estación de bombeo Papallacta, durante sus años de operación, para tomar acciones correctivas de mejora, de tal manera que permitan minimizar este impacto.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar los tipos de protección Anticorrosivos que existen para los Oleoductos.
- Establecer los puntos críticos en el tramo del oleoducto donde existe mayor corrosión.
- Recomendar un plan de mejora para la optimización de recursos en trabajos de corrosión en el Sote.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Es necesario debido al tiempo transcurrido desde la construcción del Oleoducto que se realice un análisis completo de cómo se podría mejorar su protección para la corrosión que es un factor constante de control ya sea debido a que se encuentra en ciertos puntos o tramos enterrada o sobre la tierra lo que produce afectaciones diferentes a la integridad de la misma.

Se recalca que no existe estudio para determinar el estado actual del oleoducto en materia de corrosión, razón por la cual con el presente estudio se va a determinar el método más adecuado que permita no solo obtener datos reales del avance corrosivo sino también crear conciencia de la importancia de cuidar el oleoducto de medios agresivos que pueden reducir substancialmente su vida útil. El estudio de la corrosión en el oleoducto transecuatoriano en el tramo especificado es de vital importancia, ya que nos

permite a más de cuantificar el avance corrosivo, también determinar zonas sensibles donde se debe poner mayor atención y énfasis en la protección, ya que un derrame causaría gran contaminación.

CAPITULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN

“La corrosión es definida como el deterioro de un material (usualmente un metal) ó de sus propiedades debido a una reacción con su medio ambiente.” De acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008.

Básicamente se destaca que la corrosión es uno de los serios problemas que causan pérdidas económicas en el ámbito industrial. Además como conocimiento general se establece que la Industria Petrolera no está exenta de este fenómeno, debido a que la pérdida de la porción de material representa una pérdida anual, por el efecto de la corrosión en tanques, tuberías, y en cualquier material metálico que se encuentre en contacto con un medio ambiente agresivo y el tipo de fluido que se transporte o almacene.

En consecuencia dentro de la corrosión interactúa un metal con el medio que lo rodea, produciendo así el deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. Además la principal característica de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas.

2.2 AMBIENTES DE CORROSIÓN

Los ambientes de corrosión típicamente son clasificados en cuatro tipos principales: atmosférico, subterráneo, líquido y alta temperatura. Es así que esta clasificación es arbitraria, pero ha sido desarrollada por ingenieros de corrosión a través de los años.

Entonces cada medio ambiente tiene características que pueden variar considerablemente con el tiempo y pueden afectar la corrosión de los materiales de maneras totalmente diferentes.

2.2.1 CORROSIÓN ATMOSFÉRICA

Las exposiciones en atmósferas naturales son clasificadas dentro de cuatro tipos con el propósito de entender su efecto en la corrosión. Se asume que todas esas atmósferas están compuestas por una mezcla de oxígeno (aprox. 20%) y nitrógeno (aprox. 78%). Mientras que el oxígeno presenta en la atmósfera natural e importante en corrosión atmosférica, este permanece prácticamente constante tan lejos como la reacción de corrosión vaya. Son otros materiales de la atmósfera los que varían considerablemente y que deben ser propiamente identificados para entender la corrosión atmosférica.

Estos materiales incluyen sólidos, líquidos y gases.

- Sólidos

Un ejemplo de sólidos que afectan la corrosión atmosférica es la sal presente en la mayoría de los ambientes marinos. Esta sal puede ser transportada tierra adentro, creando un ambiente de tipo marino a varias millas de la costa.

- Líquidos

El mejor ejemplo de un líquido que afecte la corrosión es el agua. La corrosión ocurre a mucha mayor velocidad cuando las superficies están húmedas que cuando están libres de agua líquida. No solo es importante la cantidad de lluvia, sino también es importante su distribución con el tiempo y el tiempo requerido de secado. La humedad puede ser benéfica porque puede remover contaminantes corrosivos de las superficies expuestas. Mientras que la lluvia es bastante efectiva en esta limpieza, la niebla o condensación son menos efectivas, ya que estas incrementan el tiempo de mojado. La humedad por lluvia o por condensación puede acumularse en hendiduras u otras áreas donde el agua puede ser atrapada y mantenida.

Esto crea condiciones húmedas por largos períodos de tiempo, quizá de manera continua. Los efectos de la niebla y la condensación son controlados por la humedad relativa del medio ambiente.

- Gases

Entre los gases que pueden afectar la corrosión se incluyen al nitrógeno y óxidos de azufre, los cuales están presentes en la corrosiva lluvia ácida que forma parte de nuestra industrializada sociedad. Estos gases también pueden disolverse en la niebla y el rocío y crear condiciones más agresivas que la lluvia ácida, ya que tienden a permanecer en las superficies y concentrarse en vez de ser diluidos mediante la acción de lavado.

- Temperatura

La temperatura afecta la corrosión atmosférica. Aunque la corrosión normalmente se incrementa al aumentar la temperatura, altas temperaturas pueden tener el efecto benéfico de mantener seca las superficies, reduciendo el tiempo de mojado. En el caso de la corrosión del acero, los efectos benéficos de una temperatura elevada en la reducción de los tiempos de mojado usualmente prevalecen sobre los potenciales efectos adversos de incrementar la temperatura.

2.2.2 CORROSIÓN SUBTERRÁNEA

La corrosividad de ambientes subterráneos es de un rango muy amplio. El medio ambiente subterráneo será descrito en términos de las características del suelo. De tal manera que se considera al suelo como cualquier material sólido cubriendo una estructura, y puede consistir de arena, sedimentos, barro, arcillas, tierra negra, rocas, o una mezcla de estos componentes.

Un factor importante en la corrosividad del suelo es que el medio puede variar mucho sobre grandes distancias y cortas distancias. Los ambientes subterráneos pueden variar con el tiempo. En algunos sitios, la variación de estaciones puede ser significativa. Las condiciones del suelo durante el año deben de ser consideradas en la etapa de diseño de estructuras enterradas. En el lugar donde la superficie de una estructura enterrada está en contacto con una roca, el área local entre la roca y la estructura tiene características muy diferentes de la superficie circundante en contacto con un material o suelo de estructura granular fina. La mayoría de estructuras son enterradas en suelo muy irregular y el control, o falta de control del relleno puede tener un gran efecto en la corrosividad del ambiente subterráneo. Como hemos aprendido, la corrosión avanza o crece en base a diferencias. Entre más uniforme sea el medio ambiente, menos agresivo será.

2.2.2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL SUELO

Las características físicas del suelo que afectan la corrosión son primariamente relacionadas con el tamaño de grano y su distribución, así como la retención de humedad y aereación. En un suelo que contiene una distribución no uniforme de tamaños de partícula, o rocas grandes, celdas de corrosión debidas a ambientes diferentes pueden ser creadas. Suelos que de otra forma tendrían características benignas pueden volverse muy corrosivos.

2.2.2.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL SUELO

Los suelos tienen una gran variedad de importantes características químicas. Estas incluyen el pH (acidez o alcalinidad) y la presencia de sales solubles en agua. El pH tiene un gran efecto en la corrosión de muchos materiales; sin embargo el efecto no es uniforme. Una alcalinidad moderada (alto pH, 8-10) no es agresiva para el acero, pero puede ser muy agresiva para el aluminio.

Las sales, en presencia de humedad, tienen dos efectos. Uno de ellos es proveer iones corrosivos que pueden entrar directamente en las reacciones de corrosión o afectar la formación de películas protectoras en la superficie de una estructura enterrada. El segundo efecto es incrementar la conductividad eléctrica del suelo. Los cloruros y sulfatos son particularmente perjudiciales mediante sus interacciones químicas directas. Cualquier sal disuelta incrementará la conductividad eléctrica del suelo.

2.2.2.3 CONTENIDO DE HUMEDAD

El contenido de humedad de los sólidos puede variar de 1% a 2% (o menos en ambientes áridos) a condiciones de saturación en pantanos, o lugares por debajo del agua. La humedad tiene tres efectos primarios: primero, provee el electrolito necesario para corrosión. Segundo, afecta la conductividad del suelo. Finalmente, tiene un efecto en el suelo. En lugares áridos, el ambiente del suelo puede ser esencialmente el atmosférico dado que no hay humedad suficiente para mojar la estructura enterrada. Sin embargo, en la mayoría de suelos, hay suficiente humedad en la superficie de la estructura la mayor parte del tiempo.

2.2.2.4 RESISTIVIDAD ELÉCTRICA

La resistividad eléctrica generalmente se correlaciona con la agresividad de suelos. La resistividad eléctrica es diferente a la resistencia eléctrica: la resistividad es una propiedad del material, mientras que la resistencia depende de la resistividad eléctrica del material junto con su longitud y área de sección transversal del material que transporta la corriente. La resistividad eléctrica es también una medida indirecta de otras dos importantes características del suelo – el contenido de humedad y los niveles de sales disueltas. A menor resistividad, mayor conductividad.

2.2.2.5 AEREACIÓN

La cantidad de oxígeno disponible en el suelo afecta la velocidad de corrosión de muchos materiales. Más comúnmente, una mayor aereación incrementa la velocidad de corrosión en aceros. Sin embargo, una baja aereación puede causar un ataque acelerado en algunos materiales, tales como los aceros inoxidable. Cuando no hay oxígeno libre (condiciones anaeróbicas), el suelo puede volverse muy agresivo por la acción de bacterias anaeróbicas.

2.2.2.6 BACTERIAS

Las bacterias están presentes en la mayoría de los suelos. La mayoría de las bacterias que viven bajo condiciones aerobias (buena aereación) no causan corrosión acelerada. Sin embargo las bacterias que viven bajo condiciones anaeróbicas pueden producir subproductos químicos que pueden afectar la corrosión de manera importante, y algunos pueden aún actuar como depolarizadores catódicos, entrando directamente en el proceso de corrosión. Un tipo particularmente agresivo de bacteria en suelos es la bacteria sulfato-reductora, la cual produce sulfuros como producto de desecho. Cuando estas están activas, los sulfuros que producen pueden causar una corrosión muy rápida del acero.

2.2.3 CORROSIÓN EN LÍQUIDOS

La inmersión en líquidos presenta una gran variedad de ambientes corrosivos. Los líquidos van desde agua natural, agua tratada o fluidos agresivos de procesos químicos. Es considerado que el agua es un constituyente común en algunos ambientes corrosivos. Tales líquidos son designados como fluidos acuosos. Líquidos no acuosos, tales como alcoholes, cetonas entre otras, pueden causar deterioro de otros materiales tales como plásticos o elastómeros.

2.2.4 CORROSIÓN ALTA TEMPERATURA

Se considera como alta temperatura a las condiciones por arriba de 6500C (12000F). A estas temperaturas, agua líquida no es requerida para que reacciones del tipo oxidación/reducción ocurran.

2.2.4.1 OXIDACIÓN EN ALTA TEMPERATURA

Como en otras formas de oxidación, la oxidación en alta temperatura involucra lo siguiente:

- Pérdida de electrones
- La carga se hace más positiva
- El oxígeno no es necesariamente requerido

En atmósferas oxidantes, la formación de una película de óxido estable sobre la superficie del metal es usualmente requerida para una buena resistencia a la corrosión en alta temperatura. La exposición a temperaturas por arriba de las temperaturas de estabilidad para esas películas de óxido puede causar una corrosión muy rápida. Para un buen desempeño de servicio en alta temperatura, los materiales deben tener películas o costras de óxido(s) con las siguientes características:

- Estabilidad física (no se funden)
- Baja volatilidad (no ebulen)
- Mantener una buena estabilidad mecánica (no se fisuran)
- Adherencia al substrato (no se despegan)
- Lenta cinética de crecimiento (no permiten corrosión rápida)

El azufre, así como el oxígeno, puede causar oxidación a elevadas temperaturas. La reacción con el azufre, llamada sulfidación, puede ser mucho más destructiva que la oxidación por oxígeno. El azufre tiende a

formar capas o costras que no tienen las propiedades deseadas recién listadas. Las películas y/o costras de sulfuros tienden a fisurarse y desprenderse más fácilmente que las costras de óxidos, y tienden a tener mayores velocidades de crecimiento.

2.2.4.2 REDUCCIÓN EN ALTA TEMPERATURA

El deterioro también puede ocurrir en atmósferas reductoras, donde gases reductores tales como el hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) o ácido sulfhídrico (H₂S) están presentes. La presencia del azufre puede incrementar la cantidad de corrosión bajo condiciones reductoras. En muchos casos, el daño es interno en el metal y puede no ser obvio mediante pérdida de peso, cambio de tamaño, o de la formación de capas o costras externas.

2.3 FORMAS DE LA CORROSIÓN

Los mecanismos específicos que resultan de cada tipo de corrosión, las velocidades de ataque y las formas de medición y predicción de cada tipo de ataque, ejemplos de combinaciones típicas metal/ambiente resultantes, y los métodos que pueden ser usados para controlar cada tipo de corrosión.

- **Combinación de Formas**

En la mayoría de los casos, la combinación de los metales usados en estructuras y equipos, acoplada con el amplio rango de medio ambientes encontrados, resultará en más de una forma de corrosión dentro de un mismo sistema. Aún para una misma aleación simple expuesta a diversos ambientes en distintos puntos dentro del sistema, puede sufrir más de un tipo de ataque.

2.3.1 CORROSIÓN POR ATAQUE GENERAL

La corrosión por ataque general es también llamada corrosión general o corrosión uniforme. Para materiales en lámina o placa, esto conduce a un adelgazamiento de pared relativamente uniforme. En el caso de barras o cables la corrosión avanza radialmente hacia adentro esencialmente a una velocidad uniforme alrededor de su circunferencia.

El resultado es una barra o cable de un diámetro progresivamente menor. Los ductos y tuberías que sufren corrosión general sufren adelgazamiento de un lado u otro (o ambos), dependiendo de la naturaleza de la exposición al medio ambiente corrosivo. La aplicación errónea de materiales en ambientes corrosivos a menudo resulta en un ataque severo de corrosión uniforme.

2.3.1.1 RECONOCIMIENTO

La corrosión uniforme puede ser reconocida por formación de una superficie áspera y la presencia de productos de corrosión. Sin embargo, en algunos casos los productos de corrosión pueden no estar presentes, ya que pueden ser solubles o pueden ser removidos por la acción del viento, la lluvia u otras fuerzas.



Figura 1. Corrosión General
Fuente: (UTE, Ramos F, 2010)



Figura 2. Corrosión General
Fuente:(ARCH, 2011)

2.3.1.2 MECANISMO

El mecanismo de la corrosión general es típicamente un proceso electroquímico teniendo lugar en la superficie del metal. Los ánodos y

cátodos son causados por diferencias menores en composición u orientación entre pequeñas áreas de la superficie metálica. Estos sitios cambian su potencial con respecto a las áreas circundante, y la corrosión procede más o menos de manera uniforme sobre la superficie.

2.3.1.3 VELOCIDADES DE CORROSIÓN

Dependiendo del material y ambiente específicos, la velocidad de corrosión puede ser:

- Lineal
- Decece con el tiempo
- Se incrementa con el tiempo

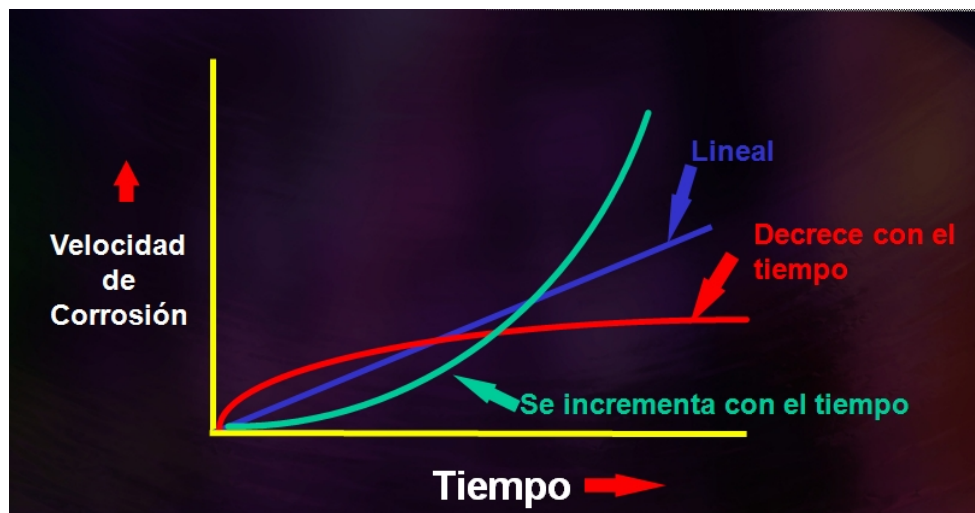


Figura 3. Velocidad de Corrosión vs Tiempo
Fuente: (NACE, 2008)

2.3.1.4 PREDICCIÓN Y MEDICIÓN

Cuando la velocidad de corrosión es lineal o decece con el tiempo, es posible hacer proyecciones del daño por corrosión. Cuando la velocidad de corrosión se incrementa con el tiempo su predicción a largo tiempo es mucho más difícil.

La corrosión general o uniforme es usualmente medida en términos de velocidades de penetración por unidad de tiempo, en milímetros por año o

milésimas de pulgada por año. La medición experimental de la corrosión uniforme es usualmente hecha midiendo la pérdida de peso y calculando la pérdida equivalente de espesor metálico. Tanto en mediciones experimentales de laboratorio como en campo, la pérdida de espesor puede ser medida directamente usando un micrómetro (o vernier) o un instrumento de medición ultrasónico.

2.3.1.5 CONTROL DE CORROSIÓN GENERAL

Cuando las velocidades de corrosión son bajas, y son de tipo lineal o decrecen con el tiempo, la corrosión uniforme puede ser tolerada sin necesidad de controlarla. El efecto de la pérdida por corrosión es relativamente fácil de valorar o calcular, y desde la etapa inicial de diseño deben darse tolerancias para la pérdida anticipada de espesor. Si la velocidad de ataque es inaceptable (cuando no puede ser manejada con una tolerancia a corrosión, o donde la contaminación del metal no puede ser permitida), puede ser necesario modificar el diseño original, desde el estado inicial de diseño, o mediante una modificación después de la etapa de construcción.

Los recubrimientos protectores son particularmente efectivos en el control de la corrosión uniforme. Cuando el recubrimiento es defectuoso o falla debido a la exposición con el medio, solo un ataque uniforme relativamente lento ocurre. Aplicando un sobre recubrimiento o haciendo una reparación local puede detener el ataque antes de que avance lo suficiente para causar una pérdida significativa de material. La protección catódica, la cual es un método que interfiere con el flujo de corriente en la celda electroquímica, puede ser usada en ambientes subterráneos o en situaciones de inmersión.

2.3.2 CORROSIÓN LOCALIZADA

La corrosión localizada, a diferencia de la corrosión uniforme, ocurre en sitios discretos sobre la superficie de un material. Mientras que la actividad

de corrosión en esos sitios puede comenzar y detenerse con cambios en el ambiente y nuevos sitios pueden empezar a corroerse, la corrosión se concentra en esos sitios. Las áreas alrededor de los sitios donde ocurre la corrosión localizada se corroen en menor alcance, o pueden ser esencialmente no atacadas.

2.3.2.1 TIPOS

Se describirán a continuación.

2.3.2.1.1 PICADURAS

Una picadura es una forma de ataque estrecha y profunda, la cual con frecuencia causa una rápida perforación en el espesor del sustrato. Se caracteriza por un ataque en una región localizada rodeada de una superficie muy poco o no corroída. La corrosión por picaduras puede iniciarse de manera estadística sobre una superficie abierta y libremente expuesta, o en imperfecciones de tipo aleatorio en donde películas de óxido protector o recubrimientos se han roto.



Figura 4. Picaduras en Ducto Enterrado

Fuente: (ARCH, 2010)



Figura 5. Corrosión por Picadura

Fuente:(UTE, Ramos F, 2010)

2.3.2.1.1.1 MECANISMO

Con frecuencia, una celda local se establece entre el interior de una picadura y la superficie externa. El interior contiene sales hidrolizadas de tipo ácido muy corrosivas en comparación con la solución en general. Un ánodo se forma dentro de la picadura, y las superficies circundantes actúan como cátodos. Este es el caso particular de aleaciones que dependen de una película pasiva y resistente para protección.

2.3.2.1.1.2 VELOCIDAD DE PICADURA

La importancia práctica de las picaduras depende del espesor del metal y de la velocidad de penetración, la cual usualmente decrece con el tiempo. Entonces, en secciones de pared delgada, las picaduras pueden dar lugar a una situación seria, mientras que en secciones gruesas puede ser de menor importancia. En general, la velocidad de penetración decrece si el número de picaduras se incrementa. Esto es debido a que picaduras adyacentes tienen

que compartir el área catódica circundante, y esta controla la corriente de corrosión que puede fluir.

La corrosión por picaduras ocurre en etapas:

Iniciación: Las picaduras se inician en defectos o imperfecciones en una película pasiva o película protectora. Los defectos pueden estar distribuidos de manera aleatoria, o ser causados por daño mecánico en la película de óxido. Las picaduras pueden tardar bastante tiempo en nuclearse, pero una vez iniciadas pueden propagarse rápidamente.

Propagación: En estado de propagación, la corrosión es impulsada por la diferencia de potencial entre el área anódica dentro de la picadura y el área catódica circundante. En adición, el medio ambiente dentro de la picadura puede volverse más agresivo e incrementar aún más la corrosión dentro de ella.

Terminación: Una picadura puede terminar debido a un aumento de resistencia interna (causado por productos de corrosión, o formación de película en el cátodo, etc.) de la celda local. Por supuesto, si una picadura se seca, deja de propagarse.

Reiniciación: Al estar en contacto de nuevo con el electrolito, algunas picaduras pueden reiniciarse. Esto es debido al reestablecimiento de las condiciones, o a una aereación diferencial entre la cavidad principal de la picadura y las soluciones que salen de fisuras dentro del metal.

2.3.2.1.1.3 EQUIVALENTE DE RESISTENCIA A PICADURAS (ERP)

El equivalente de resistencia a picaduras (ERP) es una “regla de dedo” sobre la resistencia a picadura de un metal. El ERP debe ser definido como

$$ERP = \%Cr + 3x\%Mo + \%N$$

Ecuación [2. 1]

2.3.2.1.1.4 PREDICCIÓN / MEDICIÓN

La corrosión por picaduras es evaluada por medición de la profundidad de las mismas por debajo de la superficie circundante. Esto puede hacerse mediante el uso de métodos e instrumentos tales como:

- Microscopía
- Medidores de aguja
- Corte de sección metalográfica
- Por rebajado mecánico

En la medición de picaduras con un microscopio calibrado, el equipo es puesto en foco sobre la superficie que rodea la picadura, y después el fondo de la misma. La diferencia de distancia focal leída con una rejilla graduada en el microscopio representa la profundidad de picadura.

Cuando se usa un medidor de aguja, el instrumento es calibrado a cero sobre una superficie plana, insertando después la aguja en la picadura, y su profundidad es leída directamente en la carátula del medidor. Es importante que la aguja alcance la parte más profunda de la picadura, y esto puede ser un problema con picaduras estrechas muy profundas. Mediciones de picaduras mediante preparación metalográfica requiere de seccionar la muestra donde están las picaduras. Es con frecuencia difícil que la sección de corte esta en el punto más profundo de la picadura.

Otro método es rebajar la muestra desde la superficie hasta donde ya no sea evidente la presencia de picaduras. Este método es el más exacto, porque aún en seccionamiento metalográfico, es difícil encontrar el sitio de la penetración más profunda. Una variación del método de rebajado que puede ser usado para medir la profundidad máxima de picadura en el exterior de un ducto o tubería, es colocar un tramo de muestra en un torno y maquinarla hasta que la corrosión no sea evidente.

2.3.2.1.1.5 CONTROL DE CORROSIÓN POR PICADURAS

La corrosión por picaduras puede ser controlada de varias formas incluyendo:

- Selección de materiales
- Modificaciones al medio ambiente
- Recubrimientos protectores
- Técnicas electroquímicas
- Diseño

Selección de Materiales

Este medio de control es de aplicación general. En una base parcial, el uso de un material más resistente a picaduras, es también empleado (ej: el uso de capas sobrepuestas de soldadura para mejorar la resistencia en caras de bridas).

Modificación del Medio

La propensidad de un medio a inducir picaduras algunas veces puede ser modificada por deareación, la eliminación de ciertas especies, inhibición etc. El mantener las superficies limpias puede ayudar a controlar la aparición de picaduras.

Recubrimientos Protectores

Los recubrimientos pueden ser usados efectivamente en situaciones específicas, tal como en sujetadores roscados. En superficies más expuestas de lo normal, existe siempre la posibilidad de un ataque concentrándose en imperfecciones del recubrimiento, a menos que el recubrimiento sea una película metálica de sacrificio al sustrato.

Técnicas Electroquímicas

La protección catódica ha sido usada efectivamente para controlar picaduras en superficies. La protección anódica es generalmente no recomendada donde ataque por picaduras puede ocurrir.

Diseño

Aumentar la sección transversal o tolerancias de corrosión no son una medida práctica en contra de ataque por picaduras o corrosión severa localizada.

2.3.2.1.2 CORROSIÓN POR HENDIDURAS

La corrosión por hendiduras es una forma de ataque localizado en el cual el sitio de ataque es un área donde el acceso libre al medio ambiente circundante es restringido. Ya que la corrosión por hendidura es causada por diferencias en la concentración de materiales dentro y fuera de la hendidura, este tipo de corrosión es también llamada corrosión por celdas de concentración. Esta forma de ataque localizado puede ocurrir en hendiduras donde los materiales se unen de tal forma que el medio ambiente (electrolito) puede entrar en la junta pero el flujo de material hacia adentro y afuera de la misma es restringido. Estas hendiduras pueden ser de una junta metal-metal o metal-no metal. Las hendiduras también pueden ser formadas bajo depósitos de desechos o productos de corrosión.

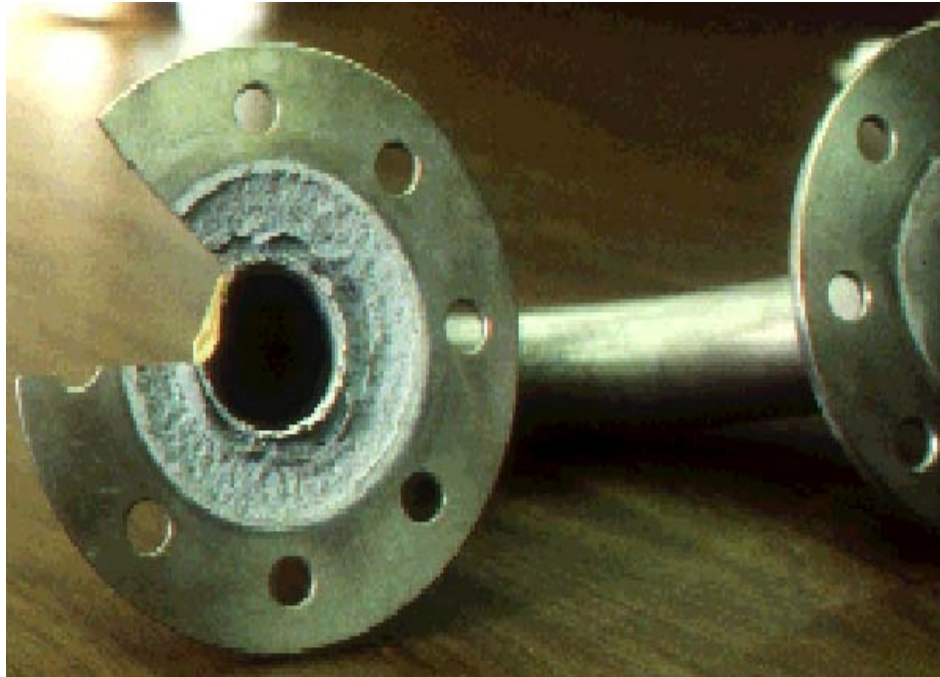


Figura 6. Corrosión por Hendidura

Fuente: (ARCH, 2010)

2.3.2.1.2.1 MECANISMO

Existen dos mecanismos básicos de corrosión por hendiduras:

- Celdas de concentración de oxígeno
- Celdas de corrosión por concentración de iones.

Un diagrama esquemático de una hendidura es mostrado abajo:

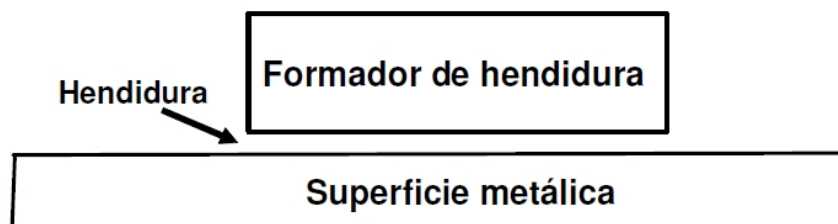


Figura 7. Corrosión por Hendidura

Fuente: (NACE, 2008)

En corrosión por hendiduras debida a celdas de concentración de oxígeno, la diferencia en concentración de oxígeno entre áreas interiores y exteriores

de la hendidura causa una diferencia de potencial entre esas áreas. La concentración de oxígeno afecta ante todo la actividad de las reacciones catódicas involucradas en la corrosión. Donde la actividad catódica es alta, el área actuará como un cátodo con respecto a áreas donde la actividad catódica es baja.

Un área con una reacción catódica más activa tenderá a actuar como un cátodo respecto a un área con una reacción catódica menos activa. El área dentro de una hendidura será afectada por una rápida reducción de oxígeno a causa de las reacciones de corrosión y otras reacciones que consumen oxígeno. Entonces, el área dentro de una hendidura será anódica con respecto al área exterior, donde el alto contenido de oxígeno impulsa la reacción catódica.

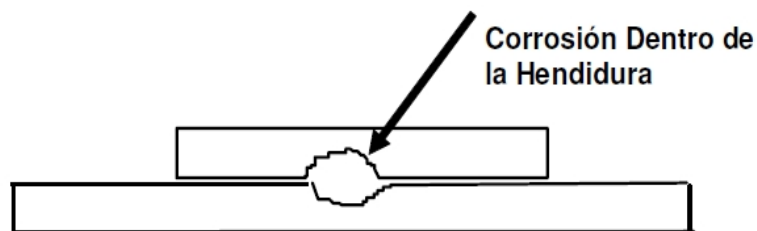


Figura 8. Celda de Corrosión por concentración de Oxígeno

Fuente: (NACE, 2008)

Así como en picaduras, la fuerza impulsora inicial de una celda de concentración de oxígeno causa el inicio del proceso de corrosión, pero ésta puede ser más acelerada por la acumulación de sales ácidas hidrolizadas dentro de la hendidura. En una celda de concentración de iones metálicos, la diferencia de potencial entre el interior y exterior de la hendidura es causada por una diferencia en la concentración de iones metálicos.

2.3.2.1.2.2 TIPOS

La corrosión por hendiduras puede ocurrir bajo muchas circunstancias tales como:

- En hendiduras metal – metal, como en sujetadores roscados, coples o juntas.
- En hendiduras metal- no metal bajo empaques o aislamientos húmedos (esta es llamada algunas veces ataque “por emplaste”)
- Bajo depósitos de desechos de productos de corrosión

Las celdas de corrosión por concentración de oxígeno o iones metálicos pueden ocurrir en hendiduras metal-metal o metal–no metal.

En el caso de corrosión bajo desechos o productos de corrosión, el depósito puede ser inerte (ejemplo: arena) o electroquímicamente activo (ejemplo: material carbonoso o magnetita). En el caso de desechos electroquímicamente activos, el ataque por hendidura es más acelerado por la diferencia de potencial entre el depósito y el metal abajo.

2.3.2.1.2.3 CONTROL DE CORROSIÓN POR HENDIDURAS

El control de la corrosión por hendiduras es complicado por la dificultad de alcanzar efectivamente el medio ambiente en el interior de la hendidura. Las opciones principales para controlar la corrosión por hendiduras son:

- Selección de materiales
- Diseño
- Protección catódica

La selección de materiales es un camino obvio para controlar la corrosión por hendiduras: simplemente usar materiales menos susceptibles a este problema. Sin embargo, este medio de control se convierte a menudo en difícil porque es casi imposible predecir la severidad de las hendiduras que en realidad serán creadas en el ambiente de servicio. Para determinar que aleaciones son resistentes, se requiere de algún tipo de prueba. Para que sean válidas, las pruebas deben reproducir el ambiente de servicio real, incluyendo la profundidad y estrechez de la hendidura. El diseño es usado

para controlar la corrosión por hendiduras, primariamente por eliminación de las mismas.

La protección catódica es sorpresivamente efectiva en controlar la corrosión por hendiduras. Aunque el mecanismo por el cual la protección catódica controla la corrosión por hendiduras no es bien entendido, diversos factores son usualmente considerados importantes. La protección catódica hace más negativo el potencial en el exterior de la hendidura; entonces, la diferencia de potencial entre el interior y el exterior de la hendidura se reduce.

2.3.2.1.3 CORROSIÓN FILIFORME

La corrosión filiforme es una forma especial de una celda de corrosión por oxígeno ocurriendo por debajo de un recubrimiento orgánico o metálico sobre un material. El ataque resulta en una fina red de “hilos” aleatorios de productos de corrosión desarrollados por abajo del recubrimiento.

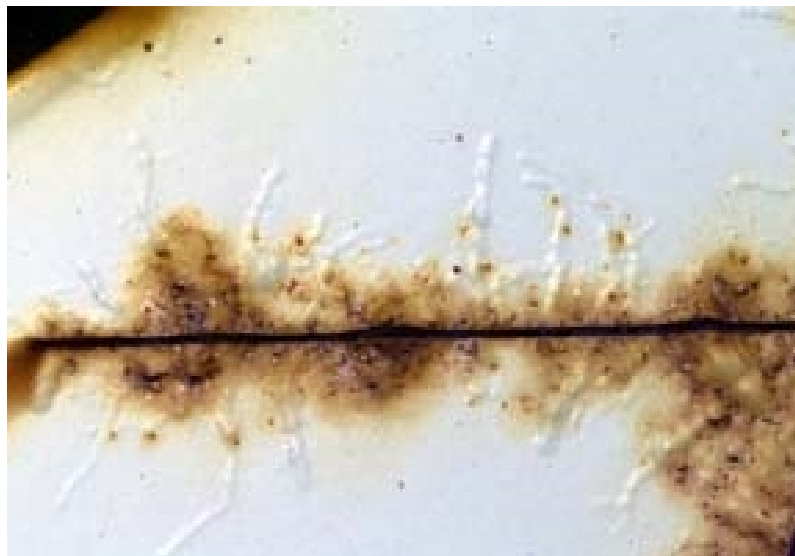


Figura 9. Corrosión Filiforme

Fuente:(ARCH, 2010)

2.3.2.1.3.1 MECANISMO

El mecanismo de la corrosión filiforme es similar al de corrosión por hendiduras en que es impulsado por la diferencia de potencial entre el frente

de avance de ataque y el área detrás del frente de ataque. En la corrosión filiforme, la cabeza del filamento de avance (aprox. 0.1 mm de ancho) es anódica, con un bajo pH y falta de oxígeno, comparado con el área catódica inmediatamente atrás de la cabeza, donde hay oxígeno disponible por medio de una película semipermeable. La corrosión procede como el cátodo sigue atrás la cabeza anódica. El agua u oxígeno en el área catódica convierten los productos anódicos en los óxidos usuales del metal. La causa de la corrosión filiforme parece ser asociada con algo de contaminación superficial por partículas sólidas depositadas por la atmósfera o residuos sobre el metal después de procesado. Estas superficies expuestas a atmósferas húmedas sufrirán corrosión filiforme. La corrosión filiforme normalmente no resulta en una significativa corrosión de la superficie metálica. Puede retrasar la adhesión de una película de pintura, resultando en un eventual ataque del metal.

2.3.2.1.3.2 CONTROL DE LA CORROSIÓN FILIFORME

Este tipo de corrosión, particularmente en superficies pintadas, puede ser prevenido mediante una limpieza y preparación apropiada de la superficie metálica, y luego la aplicación del recubrimiento solamente a una superficie completamente limpia y seca.

2.3.3 CORROSIÓN GALVÁNICA

La corrosión galvánica es una forma de corrosión que ocurre debido a las diferencias de potencial entre metales. La corrosión galvánica ocurre mediante la acción de una celda electroquímica.

La corrosión galvánica es definida como corrosión acelerada por las diferencias de potencial entre diferentes metales cuando están en contacto eléctrico y expuesto en un electrolito. Este tipo de corrosión también puede ocurrir entre un metal y un no metal eléctricamente conductivo, tal como el grafito. El carbón en plásticos y elastómeros puede ser también

electroquímicamente activo y puede causar corrosión galvánica. Productos de corrosión tales como la magnetita (Fe_3O_4) y sulfuros pueden ser electroquímicamente activos y son catódicos respecto a la mayoría de los metales.

En corrosión galvánica, la velocidad de ataque de un metal o aleación es usualmente acelerada, mientras la velocidad de corrosión del otro material usualmente decrece. La corrosión galvánica puede ser reconocida por un incremento en la corrosión del material anódico, o un decremento de corrosión del material catódico.



Figura 10. Corrosión Galvánica

Fuente:(ARCH, 2010)

2.3.3.1 MECANISMO

Proceso Electroquímico

El mecanismo de la corrosión galvánica es la clásica celda electroquímica. Como se discutió previamente, una celda electroquímica requiere la presencia de cuatro factores:

El **ánodo**: es el lugar donde el metal se pierde y se producen los electrones.
El **cátodo**: lugar donde los electrones producidos en el ánodo se consumen.
La **ruta metálica**: la cual conduce electrones desde los sitios anódicos hacia los sitios catódicos.

El **electrolito**: el cual provee los reactantes para las reacciones catódicas y permite el flujo de iones.

Para que la corrosión galvánica ocurra, todos estos componentes deben estar presentes y activos.

En la corrosión galvánica, los electrones fluyen mediante una ruta metálica desde sitios donde las reacciones anódicas están ocurriendo a sitios donde ellos permiten que las reacciones catódicas ocurran. La corriente eléctrica fluye por medio del electrolito para balancear el flujo de electrones en la ruta metálica.

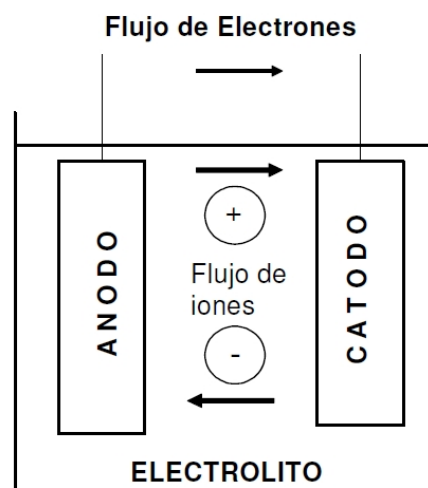


Figura 11. Corrosión Galvánica

Fuente:(NACE, 2008)

La corrosión galvánica es impulsada por las diferencias de potencial entre metales o no metales eléctricamente conductivos cuando están expuestos en un electrolito. Los no metales incluyen materiales eléctricamente conductivos tales como el grafito.

2.3.3.2 VELOCIDADES DE CORROSIÓN GALVÁNICA

La cantidad de corrosión acelerada resultante de un par galvánico es afectada por los siguientes factores:

- La diferencia de potencial entre metales o aleaciones
- La naturaleza específica del medio ambiente
- El comportamiento de polarización de los materiales acoplados
- Efectos espaciales, tales como área, distancia, y geometría de la celda
- Resistividad del electrolito

Diferencia de Potencial

La diferencia de potencial entre materiales causa un flujo de corriente cuando materiales disímiles son acoplados en un electrolito adecuado. La dirección del flujo de corriente depende cual metal es más activo. El metal más activo se vuelve el ánodo, mientras que el metal menos activo se vuelve el cátodo. La magnitud de la fuerza impulsora para el ataque galvánico en este par es la diferencia de potencial entre esos electrodos. Para determinar los efectos entre materiales específicos en un ambiente específico, es necesario conocer la serie galvánica para estos materiales en el medio ambiente de interés.

Naturaleza del Medio Ambiente

La corrosión galvánica puede ocurrir bajo condiciones de inmersión o atmosféricas. Bajo condiciones de inmersión, los efectos galvánicos cubren esencialmente la superficie expuesta del ánodo y del cátodo. Debido a efectos de la resistencia del electrolito, los efectos galvánicos son usualmente concentrados donde el ánodo y el cátodo están lo más cercano entre ellos. En exposición atmosférica, los efectos de resistencia en el electrolito limitan el rango de efectos galvánicos al área donde los dos

electrodos están en contacto (cuando esta área es llenada con el electrolito) y por un distancia muy corta alrededor del área de contacto.

2.3.3.3 PREDICCIÓN DEL ATAQUE GALVÁNICO

Mientras que es considerablemente fácil predecir la probabilidad de un ataque galvánico e identificar que material es probable que sufra un creciente ataque como un ánodo, una predicción exacta de cambios en velocidades de corrosión es difícil.

Es posible predecir velocidades de corrosión galvánica midiendo el flujo de corriente en un par modelo que reproduzca las áreas relativas y otros factores importantes en la aplicación propuesta. Es importante recordar que las velocidades pueden cambiar con el tiempo, y así un flujo de corriente de largo tiempo debe ser evaluado para hacer una buena predicción del comportamiento de servicio actual. Al realizar estas pruebas, un amperímetro especial de resistencia “efectiva de cero” es usado para medir el flujo de corriente entre el ánodo y el cátodo en el circuito externo. Es importante que un amperímetro de resistencia cero sea empleado, ya que aún una pequeña resistencia insertada en el circuito puede reducir significativamente el flujo de corriente.

Mediciones de las características de polarización de los materiales candidatos en el ambiente de servicio pueden también ser usadas para predecir velocidades de corrosión galvánicas. Las curvas de polarización son graficadas en diagramas de Evans que predicen el flujo de corriente total, y la densidad de corriente en el ánodo puede ser calculada.

2.3.3.4 CONTROL ATAQUE GALVÁNICO

La corrosión galvánica puede ser controlada de diferentes formas incluyendo:

Diseño

Relaciones de áreas desfavorables deben ser evitadas. Usar una combinación de metal en la cual la superficie del metal o aleación más activo sea relativamente mayor. Remaches, tornillos y otros sujetadores deben ser de un material más noble que el material a ser sujetado. Evitar hendiduras de metales disímiles como las que ocurren en conexiones roscadas. Las hendiduras deben ser selladas, preferiblemente por soldadura (normal o brazing), aunque el uso de masillas o mastiques son algunas veces efectivos. Dar una tolerancia a corrosión apropiada del miembro más activo.

Selección de Materiales

Combinaciones de metales muy separados en la serie galvánica relevantes deben ser evitadas a menos que el material más noble sea fácilmente polarizado. Los recubrimientos metálicos pueden ser usados para reducir la separación en la serie galvánica.

Aislamiento Eléctrico

La unión entre metales disímiles puede ser aislada para romper la continuidad eléctrica. El uso de insertos no metálicos, rondanas, accesorios y recubrimientos en la unión de esos materiales proveerá suficiente resistencia eléctrica para eliminar la corrosión galvánica. Cuando el aislamiento eléctrico es usado para controlar la corrosión galvánica, es importante verificar que el aislamiento ha sido realmente conseguido. En exposición atmosférica, esto puede ser verificado usando simplemente un medidor de resistencia.

Recubrimientos de Barrera

Los recubrimientos de barrera de naturaleza metálica han sido discutidos anteriormente. Recubrimientos de barrera inertes, orgánicos o vítreos, pueden efectivamente aislar los metales del medio ambiente. Note que es potencialmente dañino recubrir solo el miembro anódico del par. Esto reduce su área y un ataque severo muy acelerado puede ocurrir en defectos "holidays", o poros en el recubrimiento protector. Cuando se usen

recubrimientos de barrera para controlar la corrosión galvánica siempre recubrir el cátodo. Una protección adicional puede ser lograda por recubrimiento del ánodo.

Protección Catódica

Metales tales como el magnesio y el zinc, pueden ser introducidos en el montaje galvánico. Los miembros más activos se corroerán, dando protección catódica a los otros metales aún cuando estos estén eléctricamente acoplados. Sistemas de corriente impresa dan el mismo efecto.

Modificación del Medio Ambiente

En casos particulares, es posible reducir grandemente el ataque galvánico entre metales o aleaciones muy disímiles. El uso de inhibidores de corrosión es efectivo en algunas ocasiones.

2.3.4 AGRIETAMIENTO POR EL MEDIO

El agrietamiento por el medio es una fractura de tipo frágil de un material dúctil, resultante de la acción de la corrosión y esfuerzos de tensión.

El agrietamiento por el medio es una importante forma de corrosión. A diferencia de otras formas de corrosión, donde esta ocurre durante largos periodos de tiempo, y fallas tales como fugas y colapso estructural pueden ser prevenidas mediante inspección, el agrietamiento asistido por el medio puede ocurrir muy rápidamente y resultar en una falla antes que una inspección pueda identificar el daño.

2.3.4.1 MECANISMO

La acción combinada de un esfuerzo de tensión y una reacción de corrosión es la principal característica del fenómeno de agrietamiento asistido por el medio. En ausencia de cualquiera de estos dos factores, el agrietamiento no

ocurrirá. Las fallas resultantes de esta forma localizada de corrosión pueden ser poco anticipadas y catastróficas porque ocurren en metales seleccionados por su resistencia general a la corrosión.

2.3.4.2 RECONOCIMIENTO DEL AGRIETAMIENTO

En el agrietamiento asistido por el medio, grietas muy ajustadas están en ángulo recto con la dirección del esfuerzo máximo de tensión. Una sola grieta o grietas múltiples pueden ocurrir. Un grupo de grietas múltiples sobre la superficie del metal es comúnmente observado. Productos de corrosión pueden ser encontrados dentro de las grietas, pero la superficie del metal está normalmente limpia, sin evidencia de corrosión, excepto por una fina red de grietas. Las grietas inducidas por el medio aparte de las producidas por corrosión fatiga son a menudo ramificadas. Pueden ser de tipo intergranular y propagarse a lo largo de los límites de grano, o de tipo transgranular y propagarse a través de los granos.

2.3.4.3 CONTROL DE FACTORES DEL AGRIETAMIENTO

Muchos factores controlan si un material será susceptible a agrietamiento por el medio en una situación dada. Estos factores incluyen:

- Esfuerzos de tensión
- Composición de la aleación y estructura
- Ambiente corrosivo
- Potencial de corrosión
- Temperatura

2.3.4.4 TIPOS DE AGRIETAMIENTO

Existen los siguientes tipos de agrietamiento asistido por el medio:

Corrosión Asistida por Esfuerzo (SCC)

La corrosión asistida por esfuerzo es un modo de falla frágil ocurriendo en un material dúctil, resultante de la acción combinada de un esfuerzo de tensión y un medio corrosivo específico.

Agrietamiento Inducido por Hidrógeno (HIC)

El agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) resulta de la acción combinada de un esfuerzo de tensión y el hidrógeno en el metal. El hidrógeno atómico producido en la superficie del metal por una reacción de corrosión (hidrógeno nascente) puede ser absorbido en el metal y promover agrietamiento por el medio.

Fragilización por Metal Líquido (LME)

La fragilización por metal líquido es definida como el decremento de resistencia o ductilidad de un metal o aleación como resultado del contacto con un metal líquido. Un material normalmente dúctil que está sometido a un esfuerzo de tensión y está en contacto con un metal líquido puede presentar una fractura frágil a bajos niveles de esfuerzo.

Corrosión Fatiga (CF)

La corrosión fatiga se caracteriza por la falla prematura de una parte expuesta a cargas cíclicas. Esta falla puede ocurrir en un ambiente de corrosión a niveles bajos de esfuerzo, o a un menor número de ciclos comparado con lo que duraría en un ambiente inerte.

2.3.5 CORROSIÓN INTERGRANULAR

La corrosión intergranular es el ataque preferencial en, o adyacente a, las fronteras de grano de un metal. La corrosión que ocurre preferencialmente en, o adyacente a los límites de grano, resulta en un gran efecto comparado con la cantidad actual de metal removido en los límites de grano. En algunos casos, granos individuales se pierden en el metal base. En otros casos, la

pérdida localizada de material del límite de grano resulta en un ataque localizado de apariencia similar al agrietamiento.

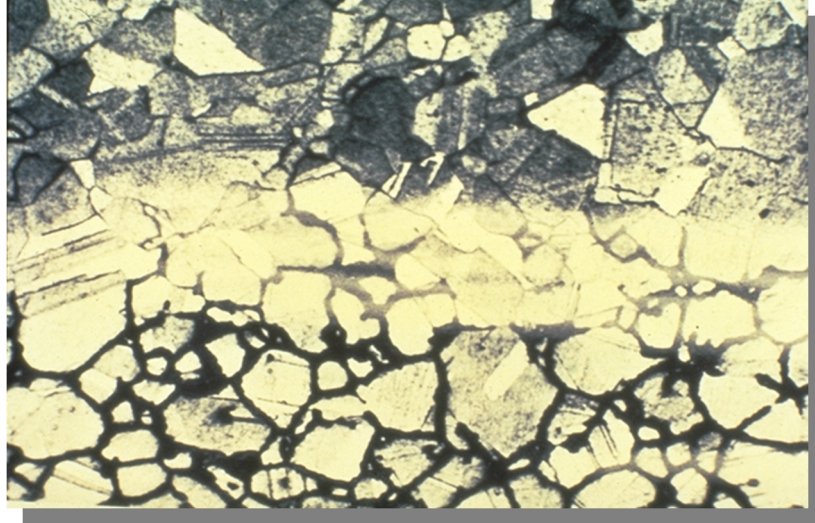


Figura 12. Corrosión Intergranular

Fuente:(ARCH, 2010)

2.3.5.1 MECANISMO

La corrosión intergranular ocurre cuando los límites de grano, o las áreas directamente adyacentes a las fronteras de grano, son anódicas respecto a los granos circundantes. Las fronteras de grano pueden ser anódicas hacia el material circundante por medio de muchos mecanismos. Pueden ser anódicas debido a diferencias en los niveles de impurezas entre los granos y los límites de grano.

2.3.5.2 CONTROL DE CORROSIÓN INTERGRANULAR

Diseño y Fabricación

Si el material no es resistente a los efectos de la soldadura en corrosión intergranular, la soldadura puede ser eliminada si se usa alguna otra técnica de unión. En algunos casos, las uniones o juntas pueden ser eliminadas

desde la fase de diseño. Otros procesos de fabricación requieren que el calentamiento del metal sea controlado apropiadamente.

Modificación del Medio Ambiente

En algunos casos, el medio puede ser modificado de manera que los límites de grano afectados no sean anódicos con respecto al material adyacente. Esto puede llevarse a cabo mediante adición de inhibidores, o mediante la remoción de iones agresivos (tales como cloruros) donde son usadas aleaciones de aluminio.

Uso de Procedimientos Adecuados de Soldadura

Procedimientos adecuados de soldadura pueden minimizar o eliminar los efectos que conducen a corrosión intergranular en los límites de grano. Procedimientos de soldadura que minimicen la corrosión intergranular, una vez desarrollados, deben ser seguidos cuidadosamente para obtener los efectos deseados.

2.3.6 CORROSIÓN POR ROZAMIENTO

La corrosión por rozamiento es definida como el deterioro de un metal causado por deslizamiento repetitivo de la interfase entre dos superficies en contacto. El rozamiento involucra usualmente el movimiento relativo de dos superficies las cuales no fueron ideadas para que se movieran de tal forma.

La corrosión por rozamiento ocurre en la interfase entre dos superficies las cuales pueden moverse una con respecto a la otra.

Las superficies afectadas por corrosión por rozamiento están a menudo libres de productos de corrosión y muestran una apariencia lisa por frotamiento.



Figura 13. Corrosión por Rozamiento

Fuente:(ARCH, 2010)

2.3.6.1 MECANISMO

La corrosión por rozamiento ocurre cuando el movimiento entre dos superficies remueve películas protectoras, o, combinada con la acción abrasiva de productos de corrosión, remueve mecánicamente material de las superficies en movimiento relativo.

Para que este fenómeno ocurra, la interfase debe estar bajo carga y el movimiento (usualmente de baja amplitud) deber ser suficiente para que las superficies choquen o se froten juntas.

Los resultados del rozamiento incluyen:

- Pérdida de material en el área de contacto
- Producción de óxido y desechos de metal
- Pérdida de tolerancias dimensionales
- Pérdida o aflojamiento de tornillos o remaches
- Destrucción de superficies de rodamientos o chumaceras

El proceso de desgaste durante rozamiento no es bien entendido. Se sabe que el material producido o de arrastre puede ser un óxido si las condiciones

de oxidación existen, o partículas de metal muy finas si el medio corrosivo no invade la región de contacto.

2.3.6.2 CONTROL

Uso de Lubricantes

Materiales lubricantes, tales como el sulfuro de molibdeno en las superficies de contacto, pueden ser empleados para controlar la corrosión por rozamiento. El uso de materiales de baja fricción tal como fluorocarbonos como una de las superficies de contacto del sistema o como lubricante, también puede ser efectivo en el control de corrosión por rozamiento.

2.3.7 CORROSIÓN BACTERIOLÓGICA

“Las bacterias son criaturas extraordinariamente complejas y fascinantes, pueden vivir en temperaturas tan altas como el punto de ebullición o tan bajas como la de congelamiento del agua, comen de todo desde azúcares, almidones, azufre, hierro, hasta la luz del sol, pueden adaptarse a muchos ambientes dependiendo de condiciones tales como temperatura, PH, oxígeno, alimento”, de acuerdo a la tesis, Carlos Vinueza (2007): Estudio de análisis para control de corrosión en el Oleoducto Secundario Villano-Baeza.

Se destaca que los organismos viven en los suelos pantanosos donde hay gran cantidad de materia descompuesta, siendo la descomposición el resultado de la actividad bacteriana la que ataca la tubería o su revestimiento. Como es de conocimiento todos los organismos vivos, las bacterias necesitan oxígeno para vivir. En suelos que no tengan mucho oxígeno libre tienen la habilidad de obtener oxígeno de los compuestos químicos que están en el suelo, tales como el sulfato, los subproductos que en este proceso se forman son extremadamente corrosivos para la tubería. Las bacterias también pueden destruir la película de polarización de hidrógeno que se ha formado en las áreas catódicas durante el proceso de protección

catódica. Por lo tanto, si una tubería atraviesa pantanos o pasa cerca de tanques sépticos lo más probable es que se presenten problemas por corrosión bacteriana.

2.4 CAUSAS PRINCIPALES DE LA CORROSIÓN

Siendo evidentemente la corrosión un proceso electroquímico, obviamente la presencia de agua es una de las condiciones básicas para que exista un proceso de corrosión y principalmente la composición química de ésta, y más aún, la presencia de gases disueltos que se encuentran en ella, tales como el Oxígeno, Dióxido de carbono y Sulfuro de Hidrógeno. Además se recalca que el petróleo se produce siempre con agua. En consecuencia medida que los campos pasan a ser maduros, la producción de agua con diferentes características es cada vez mayor, y entonces la presencia de agua se manifiesta en el mismo pozo y durante todo el proceso de separación del petróleo en las facilidades de producción.

2.4.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL AGUA

Cuando se considera las características del agua y cómo afectan el proceso de corrosión existe dos factores importantes: la primera es la conductividad, o capacidad del agua para transportar la electricidad y que depende de la concentración de sales disueltas en ella. “A mayor cantidad de sales disueltas, mayor capacidad para transportar rápidamente la corriente” de acuerdo a la tesis Karina Parra (2013): Análisis técnico para determinar los métodos de control de corrosión en los tanques de almacenamiento de crudo del campo Edén-Yuturi.

El otro factor importante es la concentración de gases disueltos o agentes oxidantes, los cuales son la causa principal de corrosión en un sistema. En los campos petroleros, los principales agentes son el oxígeno y gases que generan acidez: Dióxido de carbono (CO_2) que genera ácido carbónico

(H_2CO_3) y ácido sulfhídrico (H_2S), que se disuelve y disocia en el agua. Ambos tienen la facultad de atacar directamente al acero para formar carbonato de hierro y sulfuro de hierro. Además es importante destacar que para que exista un proceso de corrosión, ambos factores deben estar involucrados. Entonces por ejemplo aguas con alta concentración de sales disueltas (alta conductividad), pero si no hay presencia de agentes oxidantes, no tendremos corrosión en el sistema. La situación inversa: agua no conductora (0 de conductividad), el caso del agua pura por ejemplo, con presencia de agentes oxidantes causará corrosión por acción directa de agente oxidante.

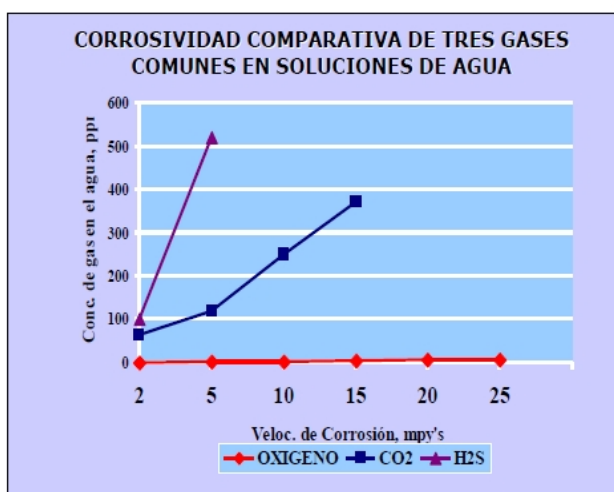


Figura 14. Comparación de gases comunes en soluciones de agua.

Fuente:(Ramos F, 2010)

2.4.2 CONCENTRACIÓN DE SALES DISUELTAS EN EL AGUA

Se considera la influencia directa en la concentración de gases oxidantes, especialmente el H_2S y CO_2 puede medirse por determinación del pH del agua, el cual se describe en los análisis básicos del agua.

Es de importancia operativa y económica de los problemas de corrosión, para realizar un estudio de prevención efectivo, es necesario cuantificar la presencia de éstos gases y conocer bien sus mecanismos de acción.

2.4.3 OXÍGENO DISUELTO

Se destaca que es el agente oxidante más agresivo, ya que puede causar gran corrosión a concentraciones muy bajas: < 1.0 ppm. Si cualquiera ó ambos de los otros dos agentes CO₂ y H₂S están presentes, el oxígeno aumentará su grado de agresividad. El oxígeno acelera la corrosión en toda circunstancia debido a su alto poder oxidante (gran potencial electroquímico) y capacidad para combinarse fácilmente con los electrones liberados en el cátodo. El grado de corrosión dependerá sólo de la velocidad de difusión del oxígeno hacía el cátodo.

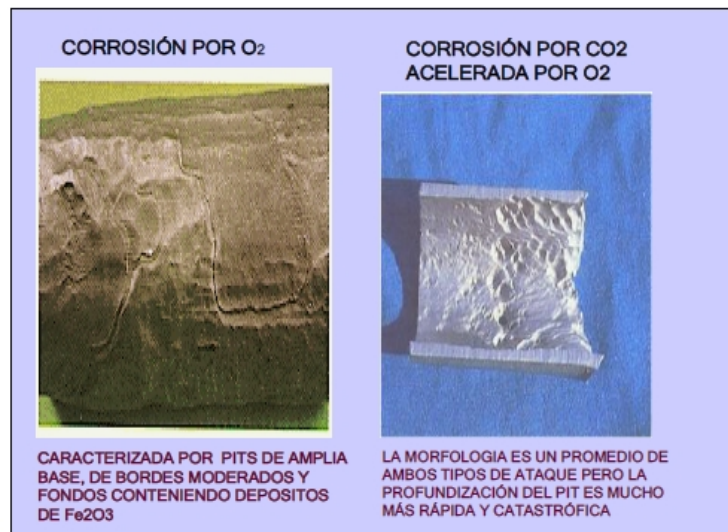


Figura 15. Efecto en los metales por la presencia de Oxígeno.

Fuente:(Ramos F, 2010)

2.4.4 DIÓXIDO DE CARBÓN DISUELTO

El dióxido de carbón, es probablemente el agente oxidante más común en la producción petrolera y se encuentra presente en casi todas las áreas conocidas por que es parte del proceso de formación del petróleo en los reservorios.

El Dióxido de Carbón se disuelve en el agua para formar el ácido carbónico, que reduce el pH del agua y aumenta la corrosión por ataque directo a las

superficies metálicas de los equipos, además es necesario conocer que es de un tipo de corrosión tipo picadura y se conoce como corrosión dulce.



Figura 16. Corrosión por CO₂.

Fuente:(Ramos F, 2010)

2.4.5 ÁCIDO SULFÚDRICO DISUELTO

El ácido sulfúdrico (H₂S), es un gas que se encuentra en áreas determinadas, pero en mayor ó menor concentración. “El H₂S se disuelve fácilmente en el agua, en condiciones normales y actúa como un ácido débil” de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008. Así mismo la corrosión causada por el ácido sulfúdrico H₂S es del tipo de picadura (altamente localizada) y se conoce generalmente como corrosión agria la concentración del H₂S en el gas es mayor de 10 ppm. Cuando es menor de 5 ppm se denomina dulce.

Entonces en un sistema existen los dos gases: H₂S y CO₂, la corrosión es más intensa y si se suma a esto la presencia de oxígeno, la velocidad de corrosión aumenta a niveles dramáticos. El H₂S también puede generarse por actividad microbiológica, específicamente por una bacteria denominada sulfato-reductora y que actúa convirtiendo el ion sulfato (SO₄), presente en aguas producidas, en ácido sulfúdrico.

2.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE CORROSIÓN

2.5.1 TEMPERATURA

Existe una regla general estable que, las reacciones químicas incrementan su velocidad cuando la temperatura es mayor. Lo mismo es aplicable a la corrosión en sistemas cerrados, como los sistemas de producción. Se ha establecido una regla práctica indicando que cada 10 °C de aumento de la temperatura, la velocidad de corrosión se incrementa el doble.

2.5.2 PRESIÓN

“La presión influye también en la intensidad de la corrosión. A mayor presión, mayor cantidad de gases (CO₂, H₂S, O₂) disueltos presentes y por lo tanto mayor velocidad de corrosión”, de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008.

2.5.3 VELOCIDAD

Es importante conocer que la velocidad es un parámetro de importancia en los niveles de corrosión en un sistema. Ya que por ejemplo a mayores velocidades, mayor velocidad de corrosión. Uno de los efectos más comunes es que a mayor velocidad de flujo se tiende a perder o arrastrar la película de inhibidor formada en la superficie metálica. Si el fluido además arrastra sólidos en suspensión o burbujas de gas o aire, el efecto es mayor por la fricción ejercida por las partículas sólidas contra la superficie metálica (corrosión por erosión) y golpe de las burbujas contra la superficie metálica (corrosión por cavitación), respectivamente.

Existen casos cuando la velocidad es baja, la velocidad de corrosión disminuye, pero aumenta la tendencia a una forma de corrosión conocida por picadura. Sucede que a velocidades bajas de flujo, y generalmente en sistemas que tienen alta concentración biológica, se forman películas de

materia orgánica y debajo de ellas se asientan colonias bacterianas que generan ácidos, los cuales causa corrosión localizada.

Además se debe destacar que existen, factores que influyen en la velocidad de corrosión de un metal entre los cuales se puede mencionar:

- Humedad del suelo.
- Contenido salino.
- Gases presentes en el medio.
- Composición del metal.
- Tensiones mecánicas ha las que esté sometido el objeto.

2.5.4pH

“Los electrolitos presentan una característica muy importante que es el pH, que es el factor externo del que depende la velocidad de la reacción, mediante su naturaleza química” de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008. Además el CO₂ disuelto en el agua, se ioniza formando ácido carbónico, el agua disminuye el pH, haciéndola ácida, de tal manera que esta agua ácida es la causante de la corrosión. Y de la misma manera se manifiesta H₂S, ocasionando corrosión ácida.

2.5.5 HUMEDAD

Se debe recordar que el agua a baja temperaturas corroe a las superficies metálicas, modificando el medio electrolito y facilitando la formación de celdas de corrosión. Las sustancias disueltas en agua pura causan una corrosión suave en el hierro. Por el contrario el agua que es usada en la industria petrolera depende del tipo de sustancia disuelta en ella para determinar si puede corroer o no, como el caso del cloruro de sodio, el

dióxido de carbono, el ácido sulfúrico y el oxígeno aumentan la corrosión, que puede ser prevenida mediante el uso o aplicación de inhibidores.

2.5.6 ESFUERZOS DE TENSIÓN

En consecuencia la acción conjunta de un esfuerzo de tensión y un medio ambiente corrosivo, dará como resultado en algunos casos, la fractura de una aleación metálica. Las fracturas pueden seguir caminos inter cristalinos o transcristalinos que a menudo presentan una tendencia a la ramificación.

2.6 MONITOREO DE LA CORROSIÓN

“La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas” de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008.

Existen técnicas de medición de corrosión como las que se nombra a continuación:

2.6.1 MÉTOSOS DIRECTOS

- Inspección visual
- Inspección ultrasónica
- Calibradores de Perfil para la corrosión
- Tramos cortos de prueba
- Radiografías.

2.6.2 MÉTODOS INDIRECTOS

- Cupones de corrosión

- Probetas de polarización lineal

2.6.2.1 Cupones de Corrosión

Este método se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra (cupón) del mismo material de la estructura supervisada, en el mismo ambiente corrosivo al que la estructura está expuesta. Los cupones de corrosión tienen diferentes presentaciones y van de acuerdo a las necesidades del sistema.



Figura 17. Cupones de Corrosión

Fuente:(Ramos F, 2010)

La medición obtenida de los cupones al analizarse es la pérdida de peso que ocurre en la muestra durante el período de tiempo al que ha sido expuesto, expresada como tasa de corrosión. “Estos cupones se colocan de manera paralela al fluido para controlar el desgaste a través del tiempo, por lo general se colocan primero que los cupones de escala, para evitar la turbulencia que estos provocan y no obtener datos equivocados”, de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008.

Se establece como una buena regla, que en sistemas de agua y petróleo, no debe haber más de 0.5 mpy como promedio (corrosión generalizada), y

menos de 25 mpy (corrosión localizada). Además se puede calcular la velocidad de corrosión con la siguiente fórmula:

$$mpy = \frac{22.3 * w}{ADT}$$

Ec. 1: NACE, 1976

Mpy: milésima de pulgada por año

W: pérdida de peso (mg)

A: área del cupón (pul²)

D: densidad del metal (g/cm³)

T: tiempo de exposición (días)

En un típico programa de monitoreo, los cupones son expuestos entre unos 45 a 90 días antes de ser removidos para análisis del laboratorio. Las pérdidas de peso resultantes de cualquier cupón expuesto por un período de tiempo, será el valor promedio de corrosión que ha ocurrido en ese intervalo temporal. La desventaja, es que si la tasa de corrosión varía durante el período de exposición, es decir, si se incrementa o disminuye por alguna causa, dicho evento no sería evidenciado en el cupón, sin poderse determinar su duración y su magnitud.

MONITOREO DE LA CORROSION

EVALUACION DE CUPONES $MPY = \frac{PERD. PESO(grams) \times 22,270}{AREA (PULG^2) \times DIAS \times d}$

VENTAJAS

- FACIL INSTALACION
- MEDICION DIRECTA
- INSPECCION VISUAL

DESVENTAJAS

- MEDICIONES LOCALES SOLAMENTE
- MEDICION PROMEDIO EN TIEMPO
- NO PERMITE EVALUACION DE CAMBIOS EN EL TRATAMIENTO

Imagen de un cupón de corrosión: un rectángulo amarillo con un círculo negro en la parte superior.

Figura 18. Evaluación de Cupones

Fuente:(Ramos F, 2010)

“Las unidades de penetración por unidad de tiempo son deseables desde el punto de vista de ingeniería, pero la pérdida de peso por unidad de área por unidad de tiempo, frecuentemente se expresa en miligramos por decímetro cuadrado por día (mdd) y algunas veces son usadas en la investigación, los mm de penetración por año. Para efectuar la conversión de milésimas de penetración por año se usa el factor de conversión $1\text{ mpy} = 1.44$ (mdd)/Gravedad específica” de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008.

2.6.2.1 Probetas de Polarización Lineal

La técnica LPR está basada en una teoría electroquímica compleja. Para su aplicación en mediciones industriales, ha sido simplificada a un concepto básico. “En términos fundamentales, un pequeño voltaje (o potencial de polarización) es aplicado a un electrodo en solución.

La corriente necesitada para mantener una tensión (típicamente 10mV) es directamente proporcional a la corrosión en la superficie del electrodo sumergido en la solución” de acuerdo al Curso de Control de Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo, F. Ramos, 2008. Por medio de la medición de la corriente, la tasa de corrosión puede ser deducida.

La desventaja de la técnica LPR, es que esta sólo puede ser ejecutada exitosamente en medios acuosos electrolíticos. Las probetas LPR no funcionan en gases o emulsiones de agua-crudo, en donde los electrodos puedan asentarse depósitos o impurezas que les impidan actuar debidamente.

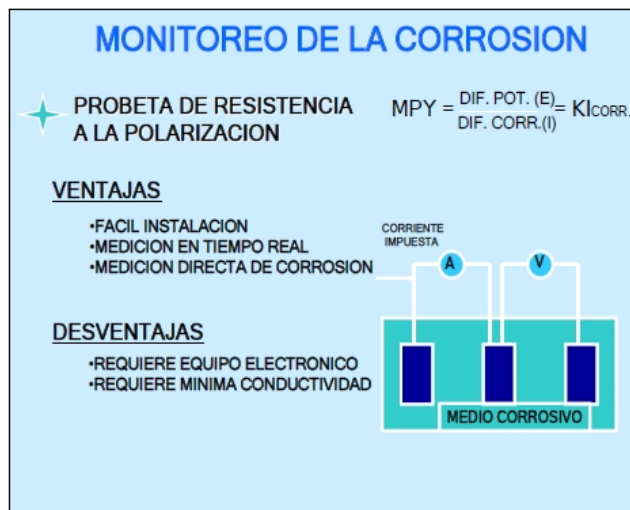


Figura 19. Probeta de resistencia a la Polarización

Fuente:(Ramos F, 2010)

2.7 SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUATORIANO

2.7.1 INTRODUCCIÓN

El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) constituye una de las obras más importantes para el Ecuador. Tiene una Capacidad de Transporte de 360.000 BPPD para crudo de 23,7 °API y 390.000 BPPD utilizando químico reductor de fricción; con una longitud de 497,7 Km; cuenta con una Potencia Instalada de 101.150 HP en sus seis estaciones de bombeo.

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, constituye la línea de transporte de 503 kilómetros de extensión; la tubería tiene un diámetro de 26 pulgadas en 429.4 kilómetros (desde Lago Agrio hasta San Juan y desde Santo Domingo hasta Balao) y en un tramo de 68.2 kilómetros (desde la Estación San Juan hasta Santo Domingo) tiene una tubería de 20 pulgadas. Atraviesa tres regiones naturales del país Amazonía, Sierra y Costa. El ducto de acero cruza la cordillera de los Andes y llega hasta una altura máxima de 4.064 metros, cerca de La Virgen en Papallacta.



Figura 20. Oleoducto Transecuatorio

Fuente:(EP Petroecuador, 2009)

2.7.2 ANTECEDENTES

La perforación del pozo Lago Agrio # 1, en la concesión que el Consorcio Texaco-Gulf tenía en la provincia del Napo, en la Amazonía ecuatoriana a finales de 1967, resultó exitosa e inició la era petrolera en el Ecuador. El descubrimiento de las reservas petroleras se logró bajo un esquema legal, instaurado en 1968, mediante el cual se concesionó más de 400.000 hectáreas en la Amazonía a 7 empresas internacionales.

Al mismo tiempo, la presencia de petróleo en territorio ecuatoriano originó una serie de necesidades productivas y de desarrollo para el país, una de ellas fue la construcción de un oleoducto que permitiera el transporte de crudo para desarrollar estos yacimientos petrolíferos y que en el menor tiempo facilite la exportación.

La tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñado originalmente para transportar 400.000 BPPD con un API de 30°, pero la capacidad de transporte instalada fue de 250.000 BPPD y se aplicó una tarifa inicial por transporte de US\$ 0,24/barril.

El 23 de junio de 1972, nació oficialmente la Corporación Ecuatoriana de Petróleos del Ecuador (CEPE), creada durante el gobierno del General Guillermo Rodríguez Lara, entidad que a la postre se hizo cargo de las actividades hidrocarburíferas del Estado. El 26 de junio de 1972, se inauguró el Oleoducto Transecuatoriano con una capacidad de transporte de 250.000 BPPD para un crudo de 30 °API.

La compra de acciones convirtió a CEPE en propietario del 50% de los derechos y acciones del Oleoducto Transecuatoriano, lo que le costó al Estado Ecuatoriano 274'030.000 de dólares, que fueron pagados de contado. El 5 de marzo de 1987 ocurrió un terremoto que destruyó la estación de Bombeo de El Salado y la línea del SOTE en el sector del Reventador, por lo cual se construyó el oleoducto Lago Agrio – San Miguel para poder transportar crudo oriente para las refinerías.

El 26 de septiembre de 1989, en reemplazo de CEPE se creó la nueva Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, constituida por una Matriz, tres filiales permanentes (PETROPRODUCCION, PETROCOMERCIAL y PETROINDUSTRIAL) y tres temporales (PETROTRANSPORTE, PETROAMAZONAS y PETROPENÍNSULA) encargadas de desarrollar las distintas fases de la industria petrolera nacional.

El fin primordial de PETROTRANSPORTE era la operación del Oleoducto Transecuatoriano, en reemplazo de la ex operadora Texaco, y el 1 de octubre de 1989 esta filial asumió las operaciones del SOTE con personal nacional. Mediante decreto ejecutivo No. 1863 expedido el 27 de septiembre de 1990, se estableció que con fecha 1 de julio de 1991, la filial

Petrotransporte se integre a Petrocomercial. Posteriormente, el 21 de enero de 1994, el Gobierno Nacional, mediante Decreto Ejecutivo No.1417, resolvió transferir las instalaciones del SOTE a Petroecuador Matriz, bajo la denominación de Gerencia de Oleoducto, decisión que fue publicada en el Registro Oficial 364 de la misma fecha. Por último esta decisión se convalidó mediante Resolución del Directorio de Petroecuador No. 016, del 21 de marzo de 1994. En la actualidad es la Gerencia de Oleoducto es la encargada del transporte de crudo en el país.

2.7.3 AMPLIACIONES DEL SOTE

Primera ampliación: 300.000 BPPD.

En **mayo de 1985** se realizó una primera ampliación de la capacidad de transporte del SOTE, de 250.000 a 300.000 por día de operación, para un crudo de 29 °API.

Este incremento del 25% significó una solución al déficit de transporte causado por el incremento de producción de crudo nacional. El proyecto de ampliación consistió en incorporar una unidad de bombeo adicional en las cinco estaciones (cuatro para operación continua y una en stand-by) y aumentar en un 50% la capacidad de almacenamiento de combustibles para la operación de cuatro de las cinco estaciones, así como la construcción de tres tanques de almacenamiento de crudo en Balao de una capacidad de 322.000 barriles cada uno. Los trabajos los realizó la empresa Harbert Distrital, de Panamá, ya que Texaco subcontrató la ejecución del proyecto.

Segunda ampliación: 325.000 BPPD.

En **marzo de 1992** entró en funcionamiento la segunda ampliación de 300.000 a 325.000 barriles por día de operación, para un petróleo de 28.5 °API.

Este proyecto se justificó por la necesidad de evacuar el crudo producido por las empresas privadas que comenzaron a operar en la Amazonía a partir de ese año. La ampliación consistió en la instalación de una unidad de bombeo adicional en cada una de las cinco estaciones de bombeo del oleoducto y la construcción de un tanque de almacenamiento de crudo en Balao de una capacidad de 322.000 barriles.

La construcción se realizó en ocho meses y estuvo a cargo de la empresa Harbert Distrital de Panamá S.A., en tanto que la ingeniería de detalle, la asistencia técnica y la supervisión de las obras las realizó el personal técnico de la Subgerencia de Oleoducto de Petrocomercial.

La inversión total del proyecto ascendió a 3.100'000.000 sucres (US\$ 1'550.000 aproximadamente) destinados a gastos y compras locales, y US\$ 5'500.000 para importación de equipos. Esta suma fue financiada totalmente con recursos de Petroecuador.

Tercera ampliación - junio 2000

a) Convenio con ARCO ORIENTE (AGIP OIL))

El **17 de diciembre de 1998** se suscribió otro convenio entre Petroecuador y la empresa ArcoOriente-AgipOil para la optimización del oleoducto a su máxima capacidad. El presupuesto del proyecto fue de US\$ 33'500.000, de los cuales ARCO aportaba con US\$20'000.000 y Petroecuador comprometió US\$ 7'500.000 en materiales y bombas disponibles en sus bodegas, además, US\$ 6'000.000 para la construcción de obras civiles y la adquisición de partes y equipos nuevos. De acuerdo al convenio, ARCO tuvo a su cargo la ampliación del SOTE en el trayecto entre Baeza y Esmeraldas, bajo su responsabilidad se ejecutaron los siguientes trabajos:

- Instalación de una unidad de bombeo en las estaciones de Baeza y Papallacta.

- Reemplazo de las válvulas de control en cada una de las tres estaciones reductoras de presión ubicadas en San Juan, Chiriboga y Santo Domingo de los Colorados.
- Construcción de una nueva estación de bombeo en Quinindé que tiene tres unidades de bombeo con motores Caterpillar de 4.200 HP cada una. Por su parte, Petroecuador asumió las siguientes responsabilidades:
- Construcción de la ingeniería civil para la ampliación de las cinco estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza y Papallacta.
- Contratación de un sistema de inspección interna del SOTE, con raspadores inteligentes.
- Suministro de todos los intercambiadores de calor, repuestos y materiales necesarios.

b) Convenio con YPF (Repsol – YPF)

Mediante convenio suscrito en octubre de 1999, el consorcio español-argentino, Repsol-YPF, asumió el compromiso con PETROECUADOR de instalar una unidad de bombeo adicional a las existentes en las estaciones de Lago Agrio, Lumbaqui y el Salado.

2.7.4 ESTACIONES DE BOMBEO

Sistema de bombeo con cinco estaciones:

- Lago Agrio,
- Lumbaqui,
- El Salado,
- Baeza y
- Papallacta.

En cada estación se disponía de cuatro unidades de bombeo (tres para operación continua y una en stand-by), cada unidad está conformada por

una bomba centrífuga “UnitedCentrifugalPump”, equipada con un motor ALCO de 12, 16 ó 18 cilindros y un incrementador de velocidad Philadelphia, con una potencia total instalada de 49.800 HP, para impulsar el crudo desde la Amazonía hasta la cima de la Cordillera de los Andes. Se disponía de capacidad de almacenamiento en la Estación No. 1 de 1’500.000 barriles de petróleo (seis tanques de 250.000 barriles cada uno).

2.7.5 ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN

En la vertiente occidental de los Andes, el ducto tenía cuatro estaciones reductoras de presión para controlar el descenso del crudo desde la cima de la cordillera de los Andes hasta el Puerto Petrolero de Balao, en Esmeraldas; estas estaciones se mantienen hasta la actualidad y son:

- San Juan,
- Chiriboga,
- La Palma y
- Santo Domingo.

2.7.6 ESTACIÓN DE BOMBEO BAEZA



Figura 21. Estación Baeza

Fuente:(EP Petroecuador, 2010)

Baeza, sede de la cuarta estación del SOTE. Está a una altitud de 2.002 metros y trabaja con una potencia de 20.300 HP, ya que tiene que impulsar el crudo hasta la Estación No. 5: Papallacta que está a 3.009 metros de altura.

Baeza, Estación No. 4, es una estación de bombeo, localizada en la provincia del Napo, cantón Quijos, situada a una altitud de 2.002 metros sobre el nivel del mar, y en un área de 42.000 m² de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que esta localizada a 164.076 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- ✓ Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 52,354 kilómetros, entre El Salado y Baeza, con una capacidad de 106.264,56 barriles.
- ✓ Un tanque de almacenamiento de una capacidad de 10.000 barriles, para alivio de presión y combustible de los motores ALCO.

- ✓ Siete bombas principales U.C.P. (UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) acopladas a un motor marca ALCO de 18 cilindros de una capacidad operativa de 2.900HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, interconectadas para bombear por el SOTE.
- ✓ Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- ✓ Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- ✓ Sistema de Comunicaciones
- ✓ Sistema Contra Incendios
- ✓ Sistemas auxiliares
- ✓ Campamento Habitacional.
- ✓ Baeza es la encargada de coordinar la inyección del kilómetro 151 de la compañía AGIP OIL, con la estación No. 1.

2.7.7 ESTACIÓN DE BOMBEO PAPALLACTA

Papallacta, la estación de bombeo más alta del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Está ubicada a 3.009 metros de altura y posee 7 unidades de bombeo con 20.300 HP. Desde esta estación el crudo desciende hasta la Estación reductora de presión San Juan que se encuentra a 3.497 metros de altura. Estación No. 5, es una estación de bombeo, localizada en la provincia del Napo, cantón Quijos, situada a una altitud de 3.009 metros sobre el nivel del mar, y en un área de 10.265 m² de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que está localizada a 189.285 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- ✓ Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 25,209 kilómetros, entre Baeza y Papallacta, con una capacidad de 51.053,86 barriles.
- ✓ Un tanque con una capacidad de 10.000 barriles, para alivio de presión y almacenamiento para combustible de los motores ALCO.
- ✓ Siete bombas principales U.C.P. (UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) acopladas a un motor marca ALCO de 18 cilindros de una capacidad operativa de 2.900HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, interconectadas para bombear por el SOTE.
- ✓ Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- ✓ Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- ✓ Sistema de Comunicaciones
- ✓ Sistema Contra Incendios
- ✓ Sistemas auxiliares
- ✓ Campamento Habitacional

CAPITULO 3

3. METODOLOGÍA

3.1 MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN

El control de corrosión en la etapa de diseño no solo debe pasar, debe ser planeado. En un proyecto importante, tanto tiempo deberá ser requerido para los aspectos de corrosión en el diseño como para otras consideraciones.

3.2. DISEÑO

Si la tecnología de la aplicación es establecida, deberá haber una cuidadosa selección de una solución conocida, con una meticulosa atención hacia aquellos detalles que son nuevos. Si una nueva tecnología de corrosión debe ser desarrollada, una etapa de pruebas será necesaria de tal forma que selecciones razonables puedan ser hechas.

3.2.1 PARÁMETROS DE PROCESO

Al diseñar equipos y plantas industriales, es importante considerar los diversos factores que tendrán las condiciones de servicio, incluyendo:

3.2.1.1 TEMPERATURA

Factores que deben ser considerados incluyen la temperatura nominal de operación, la temperatura máxima o de alarma, la temperatura mínima de operación, y las temperaturas durante períodos de paro.

En la mayoría de las reacciones de corrosión, un incremento de temperatura va acompañado de un incremento en la velocidad de corrosión. Una regla de dedo sugiere que la velocidad de la reacción aumenta al doble por cada 10 °C (18 °F) de aumento de temperatura. Aunque hay numerosas excepciones a esta regla, es importante tener en consideración la influencia de la

temperatura cuando analicemos porque los materiales fallan, y en las etapas de diseño para prevenir la corrosión.

Temperatura Nominal de Operación

La temperatura nominal de diseño, más propiamente mencionada como el rango de temperatura nominal de diseño, es usualmente la preocupación primaria respecto a la resistencia a la corrosión, ya que es el rango de temperatura que ocurrirá la mayor parte del tiempo. Los materiales usados para construcción son normalmente seleccionados sobre la base de la temperatura nominal de operación.

Temperatura Máxima / Temperatura de Alarma

El ingeniero de diseño debe considerar la temperatura máxima de operación a la cual los equipos estarán expuestos en caso de malfuncionamiento. Por ejemplo, un radiador de auto opera a temperaturas de 80 °C a 90 °C (176 °F a 194 °F), pero en el evento que algo de líquido se pierda, la temperatura puede irse muy por arriba de 100 °C (212 °F); como resultado, el radiador o las mangueras pueden reventarse. En el mismo sentido, si una caldera de vapor de gran capacidad pierde agua o vapor, la tubería de la caldera ya no será enfriada por el vapor, y con esto los tubos de vapor pueden ser dañados severamente. La máxima temperatura de operación debe ser considerada, junto con la temperatura normal de operación.

En algunos casos, las velocidades de corrosión pueden ser muy altas a la temperatura máxima de operación, y una corrosión significativa puede ocurrir durante períodos cortos de tiempo de exposición.

En algunos casos, la corrosión puede iniciarse a temperaturas elevadas donde no iniciaría a temperaturas normales de operación. Esta corrosión algunas veces continúa a la temperatura normal de operación. Los materiales con películas pasivas están sujetos a la iniciación de tal tipo de corrosión. Los recubrimientos protectores seleccionados para resistir temperaturas de operación normales pueden ser dañados durante períodos

a la más alta temperatura y pueden no dar protección durante la subsecuente operación a menores temperaturas.

Temperatura Mínima de Operación

En algunos casos, particularmente cuando hay gases condensables en el sistema, este puede ser dañado a temperaturas menores que la temperatura nominal de operación. Las chimeneas de gases de combustión y los escapes de automotores son ejemplos de sistemas que son diseñados para operar calientes sin la presencia de agua líquida. Si se opera por abajo del punto de rocío, donde el agua puede condensar, la corrosión ocurrirá.

Temperatura Durante Paros

Las temperaturas durante paros (programados o no) deben también ser consideradas. Aunque estas temperaturas son usualmente más bajas que la temperatura de operación, efectos de condensación deben ser considerados durante el diseño.

3.2.1.2 VELOCIDAD

Velocidades de Flujo

La velocidad y el flujo de fluidos tienen un gran efecto en la corrosión. Los sistemas deben ser diseñados para limitar las velocidades del flujo de fluidos a niveles que puedan ser tolerados por los materiales. Las velocidades de flujo de fluidos son más comúnmente controladas por la selección del tamaño apropiado de las tuberías. En muchos casos, los sistemas tienen dispositivos de medición y control del flujo de fluidos, de tal forma que la velocidad máxima del fluido permitida no sea excedida. Aún cortos períodos de flujo a alta velocidad pueden remover películas superficiales e iniciar una corrosión que puede continuar durante períodos de flujo normal.

Las condiciones de flujo a baja velocidad deben ser consideradas, en particular cuando se usen aceros inoxidables y otras aleaciones que requieren oxígeno para mantener sus películas pasivas.

En la mayoría de los casos, el arrastre de aire u otros gases así como de partículas sólidas en el fluido deber ser evitado.

Régimen de Flujo

La turbulencia generalmente incrementa los efectos del flujo de fluidos. Los sistemas deben ser diseñados para minimizar la turbulencia. El uso de codos con radio de curvatura amplio es un método común para evitar turbulencia en sistemas de tuberías.

Estos deben ser cuidadosamente instalados para asegurar que las condiciones no causen turbulencia. El uso inapropiado de juntas y accesorios, y la falla en remover rebabas del interior de tuberías cortadas es causa frecuente de turbulencia.

3.2.1.3 PRESIÓN

En sistemas completamente llenos con líquido, la presión usualmente tiene poco efecto en las reacciones de corrosión. Sin embargo, la presión tiene un gran efecto sobre las consecuencias causadas por la corrosión. Equipos operando a alta presión, deben ser diseñados cuidadosamente para prevenir fallas catastróficas, y la corrosión en este tipo de equipos es un aspecto muy importante del diseño. La presión es también un factor principal en los esfuerzos del sistema, y el efecto de esos esfuerzos en la corrosión, en particular el agrietamiento asistido por el medio, debe ser considerado durante la etapa de diseño. Si en un sistema hay gases y líquidos, la solubilidad del gas en el líquido es función de la presión en el sistema, disueltos los cuales crearan alta presión deben ser considerados en el diseño del sistema.

Variaciones de Presión

Las variaciones de presión no solo afectan el rango de ambientes que deben ser considerados en el diseño, pero estas pueden inducir esfuerzos cíclicos que causan corrosión-fatiga.

3.2.1.4 QUÍMICA

La química del medio ambiente es un factor importante en el diseño de un sistema. En algunos casos, amplios rangos en la química del medio serán encontrados; y el sistema debe ser diseñado considerando todos los posibles medios que puedan ocurrir. Esto incluye condiciones normales de operación, desviaciones, y condiciones durante paros. Como se discutió anteriormente, un gran número de factores químicos influyen en la corrosión, incluyendo:

- pH
- especies mayores
- especies menores
- Naturaleza del medio ambiente (atmosférica vs inmersión)

Todos estos y otros factores de la química del medio deben ser considerados durante el diseño.

3.2.2 PARÁMETROS DE CONSTRUCCIÓN

En muchos casos, los sistemas son construidos o ensamblados bajo condiciones de campo en lugar de las condiciones controladas de un taller. El control de las condiciones de campo es particularmente importante respecto a soldaduras y la aplicación de recubrimientos protectores. En campo, puede ser necesario soldar o aplicar recubrimientos bajo condiciones incómodas (ej: soldadura desde cara inferior de las piezas soldadas). Estas condiciones deben ser consideradas en el diseño. La soldadura y la aplicación de recubrimientos protectores en campo pueden requerir precauciones especiales, tal como el levantamiento de espacios protectores cerrados temporales. La falla en el control apropiado de las condiciones

puede resultar en un sistema que no es tan resistente a corrosión como fue planeado.

3.2.3 DRENAJE

El diseño debe asegurar que el agua u otros corrosivos no queden atrapados. Hay innumerables formas de diseñar sistemas a fin de que el agua y desechos puedan ser atrapados y mantenidos en contacto con las superficies. Esto incrementa grandemente la corrosión en la superficie, la cual es debida al incremento en el tiempo de mojado.

3.2.4 HENDIDURAS

Como muchos otros aspectos de relacionados con diseño, la atención a hendiduras es una parte importante en el diseño de un sistema resistente a corrosión. Una de las mejores formas de evitar hendiduras es la unión de partes mediante soldadura en vez de tornillos o remaches. Una soldadura a tope con penetración total es el tipo de unión de soldadura que mejor elimina las hendiduras.

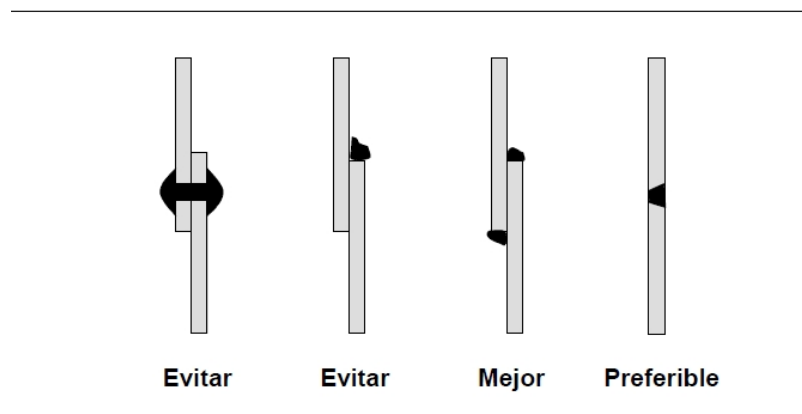


Figura 22. Detalle de Juntas

Fuente:(NACE, 2008)

3.2.5 TOLERANCIAS DE CORROSIÓN/TIEMPO DE VIDA DE OPERACIÓN

En algunos casos, puede ser más económico usar un material menos resistente a corrosión y compensar por la velocidad de ataque. En la mayoría de los casos, material adicional o tolerancias (sobre espesor) es puesto en el sistema para hacer que la corrosión ocurra sobre el tiempo de vida del sistema. Esto asume que la corrosión no es aceptable desde un punto de vista de apariencia o contaminación y que la corrosión es predecible. El uso de tolerancias a corrosión es normalmente aplicable a combinaciones metal-medio ambiente en el cual la corrosión uniforme ocurre de manera lineal o bien a una velocidad que decrece con el tiempo. La tolerancia a corrosión o sobre espesor es normalmente usada cuando un tiempo de vida específico del componente puede ser definido, y el componente puede ser reemplazado fácilmente si se desea un sistema-vida operacional adicional.

3.2.6 MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN

Debe darse consideración a un fácil mantenimiento e inspección, mediante la provisión de acceso adecuado a los componentes. Este acceso puede requerir detalles específicos tales como puertos de acceso y entradas hombre, o puede simplemente involucrar una ubicación apropiada del equipo. Es importante que el diseñador prepare manuales detallados de inspección y mantenimiento, así como sus instrucciones. El diseñador normalmente asume que el sistema será inspeccionado y mantenido periódicamente, pero él o ella necesitan proveer instrucciones de tal forma que las acciones dadas puedan ser ejecutadas en base a un programa establecido.

3.3 SELECCIÓN DE MATERIALES

Una respuesta para el control de la corrosión es el uso de un material más resistente. Como sabemos ahora, no hay tal cosa como un material resistente en todas las situaciones corrosivas. Al seleccionar un material, primero necesitamos definir las características requeridas del material, y luego encontrar un material con tantas de esas características como sea posible. Si no hay un material con todas las características requeridas, necesitamos encontrar algunos medios de control de corrosión o ajustar las condiciones de servicio para cumplir con las características del material candidato.

3.3.1 FACTORES QUE INFLUENCIAN LA SELECCIÓN DE MATERIALES

El seleccionar un material apropiado, puede involucrar el balance de un gran número de factores, tales como:

- Resistencia a corrosión en el medio ambiente
- Disponibilidad de diseños y datos de prueba
- Propiedades mecánicas
- Costo
- Disponibilidad
- Mantenimiento
- Compatibilidad con otros componentes del sistema
- Vida esperada del equipo
- Confiabilidad
- Apariencia

3.3.2 COMPARACIÓN CON OTROS MÉTODOS DE CONTROL DE CORROSIÓN

La selección de materiales es una importante consideración en el diseño de sistemas resistentes a la corrosión; sin embargo, esta es solo una posible

opción para controlar la corrosión. El hierro y el acero usado en la vasta mayoría de aplicaciones industriales no son resistentes a corrosión en muchos medios, y por lo tanto deben ser protegidos. En ambientes atmosféricos, los recubrimientos son usados para proteger muchos materiales de la corrosión. En condiciones bajo tierra y de inmersión, una combinación de recubrimientos y protección catódica es comúnmente usada para aumentar la resistencia de materiales que no son inherentemente resistentes a corrosión. Muchos sistemas de transporte de líquidos dependen de inhibidores de corrosión.

3.4 INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Un inhibidor de corrosión es una sustancia la cual, cuando es adicionada al medio ambiente, decrece a velocidad de ataque debida al mismo. Los inhibidores de corrosión son comúnmente adicionados en pequeñas cantidades en ácidos, agua de enfriamiento, vapor, u otros ambientes, de manera continua o intermitente para controlar la corrosión. Los inhibidores de corrosión generalmente controlan la corrosión por formación de películas delgadas que modifican el medio en la superficie del metal.

Los inhibidores forman películas de diversas maneras: por adsorción, la formación de precipitados, y la formación de una capa pasiva en la superficie del metal. Algunos inhibidores retardan la corrosión por adsorción formando una delgada e invisible película del grosor de solo unas cuantas moléculas. Otros forman abultados precipitados que recubren el metal y lo protegen del ataque. Un tercer mecanismo consiste en causar que el metal se corra de una forma que la combinación de adsorción y los productos de corrosión formen una capa pasiva.

3.4.1 TIPOS DE INHIBIDORES

Los tipos de inhibidores de corrosión incluyen

3.4.1.1 Inhibidores Anódicos (Pasivantes)

La inhibición anódica es ilustrada en el diagrama de Evans mostrado abajo. El incremento de polarización anódica reduce la corriente de corrosión y la velocidad de corrosión del ánodo.

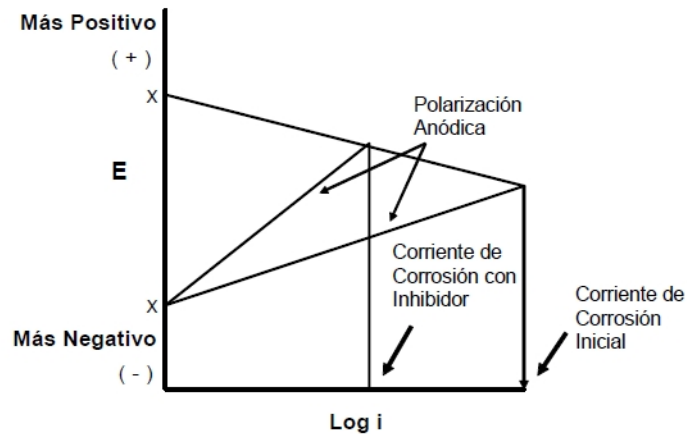


Figura 23. Inhibición Anódica

Fuente:(NACE, 2008)

Los inhibidores anódicos deben ser usados con precaución porque pueden causar un aumento en corrosión localizada si ellos no cubren la totalidad de la superficie anódica. Hay dos tipos de inhibidores anódicos: oxidantes y no oxidantes. Los inhibidores oxidantes incluyen cromatos, nitritos, y nitratos, los cuales pueden pasivar al acero en ausencia de oxígeno. Los inhibidores anódicos no oxidantes, tales como los fosfatos, tungstatos y molibdatos requieren de la presencia de oxígeno para pasivar al acero.

3.4.1.2 INHIBIDORES CATÓDICOS

Los inhibidores catódicos causan polarización catódica. Como es mostrado en el diagrama de Evans de abajo, esto reduce la corriente de corrosión y la velocidad de corrosión del ánodo.

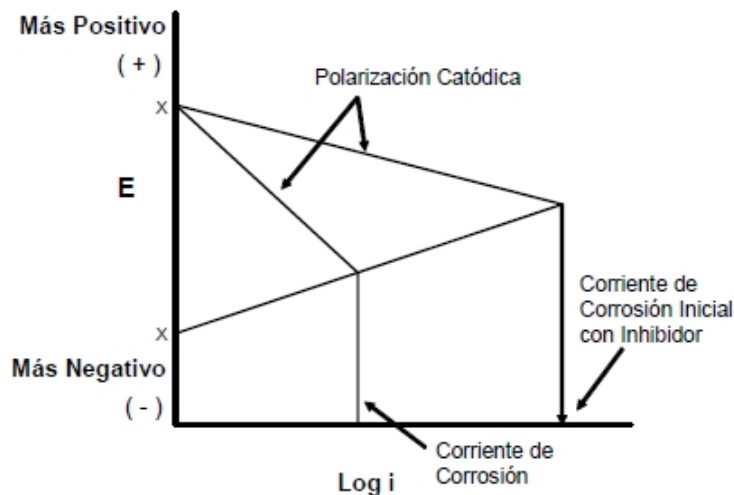


Figura 24. Inhibición Catódica

Fuente:(NACE, 2008)

Hay dos tipos principales de inhibidores de corrosión catódicos: los venenos catódicos y los precipitados catódicos. Los inhibidores catódicos retrasan la reacción catódica en sí misma, o causan una precipitación selectiva sobre el área catódica. El último método incrementa la resistencia del circuito y restringe la difusión de especies reducibles hacia las áreas catódicas. Donde la polarización anódica no es afectada, el potencial de corrosión cambia a valores más negativos.

Los venenos catódicos interfieren con las reacciones catódicas de reducción, tales como la formación de hidrógeno atómico o la evolución de hidrógeno gaseoso. La velocidad de la reacción catódica disminuye y, debido a que las reacciones anódica y catódica deben ocurrir a la misma velocidad, la velocidad del proceso de corrosión total disminuye. Ejemplos de venenos catódicos incluyen compuestos de arsénico, bismuto, y antimonio. Un serio inconveniente con el uso de venenos catódicos es que ellos algunas veces causan ampollamiento por hidrógeno del acero e incrementan su susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno.

3.4.1.3 INHIBIDORES ÓHMICOS

Los inhibidores óhmicos incrementan la resistencia del circuito en el electrolito por formación de una película sobre la superficie metálica. Los

inhibidores que aumentan la resistencia eléctrica del circuito en el electrolito han sido de alguna forma considerados hasta cierto punto en las discusiones de inhibidores anódicos y catódicos formadores de película. Debido a que usualmente es impráctico incrementar la resistencia del electrolito en volumen, el aumento en resistencia es prácticamente logrado por la formación de una película sobre la superficie del metal. Si la película se deposita selectivamente en áreas anódicas, el potencial de corrosión cambia a valores más positivos; si es depositado en áreas catódicas, el cambio es hacia valores más negativos; y si la película cubre ambas áreas, puede haber solo un cambio ligero cualquier dirección.

3.4.1.4 INHIBIDORES ORGÁNICOS

Los inhibidores orgánicos afectan la superficie entera del metal.

Ellos son adsorbidos de acuerdo a su carga eléctrica. Los inhibidores orgánicos catiónicos llevan una carga neta positiva, y los inhibidores orgánicos aniónicos llevan una carga neta negativa.

Los compuestos orgánicos constituyen una amplia clase de inhibidores de corrosión diseñados específicamente para ser anódicos, catódicos u óhmicos. Los efectos anódicos o catódicos solos son algunas veces observados en presencia de inhibidores orgánicos, pero los inhibidores orgánicos afectan generalmente la superficie entera cuando están en suficiente concentración. Ambas, áreas anódicas y catódicas son probablemente inhibidas, pero en diversos grados, dependiendo del potencial del metal, la estructura química del inhibidor, y el tamaño de su molécula.

3.4.1.5 INHIBIDORES POR PRECIPITACIÓN

Los inhibidores que inducen precipitados son compuestos formadores de película que tiene una acción general sobre la superficie del metal, interfiriendo con ambas, la reacción anódica y la catódica. Inhibidores por

precipitación comunes incluyen silicatos y fosfatos. En aguas con pH cercano a 7, una baja concentración de cloruros, silicatos, y fosfatos causan pasivación del acero si hay oxígeno presente; entonces, estas moléculas se comportan como inhibidores anódicos. Otra característica anódica es que la corrosión es localizada en forma de picadura cuando cantidades insuficientes de fosfatos o silicatos son agregadas como inhibidores en agua salada. Ambos, silicatos y fosfatos forman depósitos sobre el acero que incrementan la polarización catódica. Su acción es una combinación de efectos anódicos y catódicos.

3.4.1.6 INHIBIDORES EN FASE VAPOR

Los inhibidores en fase vapor (IFV), llamados también inhibidores de corrosión volátiles (ICV), son compuestos transportados en sistemas cerrados al sitio donde ocurre la corrosión mediante volatilización. En calderas, los compuestos volátiles básicos son transportados en el vapor para prevenir la corrosión en los tubos del condensador. Compuestos de este tipo inhiben la corrosión haciendo al medio ambiente alcalino o por formación de películas hidrofóbicas.

3.4.2 TÉCNICAS DE APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS

Los métodos de aplicación de inhibidores comúnmente encontrados incluyen la inyección continua, tratamiento por lotes, tratamiento por presión, y recubrimiento.

3.4.2.1 INYECCIÓN CONTINUA

La inyección continua de inhibidores de corrosión es usada en sistemas de un solo paso, donde el tratamiento por lotes no puede ser distribuido uniformemente a través del fluido. Este método es usado en sistemas de suministro de agua, inyección de agua en campos petroleros, sistemas de

agua de enfriamiento de un paso, y pozos de extracción de gas. Los inhibidores líquidos son inyectados usando una bomba de inyección de químicos. La mayoría de este tipo de bombas pueden ser ajustadas para dar la velocidad de inyección deseada.

Otra forma de aplicación continua es mediante el uso de formas ligeramente solubles de inhibidores sólidos. El inhibidor (ejemplo: un fosfato o silicato vítreo en forma de cartucho) es instalado en una línea de flujo donde el inhibidor es percolado o disuelto por el paso del fluido a través del cartucho. Inhibidores en cartucho tipo cono (stick) o en bola (pellet) son usados en pozos de petróleo o gas para suministrar el inhibidor continuamente por disolución lenta natural.

3.4.2.2 TRATAMIENTO POR LOTES

En estos sistemas, una cantidad de inhibidor es adicionada en un sistema cerrado para dar protección por un período prolongado de tiempo. Un ejemplo familiar de un tratamiento por lotes es el sistema de enfriamiento de un automóvil. Una cantidad de inhibidor es adicionada para proveer protección por un periodo considerable de tiempo. Una cantidad adicional de inhibidor puede ser agregada periódicamente, o el fluido puede ser drenado y reemplazado con inhibidor nuevo.

En la mayoría de los sistemas cerrados aereados, es importante que la concentración de inhibidor sea medida ocasionalmente para asegurar que un nivel seguro es mantenido.

El tratamiento por lotes es usado también en el tratamiento de pozos de petróleo y gas. Un inhibidor es diluido con un solvente apropiado e inyectado en la entrada del pozo o dentro de la tubería del pozo de gas que tiene un tapón. En esta aplicación, es importante que el inhibidor esté en contacto con todas las superficies y que tenga una buena persistencia. La mayoría de los pozos requieren tratamiento cada dos semanas.

3.4.2.3 TRATAMIENTO POR PRESIÓN

El tratamiento por presión es un método de alimentación continua de un inhibidor dentro de un pozo de petróleo. Una cantidad de inhibidor se bombea al pozo y entonces se agrega suficiente solvente para forzar al inhibidor dentro del estrato. El inhibidor es adsorbido por el estrato dentro del cual escapa lentamente para inhibir los fluidos producidos. La protección aplicada de esta manera se sabe que dura hasta por 1 año.

3.4.2.4 RECUBRIMIENTOS

Los inhibidores pueden ser usados en recubrimientos. Cuando la humedad entra en contacto con el recubrimiento, el inhibidor es percolado o disuelto para proteger el metal. El inhibidor deber ser lo bastante soluble para ser disuelto en cantidades suficientes para proteger al metal, pero no tan soluble para que sea perdido rápidamente. Un inhibidor común en recubrimientos es el cromato de zinc, el cual pasiva al acero por provisión de iones cromato.

3.5 PROTECCIÓN CATÓDICA

La protección catódica es la polarización catódica de todas las zonas con potenciales nobles (cátodos) hasta el potencial más activo sobre la superficie metálica. La protección catódica se alcanza convirtiendo la estructura en el cátodo de un circuito de corriente continua. Se ajusta la circulación de corriente para asegurar que el potencial polarizado es al menos tan activo como el del sitio anódico más activo de la estructura. El enfoque del control de corrosión, utilizando una corriente eléctrica, se limita a los metales expuestos a un electrolito como suelo, agua y concreto. No funciona en la atmósfera. Frecuentemente, la protección catódica se utiliza junto con otros métodos de control de corrosión, como revestimientos y aislación eléctrica.

3.5.1 TEORÍA

Sobre una superficie que se corroe, existen cientos de pilas de corrosión locales, o microscópicas. Existe una diferencia de potencial entre los ánodos y cátodos de estas celdas; esta diferencia de potencial es la que produce la corriente de corrosión.

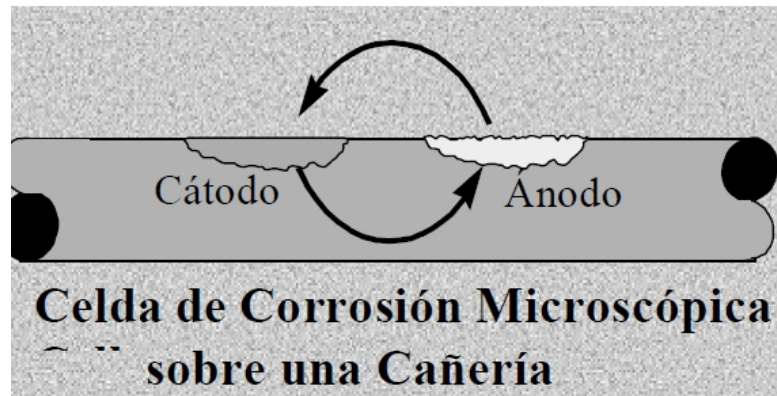


Figura 25. Celda de Corrosión Microscópica

Fuente:(NACE, 2010)

En teoría, 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. Esto se puede lograr generando una corriente que ingrese a la estructura desde un ánodo externo, polarizando los sitios catódicos en dirección electronegativa. A medida que los potenciales de las zonas catódicas se polarizan acercándose a los de las zonas anódicas, se reduce la corriente de corrosión.

Cuando los potenciales de todas las zonas catódicas alcanzan el potencial a circuito abierto de la zona anódica más activa, desaparece la diferencia de potencial entre ánodos y cátodos localizados y se detiene la corrosión.

En realidad, la protección catódica no elimina la corrosión. Lo que hace es transferirla de la estructura a proteger, al ánodo(s) de protección catódica. Así, la estructura se convierte en el cátodo de una celda de corrosión artificial. La corrosión del metal se detiene una vez que la corriente de protección catódica iguala o excede la corriente de corrosión.

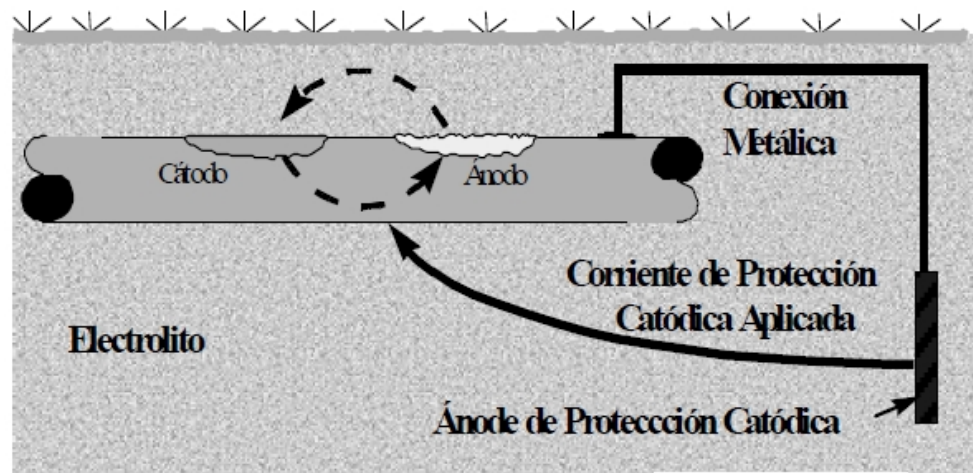


Figura 26. Protección Catódica en una Estructura

Fuente:(NACE, 2010)

La corriente de protección catódica abandona el ánodo de protección catódica, ingresa al electrolito y pasa en forma de iones a través del electrolito hasta la superficie metálica. En el punto donde esta corriente abandona el ánodo de protección catódica, tiene lugar una reacción anódica. En el punto donde esta misma corriente ingresa a la superficie protegida, tiene lugar una reacción catódica. Luego la corriente circula hacia la conexión metálica y regresa al ánodo.

3.5.2 ESTRUCTURAS QUE PUEDEN PROTEGERSE CON PROTECCIÓN CATÓDICA

La mayor parte de las estructuras inmersas en un electrolito pueden ser protegidas con protección catódica. Algunos ejemplos de estructuras a las que generalmente se aplica protección catódica son:

- Tuberías enterradas o sumergidas de acero, hierro, aluminio y tuberías de hormigón pretensado (PCCP)
- Tanques y tuberías enterradas
- Fondos externos (tanto primarios como secundarios) de tanques de almacenamiento a nivel

- Interiores de tanques de agua
- Cascos de barco
- Tanques de balasto
- Muelles
- Tablestacado
- Pilotes de fundación en tierra y en agua
- Calzadas de puentes
- Interiores de tanques de almacenamiento de agua caliente
- Cajas y placas de tubos de intercambiadores de calor
- Superficies internas de calentadores de crudo
- Acero en hormigón reforzado
- Cables de teléfono y cables eléctricos forrados con plomo o acero

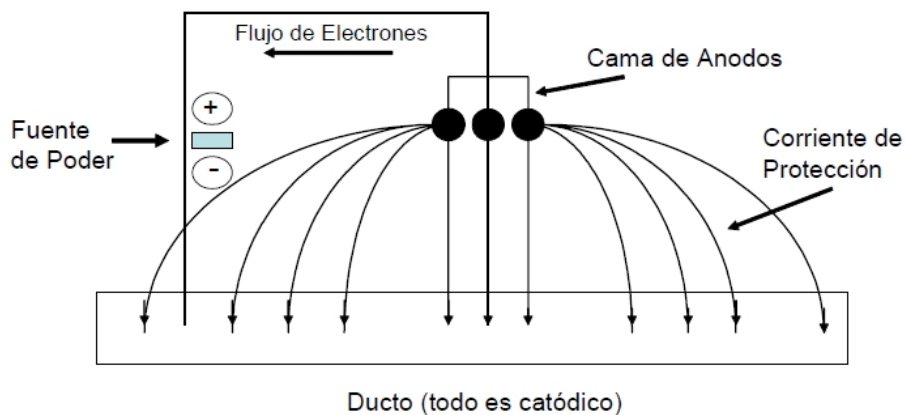


Figura 27. Protección Catódica

Fuente:(ARCH, 2010)

Precaución: Existe la posibilidad de sobreproteger algunos materiales como alambre de pretensado, plomo y aluminio. En aceros de alta resistencia, una corriente de protección catódica elevada puede generar fragilización por hidrógeno; en metales anfóteros, como aluminio o plomo, puede incluso acelerar la corrosión.

Existen dos métodos para suministrar protección catódica a una estructura:

- Sistema de ánodos galvánicos
- Sistema de corriente impresa

La corrosión ocurre donde una corriente descarga del metal al electrolito (suelo) en las áreas anódicas. Donde la corriente fluye desde el medio hacia la tubería (áreas catódicas) no hay corrosión.

Al aplicar protección catódica a una estructura, el objetivo es forzar a la superficie total expuesta al medio ambiente a volverse catódica al ambiente. Cuando esta condición se cumple, la corrosión se mitiga.

3.5.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR ÁNODOS GALVÁNICOS

La protección catódica galvánica (o de sacrificio) hace uso práctico de la corrosión de metales diversos. Es importante recordar que debe existir una diferencia de potencial, o potencial impulsor entre un ánodo galvánico y la estructura a proteger. El ánodo galvánico se conecta a la estructura directamente o a través de una estación de medición, para poder monitorearlo.

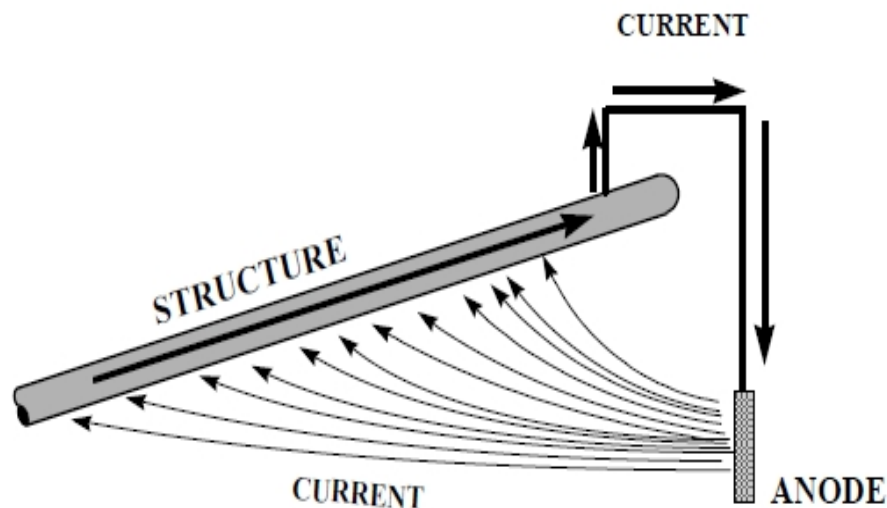


Figura 28. Protección Catódica con Ánodos Galvánicos

Fuente:(NACE, 2010)

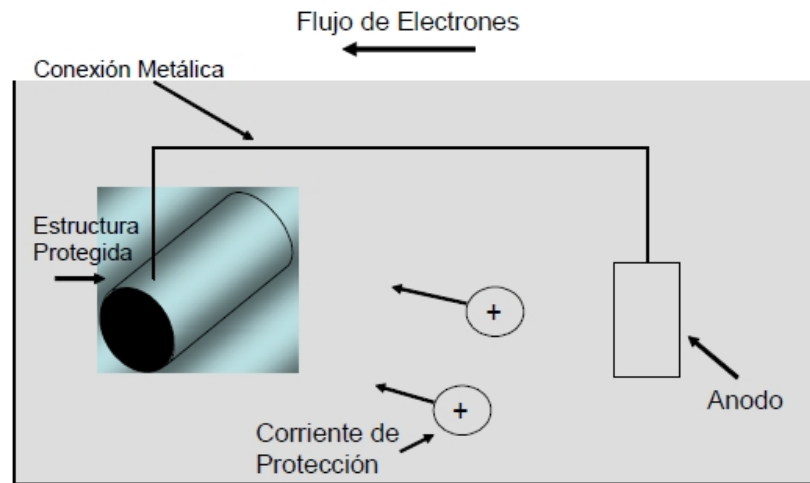


Figura 29. Sistema de Protección Catódica por Ánodos Galvánicos

Fuente:(ARCH, 2010)

Ánodos

Estos metales se utilizan comúnmente como ánodos galvánicos:

- Aluminio
- Magnesio
- Zinc

3.5.3.1 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS

Algunas de las condiciones en las que se utilizan sistemas de ánodos galvánicos son:

- Cuando se requiere una corriente relativamente pequeña.
- Normalmente restringido a electrolitos de baja resistividad.
- Para suministrar protección catódica a una porción determinada de la estructura. Algunos operadores instalan un ánodo galvánico en cada uno de los puntos donde se repara una pérdida, en lugar de instalar un sistema de protección catódica completo. Estos casos pueden darse en sistemas de metal desnudo o pobremente revestido, en los

que la protección catódica completa sería poco práctica desde el punto de vista del costo.

- Cuando se requiere corriente adicional en áreas problemáticas. Algunas estructuras con sistemas de protección catódica por corriente impresa, pueden tener algunos puntos en que se necesitan pequeñas cantidades de corriente adicional, que pueden suministrarse con ánodos galvánicos.

Algunos ejemplos:

- Válvulas enterradas con revestimiento incompleto o malo
- Tubos camisa en corto que no pueden ser eliminados
- Secciones aisladas en las que el revestimiento está dañado
- Zonas en las que la pantalla eléctrica (*electricalshielding*) impide la distribución efectiva de corriente desde sistemas de corriente impresa lejanos.
- En casos de interferencia catódica, si las condiciones lo permiten, pueden instalarse ánodos galvánicos en el punto de descarga de la línea ajena para revertir la corriente de interferencia
- Para suministrar protección catódica a estructuras cercanas a otras estructuras enterradas, donde se hace difícil instalar un sistema por corriente impresa sin generar un problema de interferencia por corrientes vagabundas. Los ánodos galvánicos pueden resultar una opción económica en estas condiciones.
- Los ánodos galvánicos son muy usados para proteger la superficie interna de cajas de intercambiadores de calor y otros recipientes. También se usan dentro de recipientes para tratamiento del crudo, dependiendo de la calidad del revestimiento interno y de la composición química y temperatura de los fluidos.
- En estructuras off-shore se pueden usar grandes ánodos galvánicos para proteger los componentes sumergidos.

3.5.3.2 VENTAJAS DE LOS ÁNODOS GALVÁNICOS

- No se necesita una fuente externa de energía.
- Pocos requerimientos de mantenimiento.
- Debido a que el drenaje de corriente es bajo, hay poca o ninguna probabilidad de interferencia por corrientes vagabundas.
- Fáciles de instalar.
- En la mayoría de los casos, es fácil agregar más ánodos.
- Suministran una distribución de corriente uniforme.
- Costos mínimos de derechos de paso.

3.5.3.3 LIMITACIONES DE LOS ÁNODOS GALVÁNICOS

- Poco drenaje de corriente y potencial de salida bajo.
- Por lo general, para estructuras mal revestidas se requieren muchos ánodos.
- Pueden no ser efectivos en medios de alta resistividad.
- El costo por ampere es más elevado que en los sistemas por corriente impresa, debido a la menor eficiencia (auto-consumo).
- Puede resultar difícil o muy caro reponer ánodos gastados.

3.5.3.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS GALVÁNICOS

Ánodos

MAGNESIO

Los ánodos de magnesio están disponibles en dos tipos de aleación: una de alto potencial, con un potencial de corrosión nominal de -1.75 V con respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre, y una aleación de bajo potencial con un potencial de corrosión nominal de -1.55 V con respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre. Generalmente, el magnesio se usa en suelos y agua dulce.

ZINC

Los ánodos de zinc también vienen en dos versiones, una para uso en suelos y otra para aplicaciones marítimas. El zinc puede ser susceptible de una corrosión intergranular muy rápida a temperaturas mayores que 120°F(49°C). A temperaturas mayores que 130°F (54°C), especialmente en presencia de carbonatos, el zinc puede pasivarse, y el potencial de la película pasiva puede ser más noble que el del acero, resultando en la corrosión de este último.

ALUMINIO

Los ánodos de aluminio se usan principalmente en aplicaciones marítimas y existen diversas aleaciones; las más comunes son las aleaciones con mercurio e indio. La aleación con indio tiene un potencial de corrosión ligeramente mayor, pero es menos eficiente que la aleación con mercurio.

Es preferible usar aluminio en las aplicaciones marítimas porque tiene una velocidad de consumo mucho menor que la del zinc o el magnesio. Los ánodos de aluminio no se usan en agua dulce, salvo como ánodos de corriente impresa. No se utilizan en aplicaciones enterradas. En las estructuras de hormigón reforzado se utiliza una aleación de aluminio, zinc e indio como ánodo galvánico.

Los ánodos de aluminio se usan mucho en recipientes que contienen salmueras. Sin embargo, a temperaturas mayores que 120° F (49° C), puede reducirse el drenaje de corriente.

EFICIENCIA DE LOS ÁNODOS GALVÁNICOS

La eficiencia de un ánodo galvánico depende de la aleación y del medio en el que se instala. El consumo de cualquier metal es directamente proporcional a la cantidad de corriente que drena desde su superficie. En los ánodos galvánicos, parte de esta corriente es corriente de protección catódica, y parte causada por las celdas de corrosión localizadas sobre su superficie. La eficiencia del ánodo es el cociente entre el metal que se consume produciendo corriente de protección catódica y la cantidad total de

metal consumido. Para el magnesio, la eficiencia anódica generalmente es de alrededor del 50%, mientras que el zinc tiene una eficiencia del 90%. Generalmente, la eficiencia de los ánodos de aluminio está en el orden del 90%, pero puede variar según el tipo de ánodo seleccionado y el medio en el cual se lo instala.

3.5.3.5 ESPECIFICACIONES PARA SISTEMAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS

Tamaño y Formas

Los ánodos galvánicos se fabrican en diversos tamaños y formas. Para aplicaciones marinas, con frecuencia los ánodos de aluminio tienen el tamaño adecuado a la estructura. Los extremos de estos ánodos vienen equipados con apéndices soldables para conectarlos eléctricamente a la estructura.

En suelos, el tamaño y forma de los ánodos depende más bien de la resistividad del suelo, el requerimiento de corriente y otras condiciones, que no se relacionan con el tamaño de la estructura. Estos ánodos están equipados con un cable aislado para realizar la conexión eléctrica. De esta forma, la separación entre el ánodo y la estructura la determina el operador. Otro componente requerido para la aplicación en suelos es el relleno químico (backfill).

Relleno Químico (Backfill)

El relleno químico que se usa con los ánodos galvánicos consiste en un 75% de yeso (CaSO_4), 20% de bentonita y 5% de sulfato de sodio. El relleno químico que rodea a los ánodos de magnesio y zinc, provee un medio uniforme que reduce el auto-consumo del ánodo. La composición química del relleno hace que el ánodo funcione en forma más eficiente, ya que reduce su polarización. Además, el relleno se hincha al humedecerse, ajustándose al suelo a su alrededor, reduciendo así la resistencia del ánodo a la tierra. Los ánodos galvánicos pueden comprarse desnudos o pre-

empacados con su relleno químico. La bolsa plástica utilizada para preservar el conjunto debe ser retirada antes de la instalación. Si no están preempacados con un relleno químico especial, este relleno debe colocarse durante la instalación.

Conexión a las Estructuras

Los ánodos galvánicos deben tener una conexión directa con la estructura a través de un conductor metálico. Esto se logra de una de las siguientes maneras:

Usando alambre de cobre aislado, suministrado por el fabricante y soldado o conectado de alguna otra manera a la estructura.

- Igual que en el punto anterior, pero a través de una estación de medición instalada entre ánodo y estructura. Esta estación puede incluir una resistencia variable para controlar la corriente o un shunt para medir el drenaje de corriente.
- Con brazaletes que rodeen el tubo, conectados mediante una apéndice (normalmente un cable forrado) soldado al tubo.
- Mediante una varilla de acero o una planchuela inserta en el ánodo, que es luego soldada a la estructura.
- Si el cable del ánodo galvánico tiene una falla en su aislación, el alambre de cobre pasa a formar parte del circuito del cátodo, y recibe corriente de protección catódica del ánodo galvánico. Debido a ello, se deberá tener especial cuidado en dañar el cable del ánodo, para minimizar la pérdida de corriente de protección catódica hacia la estructura.

3.5.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA

Un sistema por corriente impresa consiste en una fuente externa de energía y ánodos. La fuente externa hace que la corriente circule desde el ánodo hacia la estructura a través del electrolito. Los ánodos que se utilizan en un

sistema por corriente impresa generalmente están hechos de un material relativamente inerte. El cobre expuesto en el cable positivo, empalmes o en las conexiones a los ánodos, se corroerá rápidamente, por lo que esos componentes deberán ser adecuadamente aislados e impermeabilizados.

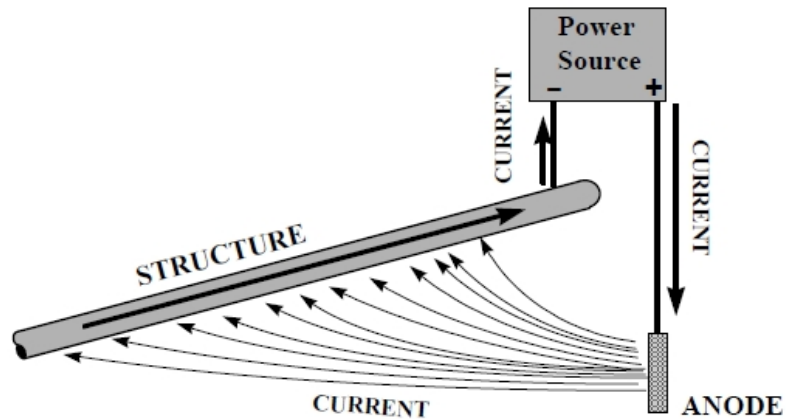


Figura 30. Protección Catódica por Corriente Impresa

Fuente:(NACE, 2010)

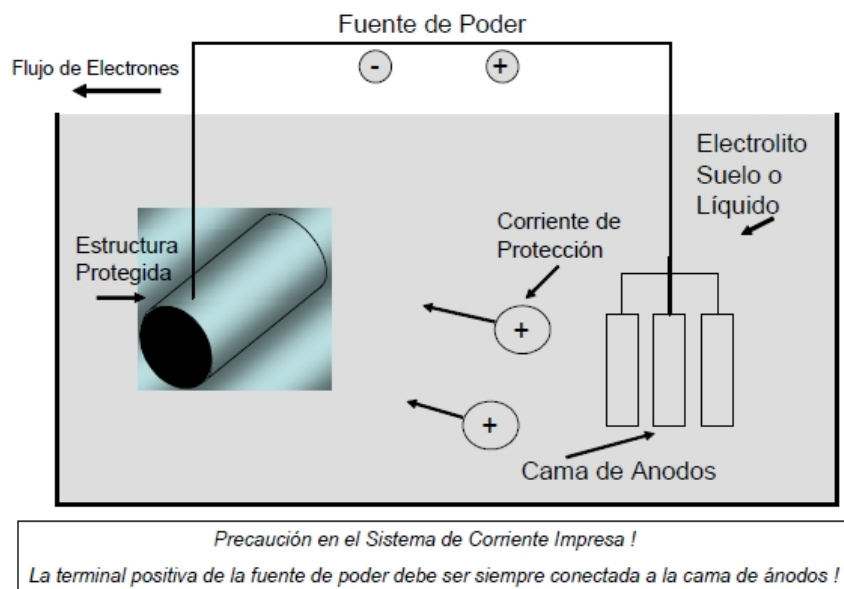


Figura 31. Sistema de Protección Catódica por Corriente Impresa

Fuente:(ARCH, 2010)

Ánodos

Los materiales que se usan como ánodos de corriente impresa incluyen:

- Grafito (carbón)
- Hierro con alto contenido de silicio y cromo
- Niobio y titanio revestidos con platino
- Aluminio
- Magnetita
- Titanio revestido con mixed metal oxide (*mmo*– óxidos metálicos varios)
- Polímero conductor
- Hierro de rezago
- Plomo/Plata

3.5.4.1 FUENTES DE ENERGÍA

La fuente de un sistema por corriente impresa genera corriente continua(DC). Algunas de las fuentes que se usan en sistemas por corriente impresa son:

- Rectificadores
- Paneles solares (fotovoltaicas)
- Motogeneradores
- Generadores Eólicos
- Generadores Termoeléctricos

Si hay corriente AC disponible a un precio razonable, los rectificadores tienen claras ventajas económicas y operativas sobre las otras posibles fuentes.

3.5.4.2 APLICACIONES DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA

Algunos usos comunes de los sistemas por corriente impresa son:

- Para grandes requerimientos de corriente, en especial para estructuras desnudas o mal revestidas
- Para cualquier resistividad (del electrolito)
- Para proteger en forma económica estructuras en las que se han gastado los ánodos galvánicos
- Para superar problemas de interferencia catódica o por corrientes vagabundas
- Para proteger grande cajas de intercambiadores de calor, calentadores de crudo, y otros recipientes
- En interiores de tanques de almacenamiento de agua
- Para fondos externos (primarios y secundarios) de tanques de almacenamiento a nivel
- Para tanques de almacenamiento enterrados
- Para componentes sumergidos de estructuras off-shore
- Para pilotes de fundación y tablestacados, tanto enterrados como en agua.

3.5.4.3 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS POR CORRIENTE IMPRESA

- Flexibles, con la capacidad de operar con un amplio rango de tensiones y corrientes de salida.
- Con una única instalación, satisfacen elevados requerimientos de corriente.
- Efectivos para proteger estructuras desnudas o mal revestidas.
- Efectivos en medios de alta resistividad.
- Menor consumo anódico que en los sistemas de ánodos galvánicos.

3.5.4.4 LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS POR CORRIENTE IMPRESA

- Mayor costo de inspección y mantenimiento que los ánodos galvánicos.
- Requieren una fuente externa de energía.

- Tienen un costo constante de suministro de energía.
- Riesgo de producir interferencia por corrientes vagabundas.

Pueden causar sobreprotección, que resulte en:

- Daños al revestimiento
- Fragilización por hidrógeno

3.5.4.5 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS POR CORRIENTE IMPRESA

Ánodos

GRAFITO (CARBÓN)

Los ánodos de grafito, instalados con un relleno de carbón, funcionan muy bien. El grafito también tiene un excelente rendimiento en presencia de cloruros, como el agua de mar. Cuando sobre la superficie del ánodo de grafito evoluciona oxígeno, el grafito se oxida para formar dióxido de carbono. Con condiciones severas de pH y elevadas concentraciones de sulfatos, puede aumentar su velocidad de consumo. Los ánodos de grafito funcionan bien en suelos relativamente secos.

HIERRO CON ALTO CONTENIDO DE SILICIO (HIERRO-SILICIO)

El hierro con alto contenido de silicio común consiste en una matriz muy dura, con copos de grafito en los bordes de grano. El grafito debilita la aleación. Agregando cromo, los grafitos libres se unen formando carburos, fortaleciendo la aleación. Los ánodos de hierro-silicio-cromo son frágiles comparados con los de grafito, pero la dureza de la aleación hace al ánodo más resistente a la abrasión y la erosión. Si se los instala con rellenos de carbón, los ánodos funcionan en forma similar a los de grafito. Si se los instala sin backfill y si la reacción anódica predominante es la evolución de oxígeno, estos ánodos rinden mejor que los de grafito. En suelos secos, la

película de dióxido de silicio que se forma en la superficie introduce una elevada resistencia, en desmedro de su rendimiento.

PLATINO

Los dos ánodos platinados más comunes son los que tienen sustratos de titanio y niobio. Estos ánodos fueron desarrollados principalmente para aplicaciones en agua de mar y otros medios con presencia de cloruros, dado que ambos sustratos forman capas protectoras de óxidos, dieléctricas, cuando son anódicos en presencia de cloruros. Los ánodos platinados son susceptibles de fallas prematuras debidas a reacciones con algunos iones acomplejantes, especialmente en aplicaciones de procesos. Los ánodos platinados son económicos solamente cuando se utilizan elevadas densidades de corriente, como en agua de mar, en la que los cloruros pueden migrar rápidamente hacia el ánodo, y los productos de corrosión, alejarse de éste rápidamente. Si la reacción anódica predominante es la evolución de oxígeno, se necesitan voltajes iniciales más elevados. Por lo tanto, desde el punto de vista del costo, tanto del ánodo como de la fuente de energía, generalmente no son económicos para aplicaciones bajo tierra.

ALUMINIO

Los ánodos de aluminio se usan principalmente en tanques de almacenamiento de agua a temperatura ambiente. Debido a su elevada velocidad de consumo, su vida útil es de aproximadamente un año. De todas formas, las heladas invernales hacen necesario el reemplazo anual, por lo que esta vida útil, si bien corta, es tolerable. Los ánodos de aluminio también se utilizan en estas aplicaciones porque los productos de corrosión son incoloros y no-tóxicos.

MAGNETITA

La magnetita es una forma de óxido de hierro. Estos ánodos se usan en agua de mar, aguas pantanosas, agua dulce y alta resistividad.

MIXED METAL OXIDE

Los ánodos de mixed metal oxide (también llamados ADS, ánodos de dimensión estable, en inglés DSA dimensionally stable anode) consisten en revestimientos activados en forma electrocatalítica sobre un sustrato de titanio. El revestimiento de óxidos metálicos es altamente conductor y sufre una pérdida de peso extremadamente baja. Estos ánodos son muy resistentes al ataque de ácidos, incluso a pH menores que 1; vienen en forma de barras, tubos o mallas y se usan en agua dulce, agua salada y bajo tierra, como así también en hormigón.

POLÍMERO CONDUCTOR

Este es un ánodo flexible en forma de cable; se usa bajo tierra y también para proteger el acero dentro del hormigón. Para aplicaciones bajo tierra, el ánodo viene en un tubo de tela que contiene un relleno de carbón.

METAL DE REZAGO

Si bien no es muy común debido a su elevada velocidad de consumo, el hierro de rezago o el acero pueden utilizarse como ánodos. Se han usado pilotes de acero abandonados y tramos de tubo viejo como ánodos.

PLOMO-PLATA

Este material sólo se utiliza en presencia de cloruros. Su aplicación más común es en agua de mar.

Relleno (Backfill)

En aplicaciones enterradas, los ánodos de corriente impresa llevan casi siempre un relleno de carbón. Este relleno o backfill sirve para tres cosas:

- Reduce la resistencia ánodo-a-tierra.
- Aumenta la capacidad de drenaje de corriente del ánodo, aumentando su superficie.

- Reduce el consumo del ánodo, ya que el backfill es conductor y, si está bien compactado, pasa a formar parte del ánodo y se consume junto con éste.

Fuentes de Energía

RECTIFICADORES

Lo que comúnmente se llama rectificador, es en realidad un transformador-rectificador. Contiene un transformador, algún medio de ajustar el voltaje, un rectificador para cambiar AC a DC, y diversos controles y otros componentes, dependiendo del uso.

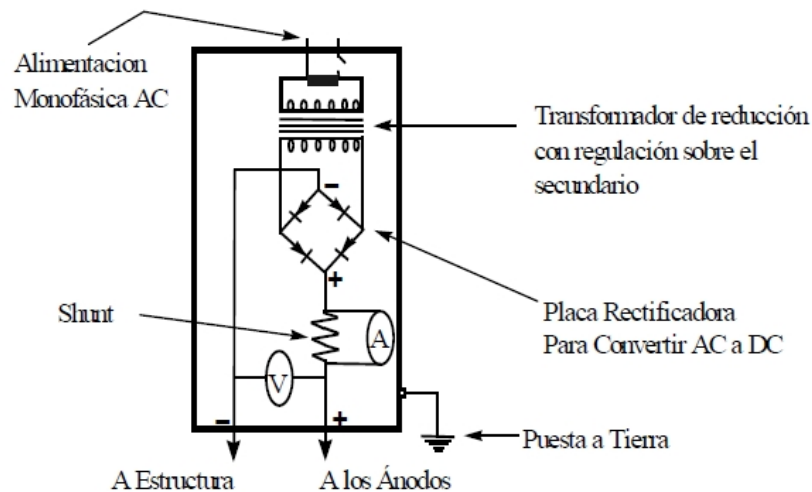


Figura 32. Rectificador de Protección Catódica

Fuente:(NACE, 2010)

Básicamente, hay tres tipos de rectificadores:

1. Voltaje constante — el voltaje DC en los terminales se mantiene constante para cualquier drenaje de corriente, hasta el máximo de corriente que permite el rectificador.
2. Corriente constante — el drenaje de corriente se mantiene constante para un amplio rango de resistencias de circuito, hasta el voltaje máximo permitido por el rectificador.

3. Potencial estructura-electrolito constante — el drenaje de corriente y voltaje varían para mantener un potencial determinado en la estructura. Si hay energía AC disponible y es económica, los rectificadores tienen claras ventajas económicas y operativas sobre otras fuentes de energía.

PANELES SOLARES

Los paneles solares generan DC mediante la acción fotovoltaica con la luz solar. Los paneles se combinan con baterías de almacenamiento para suministrar energía de noche y en días nublados.

MOTOGENERADORES

Los motogeneradores pueden usarse como fuente de energía en sistemas por corriente impresa. Generalmente, estas unidades suministran energía al rectificador standard.

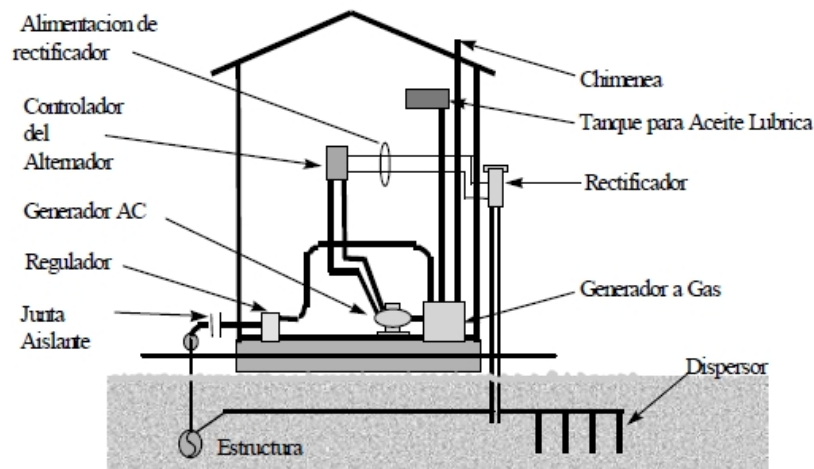


Figura 33. Motogenerador

Fuente:(NACE, 2010)

GENERADORES EÓLICOS

Los generadores eólicos pueden usarse en zonas con vientos de suficiente velocidad. También cargan baterías para suministrar la corriente de protección catódica en forma constante.

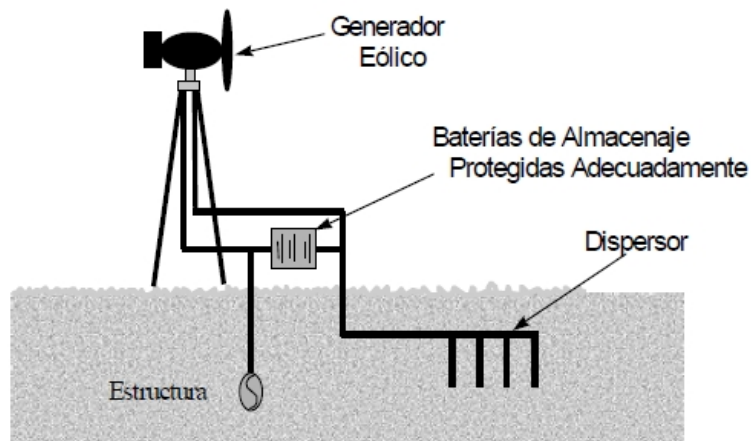


Figura 34. Instalación Generador Eólico

Fuente:(NACE, 2010)

GENERADORES TERMOELÉCTRICOS

Estas unidades generan voltaje calentando la junta entre dos metales diferentes. Generan corrientes pequeñas, por lo que se utilizan en aplicaciones con bajo requerimiento de corriente.

CONEXIONES ELÉCTRICAS

Todas las conexiones eléctricas que se utilizan en los sistemas de protección catódica por corriente impresa (excepto las superficies anódicas activas) deben estar completamente aisladas con materiales dieléctricos.

3.6 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA

Hay muchos factores que influyen en el funcionamiento de los sistemas de protección catódica. Un técnico en corrosión debe comprender los efectos de algunos de los más importantes.

Contenido de Humedad en el Suelo

A medida que el contenido de humedad aumenta hasta alcanzar alrededor del 15%, la resistividad del suelo disminuye. Más allá de este 15%, hay poco cambio en la resistividad. Si bien las resistividades bajas tienden a aumentar

la corrosión electroquímica, también favorecen a la protección catódica, disminuyendo la resistencia del ánodo al suelo, permitiendo por lo tanto un mayor drenaje de corriente para un mismo voltaje.

Revestimiento

El revestimiento reduce la cantidad de corriente requerida para proteger una estructura. Proteger una estructura desnuda requiere suficiente corriente como para proteger todo el metal expuesto al electrolito. En cambio, en una estructura revestida, lo único que hay que proteger es el metal expuesto en las fallas, o holidays, del revestimiento. Una estructura bien revestida puede llegar a tener menos del 1% de su superficie expuesta. Sin embargo, a medida que el revestimiento envejece, también puede ir deteriorándose. Además, al proteger estructuras revestidas antiguas, deben efectuarse relevamientos para determinar la calidad del revestimiento.

Textura del Suelo

a.- Arcilla y Limo

Los suelos muy compactados pueden llevar al bloqueo de gases en los ánodos, aumentando la resistencia al suelo. El bloqueo está causado por la imposibilidad de que los gases generados en el ánodo puedan escapar. Esto es importante especialmente en dispersores profundos. Este tipo de suelos pueden reducir los efectos de despolarización en la estructura. Esto ayuda a reducir los requerimientos de corriente de protección.

b.- Arena y Canto Rodado

Los suelos porosos permiten rápidas variaciones en el contenido de humedad. Esto puede llevar a que el suelo esté seco y mojado en forma cíclica, cambiando su resistividad. Estos cambios influyen en la resistencia del circuito de protección catódica. En algunos casos, es necesario utilizar un rectificador de corriente constante para mantener la protección catódica. El oxígeno puede penetrar estos suelos con facilidad, actuando como despolarizante y aumentando el requerimiento de corriente. En los puntos de

contacto entre el canto rodado y la estructura pueden formarse celdas por concentración de oxígeno. La corriente de protección catódica puede no ser capaz de ingresar en el punto de contacto. Como resultado, puede resultar difícil proteger estructuras rellenas o apoyadas simplemente sobre canto rodado o piedra partida.

c.- Morena

La morena glacial es similar al canto rodado. Las consideraciones expuestas anteriormente valen también para este tipo de suelo.

Temperatura

La velocidad de corrosión tiende a aumentar con la temperatura. Por lo tanto, en electrolitos más cálidos, el requerimiento de corriente será mayor. Las cajas de intercambiadores y los calentadores de petróleo, son buenos ejemplos de medios de temperatura elevada. Las tuberías de gas downstream de una estación de compresión requieren por lo general de una mayor densidad de corriente, debido al aumento de temperatura dado por el gas comprimido. La mayor temperatura reduce la polarización, aumentando también el requerimiento de corriente. Como dijimos al analizar los materiales que se usan como ánodos galvánicos, las temperaturas elevadas pueden afectar el rendimiento de los ánodos de zinc y aluminio.

Contenido de Oxígeno

A medida que aumenta la concentración de oxígeno, la polarización tiende a disminuir. Por lo tanto, en medios más oxigenados, el requerimiento de corriente será mayor.

Movimiento de Estructura y Electrolito

El movimiento relativo entre una estructura y el electrolito influye en el requerimiento de corriente. A medida que aumenta la velocidad relativa, también aumenta el requerimiento de corriente, debido a la menor polarización. Un buen ejemplo de este fenómeno son los cascos de barcos.

Cuando el barco está anclado, el requerimiento de corriente para proteger el casco es bajo. Sin embargo, cuando el barco está en movimiento, el requerimiento de corriente aumenta. Puede ser necesario utilizar rectificadores de corriente constante. El mismo efecto se produce en agua que fluye a una cierta velocidad. Los pilotes de los puentes colocados en ríos turbulentos requieren más corriente que aquéllos colocados en aguas quietas. El flujo de agua a través de una caja de intercambiador de calor también afecta el requerimiento de corriente.

Composición del Electrolito

El electrolito también puede afectar por sí mismo el rendimiento de la protección catódica. Las bacterias, en especial la bacteria reductora de sulfatos, tienen un efecto despolarizante sobre las estructuras protegidas. En estos casos, puede ser necesario aumentar el nivel de protección catódica. La composición química de los fluidos en los calentadores de crudo de petróleo, influye en el rendimiento de los ánodos. El dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, por ejemplo, tienen efectos pasivantes sobre el zinc.

Pantalla Eléctrica

a.- Pantalla Metálica

Los componentes metálicos conectados a una estructura protegida pueden llegar a impedir que la corriente de protección catódica llegue a la superficie a proteger. Un ejemplo excelente de pantalla eléctrica metálica es un encamisado en corto con la tubería.

La Figura 3.8 muestra el efecto de un casing en corto.

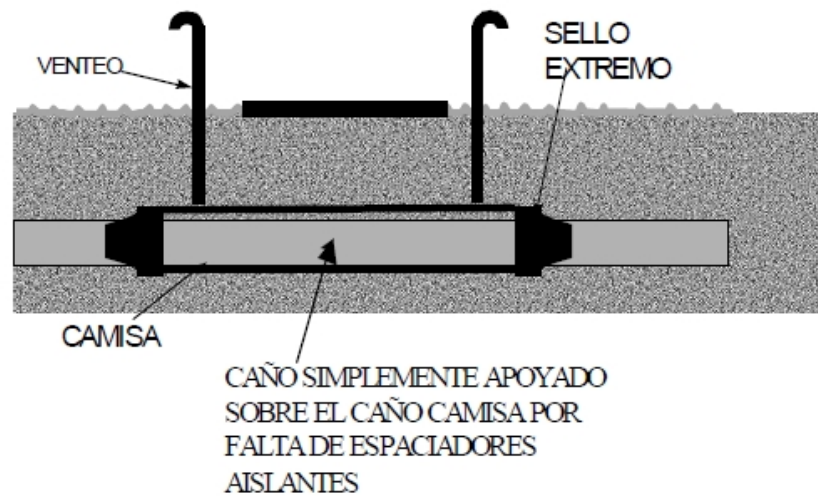


Figura 35. Pantalla Catódica por un Tubo en Contacto

Fuente:(NACE, 2010)

b.- Pantalla Dieléctrica

Si se coloca una plancha de plástico o cualquier otro material aislante cerca de la superficie de una estructura con protección catódica, puede llegar a impedir que llegue la cantidad adecuada de corriente a esa superficie. Los revestimientos despegados pueden tener este mismo resultado.

3.7 CRITERIOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

La protección catódica es un fenómeno de polarización. Como se dijo antes, la protección catódica implica reducir a cero la diferencia de potencial entre los ánodos y cátodos localizados sobre una superficie metálica. Esto se logra polarizando los potenciales de los cátodos hasta el nivel de los potenciales de los ánodos. La polarización de los sitios catódicos hasta el potencial a circuito abierto de los sitios anódicos es el verdadero criterio para eliminar la corrosión.

Sin embargo, es básicamente imposible determinar el potencial a circuito abierto del sitio anódico más activo. Como las celdas de corrosión generalmente son microscópicas y los potenciales medidos son potenciales

de corrosión mixtos, lo más probable es que las mediciones iniciales sean un promedio de los potenciales de corrosión de muchas celdas. Por lo tanto, se han ido desarrollando varios criterios alternativos para poder aproximarse al criterio verdadero de control de corrosión. NACE International y otras organizaciones internacionales recomiendan varios criterios.

3.7.1 CRITERIOS RECOMENDADOS POR NACE INTERNATIONAL GENERAL

Existen varios criterios recomendados por NACE, descritos en las distintas prácticas recomendadas (RP) o en las prácticas standard (SP). A continuación se analizan varios metales en distintos medios, y se citan también las RP pertinentes. Siempre que vaya a usar estas prácticas recomendadas, asegúrese de obtener la última versión (el año de revisión se especifica a continuación del número de RP).

En muchos casos usted notará que, para realizar una interpretación válida de los datos, se hace referencia a caídas de voltaje (caídas IR) distintas a aquéllas que se verifican en la interfase estructura-electrolito. Es muy importante que usted comprenda esto en profundidad, ya que si se deja de lado la caída IR, sus datos pueden indicar que la estructura está protegida, cuando en realidad no lo está. En la próxima sección se desarrolla este concepto. Luego, analizaremos distintos criterios de protección catódica para diversas situaciones.

CAÍDA IR

Como la protección catódica es un fenómeno de polarización, para determinar el nivel de protección de una estructura es necesario determinar su nivel de polarización. El potencial polarizado puede definirse como el potencial a través de la interfase estructura-electrolito; ésta es la suma del potencial de corrosión y la polarización catódica.

Por lo tanto, el potencial que nos interesa es el potencial polarizado a través de la interfase estructura-electrolito. Sin embargo, siempre que se mide un

potencial, el resultado es la sumatoria de todas las caídas de potencial en el circuito.

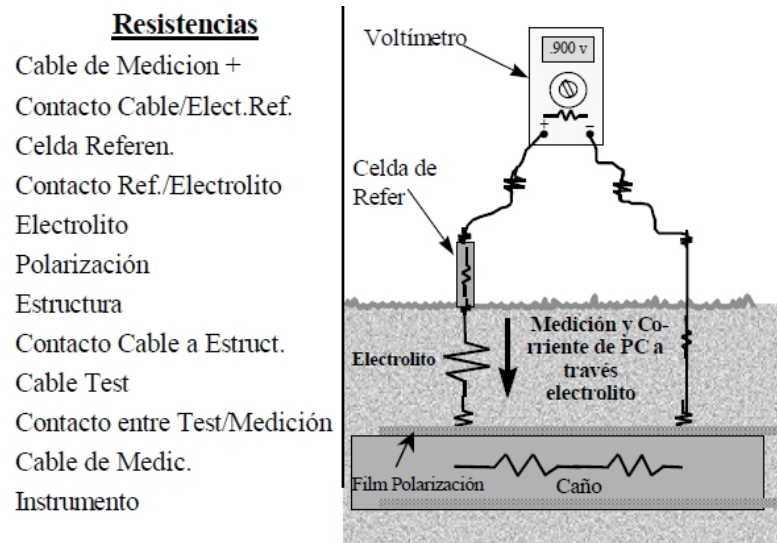


Figura 36. Caídas Óhmicas en un Circuito

Fuente:(NACE, 2010)

Para que el potencial medido represente el potencial polarizado a través de la interfase estructura-electrolito, todas las otras caídas óhmicas deben ser despreciables. Como el voltaje (o caída óhmica) es el producto de la corriente por la resistencia, el voltaje disminuye cuando disminuyen la corriente o la resistencia. Cuando hablamos de corriente, generalmente nos referimos a la corriente de protección catódica aplicada; sin embargo, puede ocurrir que la corriente de medición (corriente necesaria para hacer funcionar el instrumento de medición) o las corrientes vagabundas sean significativas. La corriente de circuito es pequeña si la resistencia del instrumento es grande. Esta es una de las razones por las que los instrumentos de medición que se utilizan para medir potenciales tienen resistencias de millones de ohmios. Sólo bajo las siguientes condiciones, las caídas óhmicas en el circuito de medición son insignificantes:

- Pasos metálicos — cuando son cortos en longitud y/o la sección transversal al pasaje de corriente es grande.

- Contacto entre pila de referencia y electrolito — cuando hay gran cantidad de humedad y/o la superficie de contacto es grande.
- Puntos de conexión — cuando los contactos metal/metal son buenos.
- Circuito interno del instrumento de medición — cuando se utiliza un instrumento de medición con una elevada resistencia de entrada (10 megohmios, por ejemplo).
- Electrolito — cuando resistividad y/o densidad de corriente de protección catódica son bajas.

Todas las caídas óhmicas de un circuito de medición son controlables, excepto la del electrolito. Sin embargo, ésta puede aproximarse a cero colocando el electrodo de referencia cerca de la estructura; y puede reducirse a cero interrumpiendo el flujo de corriente. Además de intentar hacer que la caída IR sea insignificante, se puede tratar de determinar su magnitud, ya sea midiéndola o calculándola, y ajustar el potencial medido eliminando la caída IR. La caída IR afecta la precisión de los datos recogidos durante los relevamientos de protección catódica.

3.8 MEDICIONES DE CAMPO

En muchos casos pueden aplicarse otros criterios. El criterio de 100 milivoltios de polarización, por ejemplo, se aplica en muchos casos. Es fundamental que usted conozca cuáles son los criterios específicos para las y universal de protección catódica. Para entender los criterios aplicables a las estructuras con las que se trabaja.

Hierro y Acero Enterrados o Sumergidos

Referencias

SP0169 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems (Control de Corrosión Externa en Sistemas de Tuberías Metálicas Enterradas o Sumergidas)

RP0285 Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection (Control de Corrosión con Protección Catódica en Tanques de Almacenamiento Enterrados)

CRITERIOS RECOMENDADOS

Hay tres criterios aplicables: dos relacionados con un potencial estructura-suelo de -850 mV con respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre (CSE), y otro, con un desplazamiento en la polarización de 100 mV.

Estos tres criterios son:

- **Un potencial negativo (catódico) de al menos 850 milivoltios** con la protección catódica aplicada. Este potencial se mide con respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre en contacto con el electrolito. Para poder interpretar correctamente esta medición, deben tenerse en cuenta las otras caídas de potencial, además de la que tiene lugar en la interfase estructura-electrolito.
- **Un potencial polarizado negativo de al menos 850 milivoltios** con respecto al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre.
- **Un mínimo de 100 milivoltios de polarización catódica** entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia estable en contacto con el electrolito. La formación o desaparición de la polarización puede medirse para alcanzar este criterio.

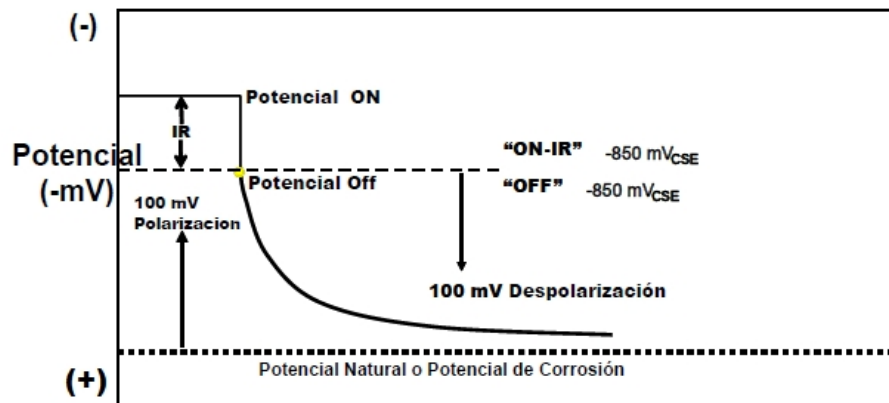


Figura 37. Potenciales Tubo-suelo

Fuente:(ARCH, 2010)

APLICACIÓN DE ESTOS CRITERIOS

El primer criterio, un potencial de -850 mV obtenido con la corriente aplicada, requiere una caída IR despreciable o que se haya eliminado de la medición. Generalmente, la caída IR es poco significativa cuando la densidad de corriente y/o la resistividad son bajas. El segundo criterio, un potencial polarizado de -850 mV, requiere eliminarla caída IR durante la medición. Esto puede efectuarse eliminando la resistencia del electrolito o interrumpiendo la corriente. En una estructura desnuda, si se mide el potencial en la interfase estructura-electrolito, electrolito pasa a estar fuera del circuito de medición, y su resistencia, por lo tanto, es casi cero. Si se interrumpe la corriente de protección catódica, la corriente es cero. Recuerde que la polarización se disipa si se interrumpe la corriente, y justamente lo que se desea medir es la polarización. Por lo tanto, cuando se interrumpe la corriente, debe medirse el potencial en "instant off", es decir, el potencial con la caída IR eliminada pero antes de que la polarización empiece a disiparse.

El criterio de 100-mV de polarización puede aplicarse o bien empezando con el potencial de corrosión conocido (potencial "off" natural o espontáneo), o bien con el potencial polarizado de la estructura. Comience por interrumpir momentáneamente la corriente para determinar el potencial "instant off"

(polarizado). Con la corriente interrumpida, observe cómo decae el potencial polarizado. Si el potencial cae (es decir, se hace más positivo) al menos 100 mV, se ha alcanzado este criterio. De la misma forma, si la lectura “instant off” es al menos 100mV más negativa que la lectura del potencial natural, el criterio está cumplido.

Hay que tener en cuenta que bajo ciertas circunstancias, por ejemplo, en presencia de bacterias, sulfuros, temperaturas elevadas y metales distintos, estos criterios pueden no ser suficientes. En suelos bien aireados y de buen drenaje, puede evitarse la corrosión a potenciales menos negativos. Por otro lado, en tuberías desnudas o mal revestidas, puede alcanzarse con verificar que hay una corriente neta de protección (corriente que circula hacia la tubería en puntos predeterminados donde se había verificado salida de corriente).

Probablemente su compañía tenga criterios específicos para diversas situaciones. Usted debe saber qué criterio utilizar en cada caso y entender que existen distintos criterios entre los cuales deberán optar los ingenieros de diseño.

Tuberías Enterradas o Sumergidas de Aluminio y Cobre

Estos metales se analizan en la SP0169. Para ambos se utiliza el criterio de 100mV de polarización catódica. El aluminio es un metal anfótero y puede dañarse con un exceso de protección catódica. Por lo tanto, no debe excederse un potencial polarizado de -1200 mV.

Situaciones con Metales Distintos

La SP0169 especifica el criterio de un potencial negativo con respecto a un electrodo de referencia estable equivalente al requerido para la protección del metal más anódico.

Plataformas Offshore en Agua Salada

SP0176 Corrosion Control of Steel Fixed Offshore Platforms Associated with Petroleum (Control de Corrosión de Plataformas Offshore Fijas de Acero Relacionadas con el Petróleo).

Un voltaje negativo (catódico) de al menos -0.800 voltios medidos entre la superficie de la plataforma y un electrodo de referencia de plata-cloruro de plata (Ag-AgCl) en contacto con el agua. Normalmente este voltaje debe medirse con la corriente de protección aplicada. Este criterio de -0.800 V incluye la caída óhmica a través de la interfase acero/agua, pero no la caída óhmica en el agua. En esta norma se cubren otros criterios y electrodos de referencia, junto con una discusión acerca de las técnicas de medición.

Norma ISO 15589-1

Industria del Gas Natural y del Petróleo – Protección Catódica de Sistemas de Transporte por Tuberías

Parte 1 Tuberías enterradas

- El potencial metal a electrolito es elegido de manera tal que la velocidad de corrosión sea inferior a 0.01 mm/año (0.39 mils/año)
- Potencial Polarizado más negativo que -850 mV vs. Electrodo de cobre.
- Potencial nunca más negativo que -1.200 mVCSE
- En suelos anaeróbicos o en presencia de bacterias reductoras de sulfatos, potencial más negativo que (SRB) -950 mVCSE
- Resistividades elevadas del terreno
 - -750 mVCSE para $100 < \rho < 1,000$ Ω -m
 - -650 mVCSE para $\rho > 1,000$ Ω -m
- Polarización catódica de 100 mV

PRECAUCIONES:

Evite utilizar el criterio de 100 mV en condiciones de alta temperatura, presencia de SRB, corrientes de interferencia, corrientes telúricas, metales disímiles o cuando hay sospecha de SCC (Stress Corrosion Cracking) potenciales más positivos a -850 mVCSE.

3.9 PROTECCIÓN CATÓDICA DEL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO

3.9.1 ANTECEDENTES

El objetivo primordial de la Intendencia Línea y Derecho de Vía es el de mantener la operatividad del Oleoducto, para cumplir con este objetivo, aplica procedimientos específicos que administran, entre otros, el Mantenimiento de la Línea, la Integridad de Ductos, terrestres y Submarinos, tanques, Barcaza, Remolcadores y Monoboyas y la Protección Catódica

El control de Corrosión en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, se realiza mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos, complementados con sistemas de Protección catódica.

La Protección Catódica del Oleoducto se lleva a cabo de dos maneras: por corriente impresa, suministrada por 17 rectificadores que integran el sistema, se distribuyen a lo largo del Oleoducto incluido el Terminal Balao, y por Protección Galvánica, mediante la instalación de lechos de ánodos de sacrificio, que son colocados en diferentes sitios de acuerdo a las necesidades y alcanzar la protección total del ducto y sus estructuras. Adicionalmente cada 2 kilómetros, se dispone de estaciones o postes de medición de potenciales de protección (PE), en los tramos enterrados de la tubería, que nos permite evaluar el correcto funcionamiento de los sistemas de protección.

Como actividad complementaria a la protección catódica se realiza la inspección técnica de la tubería fundamentada en normas técnicas ASME, API, NACE entre otras, mediciones ultrasónicas de la pared de la tubería y determinación de corrosión, deformaciones, y anomalías, tendientes a establecer el estado en que se encuentra la tubería, la eficiencia del control de corrosión y realizar el análisis de integridad del ducto.

3.9.2 RESUMEN

El recorrido de inspección de los Sistemas de Protección Catódica del OLEODUCTO TRANSECUATORIANO, contiene lo siguiente:

- Medidas de potenciales de protección expresada en mili voltios, en las estaciones de prueba (PE) instaladas a lo largo del oleoducto, en toda tubería entra (TE) y Tubería sale (TS), obviando por este recorrido la evaluación de la resistividad del suelo en Ohm-cm, medidas cada 2 km y la pérdida de espesor de pared, expresada en pulgadas, medidas realizadas en puntos específicos, en los diferentes tramos del Oleoducto.
- Cuadros de valores obtenidos y gráficos de: perfiles de potencial, resistividad y comportamiento de cada uno de los rectificadores.

EL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUATORIANO: tubería terrestre, submarina, tanques de almacenamiento y marítima que incluye barcaza, cinco remolcadores, dos lanchas y dos Monoboyas; se debe asegurar la integridad de todas las estructuras protegidas realizando algunos ajustes indicados.

Las anomalías que se puedan encontrar son inmediatamente evaluadas y solucionadas, a continuación se incluye un resumen de los diferentes sistemas de protección catódica con que cuenta el Oleoducto.

Tabla N° 1 Sistema de Corriente impresa SOTE

SISTEMA DE CORRIENTE IMPRESA		
LINEA PRINCIPAL		
ABSCISA	UBICACIÓN	NÚMERO
00+000	ESTACIÓN LAGO AGRIO	17
66+560	ESTACIÓN LUMBAQUI	1
137+674	CAMPAMENTO "EL CHACO"	2
189+350	ESTACIÓN "PAPALLACTA"	3
207+000	SECTOR "PEÑAS BLANCAS"	4
246+853	GUAJALO	5
415+390	SECTOR QUININDE	6
497+703	TERMINAL BALAO	7

Fuente:(ARCH, 2013)

CAPITULO 4

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 POTENCIALES DE ESTACIONES

4.1.1 TRAMO LAGO AGRIO-LUMBAQUI (KM 0+000 a km 66+570)

Este tramo tiene un 68% de tubería enterrada, la protección catódica de este tramo se proporciona mediante corriente impresa del Rectificador Nro. 17, instalado en la estación de Lago Agrio, hasta el km 40+000, se determina que los potenciales de protección en estos kilómetros, son mayores a 850 mV (mínimo requerido) a excepción de cinco kilómetros, entre el km 43 y el km 52, con valores cercanos pero inferiores al límite.

Se está ejecutando el proyecto de soterrado de la línea del Oleoducto, por lo que se diseñó e instaló un sistema de protección catódica por corriente impresa, que involucrará al Poliducto paralelo y aledaño al Oleoducto para evitar problemas de interferencia; el Rectificador de este sistema se lo instaló en la abscisa km 0+000 aproximadamente, que permite la protección del tramo del Oleoducto del km 0 al km 42, posiblemente al Poliducto y al ducto del OSLA.

Del km 40+000 al km 66+570, la protección catódica es proporcionada por el rectificador Nro. 01 ubicado en la Estación de Lumbaqui y complementada por la instalación de ánodos de sacrificio en sitios que así lo requieren (puntos calientes). Los potenciales medidos en este sector, están en buen nivel, superiores a los 850 mV.

En cuanto se refiere a las estaciones de medida (PE) se realiza permanentemente su mantenimiento que garantiza su integridad, se deben realizar nuevas instalaciones en los sectores en que el tubo ha sido enterrado, consultar tablas y diagramas del Recorrido.

Las curvas de atenuación del potencial en este tramo están correctas pese a que en el Rectificador Nro. 1 de Lumbaqui, es demasiado empinada dando a

entender que posiblemente se tenga, por un lado daño en el recubrimiento y por otro las interferencias. La resistividad en este tramo varía entre 3.700 Ohm-cm (km 31+000) y 94.248 Ohm-cm (km 30+000), existiendo un moderado riesgo de corrosión en los puntos calientes.

Tabla N° 2 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 1 LAGO AGRIO-ESTACIÓN Nro. 2 LUMBAQUI	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
0+00	1,408
2+800	1,360
3+400	1,31
8+600	1,204
10+800	1,175
11+480	1,123
16+000	1,117
TUBERIA ENTERRADA DESDE EL km 12 AL km 22	
22+350	1,209
23+400	1,051
24+000	1,02
25+000	1,035
26+000	1,009
26+980	1,065
27+900	0,954
29+000	1,004
30+000	0,989
31+000	0,975
32+000	0,984
33+000	0,985
34+000	1,019
35+000	0,987
36+000	1,047
37+100	0,949
38+000	1,039
39+000	0,986
40+000	0,946
41+000	0,856

Continuación Tabla 2

42+000	0,883
43+000	0,812
44+000	0,831
45+000	0,845
46+000	0,941
47+000	0,845
48+000	0,836
49+150	0,812
50+000	0,795
51+000	0,736
52+000	0,785
53+000	
53+900	
54+500	0,847
55+000	
56+000	
57+000	0,925
58+000	
59+000	
59+800	
60+600	
61+000	
62+000	
63+000	1,314
64+000	1,318
65+000	1,392
66+000	1,256

Fuente:(ARCH, 2014)

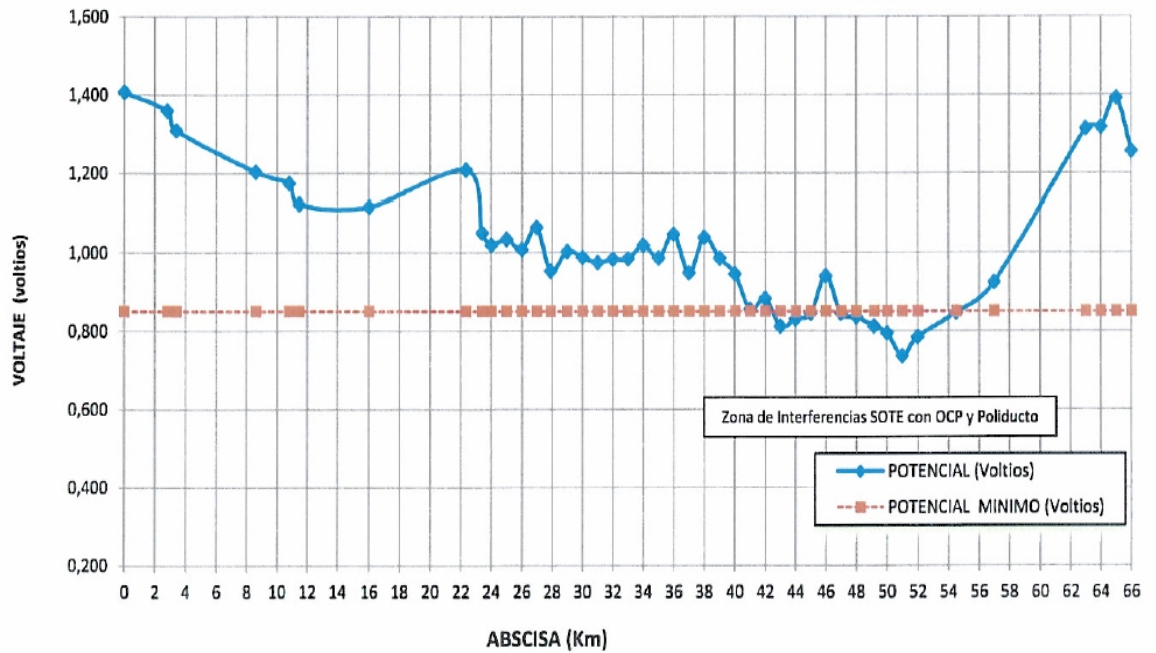


Figura 38. Potenciales Protección Catódica Lago Agrio-Lumbaqui

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.2 TRAMO LUMBAQUI-SALADO (KM 66+596 A KM 111+671)

La protección catódica es proporcionada por el rectificador Nro. 01 ubicado en la estación de Lumbaqui en el km 66+500, complementada con la instalación de lechos de ánodos de sacrificio en los sectores calientes.

Este tramo tiene un 59.2% de tubería aérea, los potenciales medidos son mayores a 850 mV hasta el km 77+000; en los últimos treinta kilómetros del tramo, por ser un terreno con relleno y el sector del Reventador, que son suelos de carácter volcánico, de muy alta resistividad, se tiene potenciales bajos, alternados con medidas de potencial adecuadas, este problema debe ser estudiado para determinar causas, como por ejemplo interferencia con los ductos paralelos, y tomar decisiones. En este tramo se reinstaló al OCP muy cercano al SOTE debido a los trabajos del proyecto Coca Codo Sinclair.

En los siguientes kilometrajes:

TRAMOS CON ANOMALÍAS		
80+000	A	111+000

Es necesario realizar nuevos recorridos para descartar malas medidas, estaciones de medida con problemas y determinar situaciones anómalas.

La curva de atenuación del potencial en este tramo y a partir del rectificador Nro. 1 de Lumbaqui, es demasiado empinada dando a entender acciones que posiblemente se tenga daño en el recubrimiento y problemas de interferencia con OCP y Poliductos.

La resistividad varía en un amplio rango de 2.500 (km 85+000) a 163.000 (km 94+000) Ohm-cm, existiendo un moderado riesgo de corrosión, tomando en consideración potenciales naturales. Respecto a las estaciones de medida (PE), se realiza permanentemente su mantenimiento asegurando la integridad.

Tabla N° 3 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 2 LUMBAQUI-ESTACIÓN Nro. 3 SALADO	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
66+650	1,548
67+500	1,435
70+200	1,525
71+000	1,278
72+000	1,124
73+000	1,045
74+100	0,977
75+000	0,963
76+000	0,903
77+200	0,835
78+000	0,797
79+400	0,798

Continuación Tabla 3

80+000	0,782
81+000	0,779
82+100	0,773
83+050	0,74
84+000	0,759
85+000	0,719
86+000	0,998
87+100	0,803
88+300	0,786
89+900	0,714
90+350	0,704
91+500	0,538
93+300	0,75
94+050	0,901
98+800	0,835
100+650	0,754
102+400	0,745
102+900	0,654
105+000	0,655
106+250	0,643
108+800	0,675
110+650	0,63
112+000	0,735

Fuente:(ARCH, 2014)

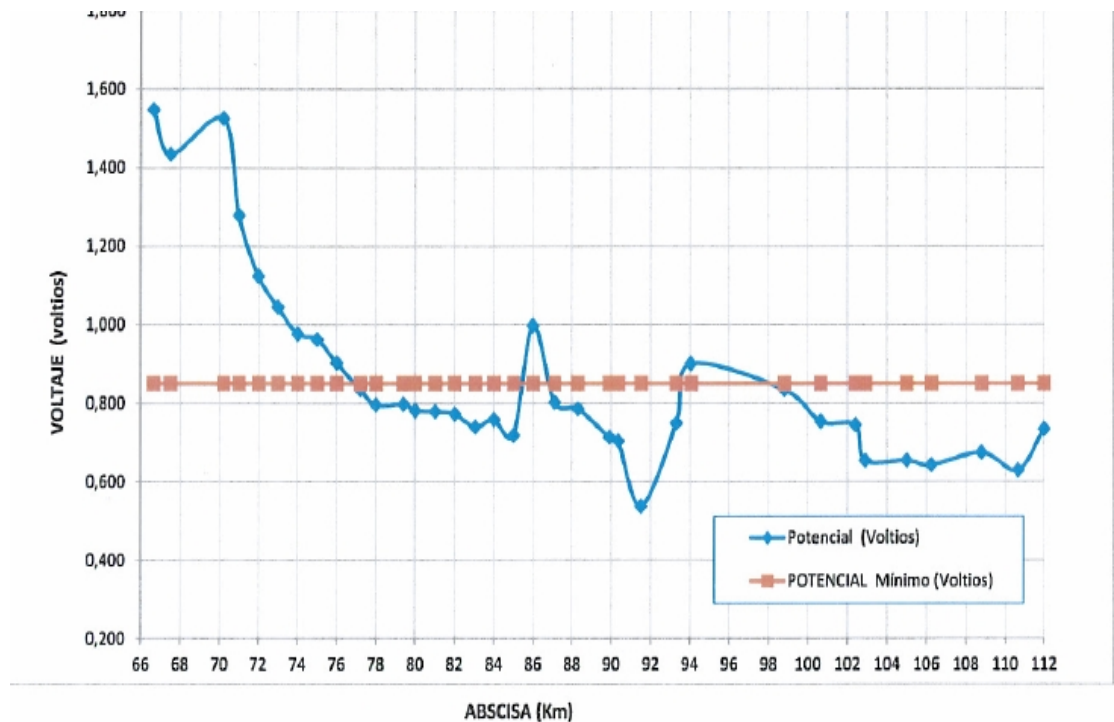


Figura 39. Potenciales Protección Catódica Lumbaqui-El Salado

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.3 TRAMO SALADO-BAEZA (KM 113+000 A KM 141+000)

La protección catódica es suministrada por el rectificador Nro. 02 localizado en el Chaco (km 138+000). Se tiene un 74.6% de tubería aérea, se tiene potenciales bajos en el tramo km 113 al km 127.

Se tienen algunas medidas de potencial distorsionadas, debido principalmente por interferencias con ductos paralelos y próximos al Oleoducto. Se realizaron inspecciones y determinaron todos los trabajos concernientes a las estaciones de medida (PE) como es: colocación y mantenimiento de estaciones malas.

Es necesario realizar nuevos recorridos para descartar malas medidas y/o determinar situaciones anómalas inclusive interferencias. La resistividad en

sector varía entre 3.000 Ohm-cm (km 126+000) y 163.363 (km 194+000) Ohm-cm, con riesgo moderado de corrosión.

Tabla N° 4 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 3 EL SALADO-ESTACIÓN Nro. 4 BAEZA	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
113+000	0,668
114+000	0,666
115+000	0,678
116+000	0,73
117+000	0,769
118+000	0,741
119+000	0,863
120+000	0,824
121+000	0,813
122+000	0,818
123+000	0,746
124+000	0,807
125+000	0,805
126+000	0,795
127+000	0,764
128+000	0,895
129+000	0,905
130+000	0,965
131+000	1,065
132+000	0,958
133+000	0,915
133+473	1,023
134+100	0,897
135+000	0,969
136+000	0,968
137+400	1,044
138+800	1,118
140+000	1,076
141+000	1,032

Fuente:(ARCH, 2014)

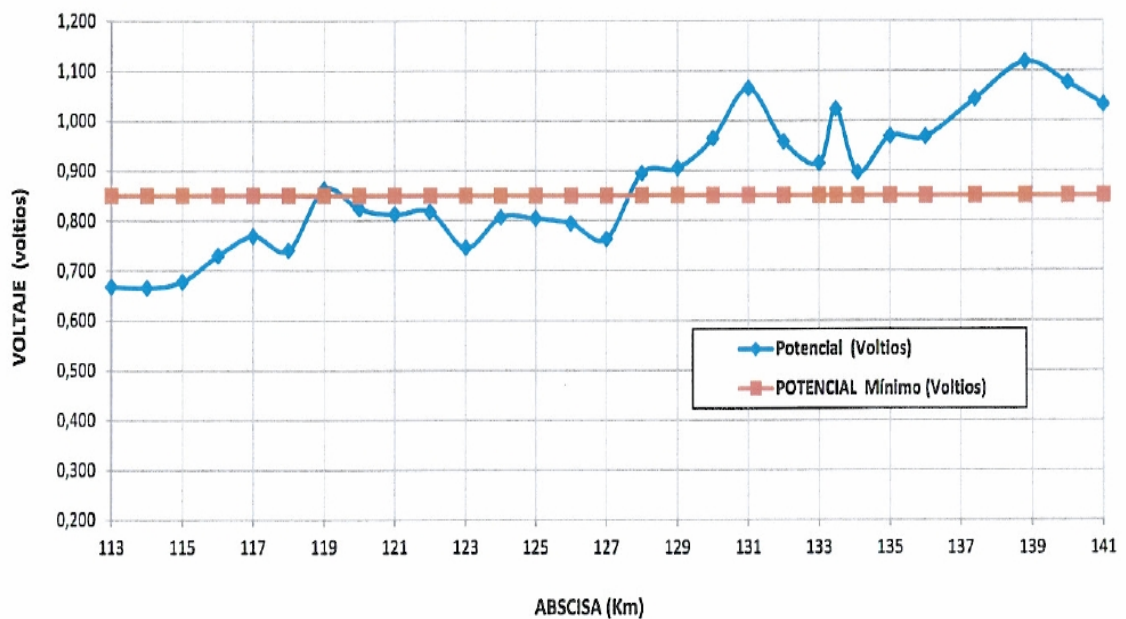


Figura 40. Potenciales Protección Catódica El Salado-Baeza

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.4 TRAMO BAEZA-PAPALLACTA (KM 141+000 A KM 201+582)

Este tramo está protegido por el rectificador Nro. 03 ubicado en la estación de bombeo Papallacta (km 189+400); posee un 96.4% de tubería enterrada, está caracterizado por los constantes cruces con el poliducto y OCP.

Se tiene valores bajos de potencial entre el Km 158 al Km 185, debido a interferencias con OCP y Poliducto, debido al suelo rocoso y a las fallas de integridad del recubrimiento del SOTE.

Fuera de las causas por problemas en el sistema de protección catódica, las medidas bajas pueden tener varias causas:

- Daño físico de la estación, doblez, rotura por acción externa.
- Vandalismo: las estaciones muestran pérdida de accesorios: tapas desaparición de la estación.
- Arrancadura de cables

- Afectación por deslizamientos de tierra.

Otras causas son: agotamiento de las diferentes capas de sacrificio instaladas en el sector, fugas masivas de corriente de protección y problemas de interferencia con OCP y poliductos.

Es necesario realizar nuevos recorridos para descartar malas medidas y determinar situaciones anómalas.

Se están realizando las reparaciones y trabajos concernientes a las estaciones de medida (PE) como es: colocación y mantenimiento de estaciones malas. La resistividad del suelo en este tramo esta en el rango de 11.420 (km 170+000) a 84.050 (km 178+440) Ohm-cm, siendo terreno poco corrosivo.

Tabla N° 5 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 4 BAEZA-ESTACIÓN PAPALLACTA	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
141+000	1,032
142+000	1,093
143+000	1,034
144+000	1,045
145+000	0,998
146+000	0,995
147+000	0,897
147+600	0,855
148+700	0,929
150+070	0,925
151+000	1,164
151+950	0,978
153+000	0,879
154+000	0,856
155+000	0,834
156+000	0,825
157+400	0,812

Continuación Tabla 5

158+000	0,786
159+000	0,764
160+000	
161+000	0,687
162+000	0,696
163+000	
164+000	0,851
165+000	0,675
166+000	0,698
167+000	
168+000	0,685
169+000	0,623
170+000	0,658
171+000	0,668
172+000	0,685
173+000	0,639
174+000	0,678
175+180	0,682
176+750	0,634
178+300	0,657
180+000	0,695
182+000	0,764
184+600	0,929
186+980	0,796
188+000	0,878
189+600	0,658
190+000	0,832
193+800	1,089
196+350	1,051
196+600	0,894
197+250	1,043
199+900	1,043
201+530	1,01
201+582	1,276

Fuente:(ARCH, 2014)

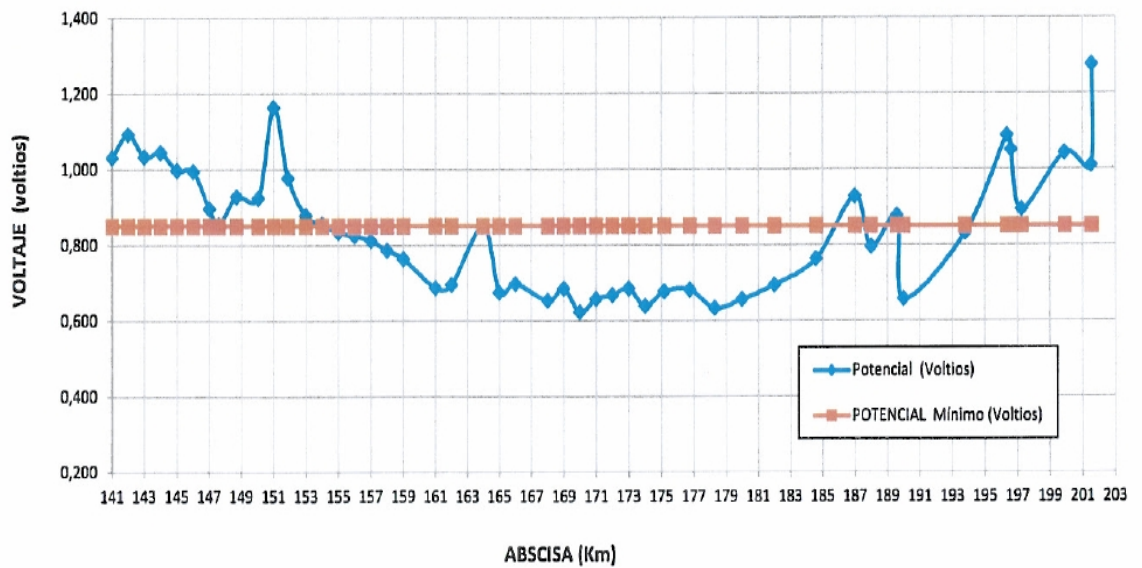


Figura 41. Potenciales Protección Catódica Baeza-Papallacta

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.5 TRAMO PAPALLACTA-GUAJALO (KM 201+000 A KM 247+000)

En este tramo presenta en su totalidad valores de potenciales de protección catódica superiores al mínimo 0.850 voltios. La corriente impresa de este sistema la proporciona el Rectificador ubicado en Guajaló.

Tabla N° 6 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN PAPALLACTA-GUAJALÓ	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
199+900	
201+540	1,021
201+582	1,025
201+700	1,266
201+712	1,27

Continuación Tabla 6

202+200	1,206
203+183	1,067
204+050	1,562
206+150	1,458
206+300	1,84
206+300	1,914
206+880	1,97
207+750	1,798
209+700	1,71
210+500	1,678
210+515	1,668
210+600	1,69
212+189	0,95
212+500	0,954
213+644	0,97
214+850	0,976
215+860	1,322
216+700	1,32
217+400	1,319
219+300	1,287
220+000	1,26
221+800	1,181
222+640	1,135
223+980	1,265
225+200	1,152
226+050	1,22
227+000	1,26
227+850	1,261
228+483	0,982
229+174	1,165
230+000	1,303
232+300	1,36
233+600	1,379
233+700	1,299
234+310	1,358
235+220	1,367
235+250	1,307
236+794	1,375
236+850	1,36
237+250	1,398
237+600	1,448

Continuación Tabla 6

237+800	1,414
238+100	1,406
239+561	1,299
239+600	1,264
239+680	1,308
239+890	1,243
239+900	1,299
240+300	1,433
240+754	1,435
240+755	1,487
240+756	1,495
240+757	1,435
240+758	1,43
240+759	1,437
240+760	1,475
240+761	1,407
240+762	1,228
240+763	1,325
240+764	1,31
240+765	1,585
240+766	1,511
240+767	1,586
240+768	2,13

Fuente:(ARCH, 2014)

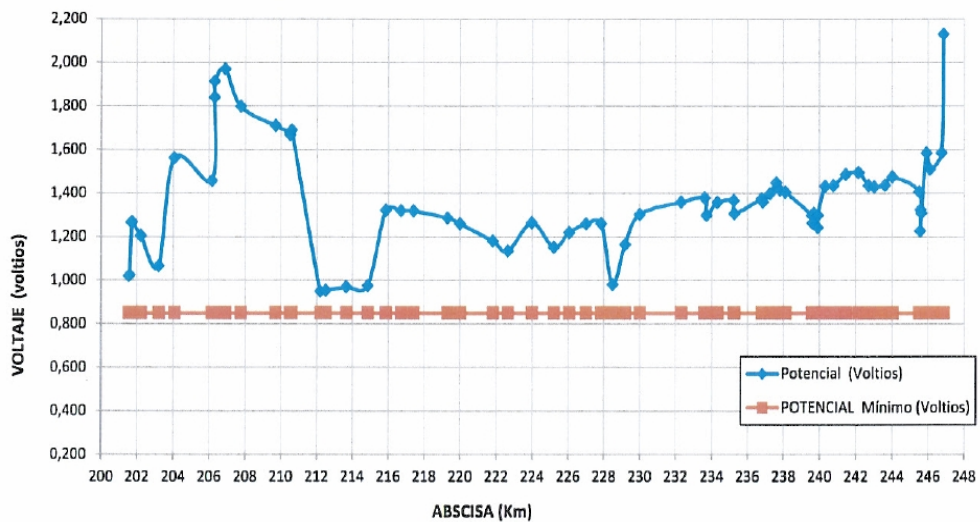


Figura 42. Potenciales Protección Catódica Papallacta-Guajaló

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.6 TRAMO GUAJALÓ-LA PALMA (km 247+000 A km 302+000)

Este sector del Oleoducto está protegido únicamente con la utilización de lechos de ánodos galvánicos o de sacrificio, presenta un 76% de tubería aérea, los potenciales de protección son mayores a 850 mV.

No se detectaron mayores novedades en la trocha o en la línea del Oleoducto. La resistividad del tramo se encuentra en el rango de 1.508 (km 270+000) a 125.660 (km 288+000) Ohm-cm.

Tabla N° 7 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN GUAJALÓ-LA PALMA	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
247+560	1,65
248+910	1,580
250+000	1,521
251+160	1,5
251+750	1,472
254+950	1,256
255+900	1,256
257+150	1,11
258+006	1,37
258+600	1,287
260+000	1,312
261+759	1,12
261+900	1,119
263+300	1,065
264+000	1,261
266+000	1,2
268+000	1,199
270+000	1,125
272+000	1
272+318	1,12
272+808	1,125

Continuación Tabla 7

273+500	0,964
273+601	1,277
273+643	1,039
274+000	0,998
276+100	1,174
278+000	1,1
280+000	1,14
280+350	1,172
282+000	1,038
282+700	1,11
283+200	1,175
283+837	1,15
283+860	0,996
283+880	1,091
283+942	1,179
284+000	1,155
286+000	1,145
286+900	1,13
287+050	1,114
287+200	1,127
287+600	1,16
288+000	1,528
288+200	1,21
290+000	1,21
290+580	0,99
290+670	1,1
290+800	0,911
291+100	0,915
291+150	0,78
292+000	1,12
294+000	1,1
295+380	1,15
295+450	1,09
295+880	1,088
295+900	1,121
296+016	1,117
298+800	0,735
299+255	1,09
300+500	1,08
300+650	1,13
300+850	1,265

Continuación Tabla 7

301+000	1,31
302+400	0,99

Fuente:(ARCH, 2014)

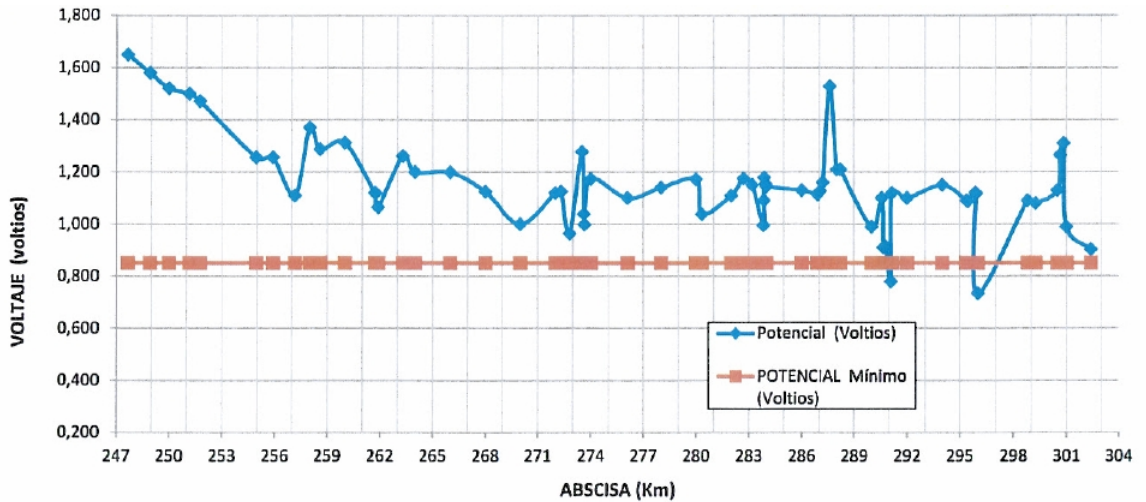


Figura 43. Potenciales Protección Catódica Guajaló-La Palma

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.7 TRAMO LA PALMA-SANTO DOMINGO (KM 303+000 A KM 358+000)

Este sector del Oleoducto está cubierto únicamente con Protección Galvánica y corriente Impresa, por interconexión con poliducto, presenta un 75 % de tubería aérea, los potenciales de protecciones son mayores a 850 mV.

En este tramo se determinaron con éxito todo el mantenimiento mayor que se planeo para el asunto de las estaciones de medida (PE).

La resistividad del tramo, es mayor a 4.000 (km 313+000)Ohm-cm y menores a 151.000 (km 333+000) Ohm-cm.

Tabla N° 8 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN LA PALMA-SANTO DOMINGO	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
303+000	0,95
304+000	0,910
305+700	0,906
306+000	0,98
307+000	1
307+997	0,978
309+000	1,005
310+000	0,89
311+000	0,98
312+000	1,127
312+750	1,05
313+200	0,978
314+050	0,973
314+080	0,97
314+110	0,98
314+330	1
314+420	0,99
314+540	1,01
314+920	1,007
315+000	1,026
315+300	0,698
316+000	1
316+150	1
316+170	1,025
317+200	1,108
317+480	1,018
317+530	0,95
317+600	0,976
318+000	1,096
318+560	1,1
318+750	1,15
318+920	1,335
319+780	1,012

Continuación Tabla 8

319+920	1,075
320+000	1,056
320+450	0,9
320+650	1,006
320+940	0,985
321+260	0,98
321+460	0,99
322+000	0,99
322+320	0,904
322+400	0,875
322+800	0,865
323+100	0,95
323+920	0,894
323+750	0,903
323+900	0,856
323+950	0,74
324+000	0,865
324+190	0,85
324+850	0,865
324+940	0,823
325+000	0,81
326+700	1,088
327+000	0,75
327+720	0,968
328+000	0,877
328+560	0,87
329+000	0,85
329+849	0,75
329+900	0,793
330+000	0,718
332+000	0,715
333+900	0,71
336+000	0,89
338+000	0,88
339+990	0,89
342+080	0,9
342+081	1,14
344+000	1,1
342+083	1,05
345+880	1,112
350+150	1,175

Continuación Tabla 8

352+200	1,216
354+000	1,185
354+150	1,185
356+100	0,89
356+101	1,17

Fuente:(ARCH, 2014)

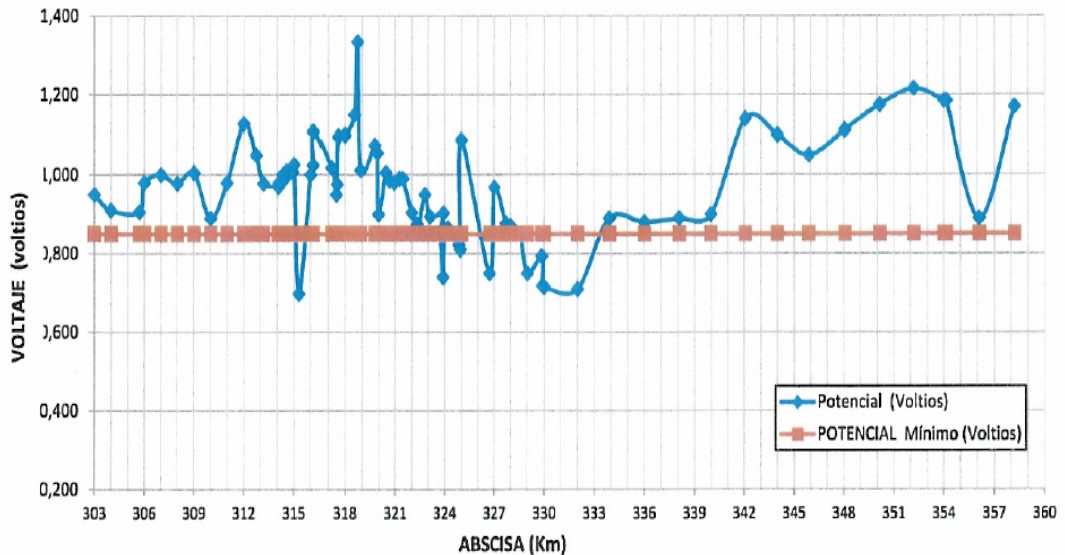


Figura 44. Potenciales Protección Catódica La Palma-Santo Domingo

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.8 TRAMO SANTO DOMINGO –QUININDÉ (KM 360+000 A KM 442+000)

Se tiene un 99% de tubería enterrada, está protegido tanto con Protección Galvánica que utiliza lechos de ánodos de sacrificio, como por Corriente Impresa proporcionada por los rectificadores de poliducto, por estar interconectados y por el Nro. 06 localizado en Quinindé en el km 415+300.

Los potenciales de protección son los más adecuados, se tiene valores superiores a 850 mV. La resistividad es mayor a 10.490 (km 400+000) Ohm-cm y menores a 603.000 (km 370+000) Ohm-cm.

Tabla N° 9 Lectura de Potenciales

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	
TRAMO: ESTACIÓN SANTO DOMINGO-QUININDÉ	
dic-13	
ABSCISA	POTENCIAL (mV)
km	ON
360+040	1,18
361+000	1,256
361+850	1,46
362+000	1,115
364+100	1,005
366+300	1,507
367+800	1,351
370+100	1,355
372+000	1,239
374+200	1,1
376+150	0,951
378+000	1,107
380+100	1,109
382+600	0,978
384+000	0,967
386+000	0,977
388+000	1,206
390+000	1,25
391+600	1,395
394+000	1,476
396+120	1,494
398+000	1,503
400+000	1,516
402+000	1,568
404+000	1,588
406+000	1,646
408+000	1,7
410+000	1,799
412+000	1,841
413+900	1,855
415+000	2,169
415+361	2,185
416+000	2,107

Continuación Tabla 9

418+000	1,86
420+000	1,36
420+280	0,991
420+369	1,056
421+489	1,168
422+000	1,185
424+000	1,251
426+000	1,2
428+000	1,225
429+700	1,167
432+600	0,914
434+000	0,891
436+300	0,975
437+700	0,987
440+000	0,964
442+000	0,915
324+000	0,865
324+190	0,85
324+850	0,865
324+940	0,823
325+000	0,81
326+700	1,088
327+000	0,75
327+720	0,968
328+000	0,877
328+560	0,87
329+000	0,85
329+849	0,75
329+900	0,793
330+000	0,718
332+000	0,715
333+900	0,71
336+000	0,89
338+000	0,88
339+990	0,89
342+080	0,9
342+081	1,14
344+000	1,1
342+083	1,05
345+880	1,112
350+150	1,175

Continuación Tabla 9

352+200	1,216
354+000	1,185
354+150	1,185
356+100	0,89
356+101	1,17

Fuente:(ARCH, 2014)

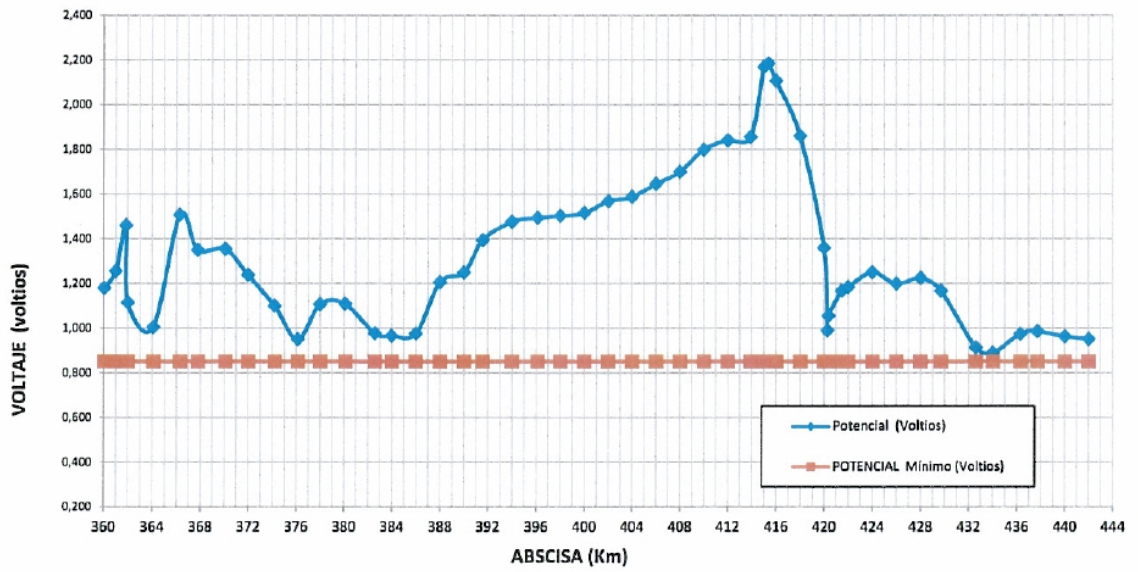


Figura 45. Potenciales Protección Catódica Santo Domingo-Quinindé

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.9 INSPECCIÓN INTERNA DEL OLEODUCTO POR ULTRASONIDO

GERENCIA DE OLEODUCTO - PETROECUADOR

INSPECCIÓN INTERNA DE TUBERIA POR ULTRASONIDO ANOMALIAS A REPARAR EN PRIMER AÑO - SECTOR OCCIDENTE

No.	UNION	DISTANCIA	ABSCISA	DESCRIPCION	PROF %	HORA	VERIF	REPAR	FECHA - REPARACION	METODO	OBSERVACIONES	MEMO	
PAPALLACTA - SAN JUAN													
4	400	391.26	189+766	ABOLLADURA	3,7	12H45	✓	✓	12-DIC-2008 AL 6-ENE-2009	FW 3 FT	KM 189 + 900		
10060	820	911.84	189+977	LAMINACION		07H15	✓	✓	9 AL 21 - DIC - 2008	FW 10 FT	KM 190 + 300		
10578	5450	6.050.71	196+034	PERDIDA DE METAL	21,6	07H00	✓	✓	3 AL 11 - DIC - 2008	FW 10 FT	KM 196		
SAN JUAN - CHIRIBOGA													
3	690	627.14	262+498	ABOLLADURA ADY SL	2,1	11H45	✓	✓	27-ENE AL 3-FEB-2009	FW 3 FT	KM 262+494	002-PCIT-PM-2009	
10011	920	669.18	262+740	ABOLLADURA	2,1	12H00	✓	✓				PC: NO REPARAR 029-PCIT-2008	
10178	10750	10.588.30	273+631	PERDIDA DE METAL	24,6	05H30	✓	✓	11AL 17 - FEB - 2009			PC: NO REPARAR 003-PCIT-PM-2009	
CHIRIBOGA - SANTO DOMINGO													
10043	440	410.17	273+967	PERDIDA DE METAL	26,7	11H45	✓	✓	10 Y 11 OCT - 2009	FW 2FT			
10065	940	1.003.95	274+561	LAMINACION	20,7	06H15	✓	✓				NO REPARAR CON FW	
10082	1180	1.278.18	274+835	PERDIDA DE METAL	22,4	05H45	✓	✓					
10084	1180	1.278.60	274+835	PERDIDA DE METAL	24,7	05H15	✓	✓	24 Y 25 SEP - 2009	FW 5 FT			
10087	1180	1.278.85	274+835	AREA DE PERDIDA DE METAL	22,4	05H15	✓	✓				449-OTE-OML-2009	
10095	1220	1.330.63	274+887	AREA DE PERDIDA DE METAL	20,7	10H15	✓	✓	6 Y 7 - OCT - 2009	FW 3.25FT		449-OTE-OML-2009	
10101	1240	1.347.95	274+895	PERDIDA DE METAL	20,7	09H45	✓	✓	26 Y 27 - SEP - 2009	FW 3 FT		449-OTE-OML-2009	
10105	1490	1.618.74	275+175	AREA DE PERDIDA DE METAL	17,0	03H45	✓	✓	11 - OCT - 2009	DEVCON			
10118	1590	1.738.35	275+295	PERDIDA DE METAL	25,0	06H30	✓	✓	13-14/MAR/2009		FW 4.5 FT	007-PCIT-PM-2009	
		2710	3.061.17	276+726	ENTALLE - CONDUTO		09H00	✓	✓	15-16/MAR/2009	FW 5FT		008-PCIT-PM-2009
		2710	3.062.17	276+727	ENTALLE - CONDUTO		09H00	✓	✓	15-16/MAR/2009	FW 7FT		008-PCIT-PM-2009
10134	2780	3.149.23	276+774	LAMINACION	16,5	08H00	✓	✓					
10135	2780	3.150.32	276+775	LAMINACION ADY SC	14,1	08H15	✓	✓	13-14/MAR/2009		FW 8FT	009-PCIT-PM-2009	
10144	3150	3.576.90	277+201	LAMINACION	10,2	04H15	✓	✓					
		3810	4.360.90	277+985	ENTALLE - CONDUTO		12H00	✓	✓			PC: NO REPARAR 011-PCIT-PM-2009	
		4090	4.694.90	278+219	ENTALLE (VIEJO)		08H30	✓	✓			REPARAR 011-PCIT-PM-2009	
		9830	11.317.72	285+112	ENTALLE - CONDUTO		09H00	✓	✓	30- MAR - 2009		REPARAR 011-PCIT-PM-2009	
		10050	11.573.00	285+160	ENTALLE - CONDUTO		12H00	✓	✓			PC: NO REPARAR 008-PCIT-PM-2009	
20188	22390	25.219.10	299+215	AREA DE PERDIDA DE METAL	26,7	01H15	✓	✓	7-9/NOV/2009		FW 3.6 FT	007-OTE-PCA-2009	
20240	23280	26.280.15	300+266	AREA DE PERDIDA DE METAL ADY SL	21,6	02H45	✓	✓	18/NOV/2009		FW 5.5 FT	011-OTE-PCA-2009	
			300+752	CORROSION						FW 3 FT			
20298	23800	26.875.60	300+813	LAMINACION ADY SC	22,4	06H15	✓	✓					
20300	23840	26.925.06	300+882	AREA DE PERDIDA DE METAL	24,7	01H15	✓	✓	19/MAR/2010	FW 1 FT			
			300+877	ABOLLADURA					20/MAR/2010	FW 1 FT			
11508	24670	27.919.89	301+914	LAMINACION	19,3	07H00						NO REPARAR NO SE ENCONTRO EL DEFECTO	
11560	24920	28.214.37	302+209	AREA DE PERDIDA DE METAL	18,9	12H00	✓	✓					
20348	25090	28.408.46	302+407	PERDIDA DE METAL	26,7	02H45	✓	✓	2-4/DIC/2009	FW 8 FT		014-OTE-PCA-2009	
12047	26990	30.672.14	304+704	PERDIDA DE METAL ADY SL	17,0	06H15	✓	✓					
20474	26990	30.677.70	304+710	PERDIDA DE METAL	25,0	06H45	✓	✓	17/SEP/2010	FW 5 FT + FW 4 FT		0012-OTE-PCA-2010	
12058	26990	30.678.92	304+711	PERDIDA DE METAL ADY SL	17,0	06H15	✓	✓					
12060	27000	30.681.04	304+713	PERDIDA DE METAL ADY SL	13,6	08H00	✓	✓					
20480	27000	30.681.27	304+714	PERDIDA DE METAL ADY SL	21,6	06H15	✓	✓					
20481	27000	30.681.58	304+715	PERDIDA DE METAL ADY SL	17,0	05H30	✓	✓					
20481	27000	30.682.09	304+715	PERDIDA DE METAL ADY SL	21,6	07H30	✓	✓					
20481	27000	30.682.29	304+715	PERDIDA DE METAL	17,0	06H15	✓	✓	18/SEP/2010	FW 5 FT +		0012-OTE-PCA-2010	
20482	27000	30.682.64	304+715	PERDIDA DE METAL ADY SL	21,6	05H30	✓	✓					
20491	27000	30.690.36	304+722	PERDIDA DE METAL	21,6	05H45	✓	✓					
20495	27000	30.692.42	304+724	PERDIDA DE METAL ADY SL	18,9	06H00	✓	✓					
20500	27100	30.807.77	304+843	PERDIDA DE METAL BAJO SOPORTE	26,7	12H00	✓	✓	18/SEP/2010	FW 3 FT			
20551	30430	34.776.58	308+857	LAMINACION ADY SC	15,9	11H30	✓	✓	25 - 26/DIC/2009	FW 5 FT		004-OTE-PCA-2010	
20562	31620	36.192.37	310+273	PERDIDA DE METAL	20,5	12H30	✓	✓					
20565	31620	36.197.41	310+278	AREA DE PERDIDA DE METAL	22,7	10H30	✓	✓	20 Y 21 / ENE / 2010	FW 5 FT		005-OTE-PCA-2010	
20570	31860	36.483.36	310+558	PERDIDA DE METAL	24,4	12H45	✓	✓					
20571	31860	36.484.19	310+559	PERDIDA DE METAL	17,8	12H00	✓	✓	10-ENE-2010	FW 6 FT		004-OTE-PCA-2010	
114	33170	38.041.92	312+157	ABOLLADURA ADY SL	3,3	06H30	✓	✓	2-FEB-2010	FW 3 FT		009-OTE-PCA-2010	
127	35010	40.173.55	314+312	ABOLLADURA	2,2	12H00	✓	✓	11-ENE-2010	FW 2FT		004-OTE-PCA-2010	
		36850	316+452	ABOLLADURA					12 Y 19 - ENE - 2010	FW 4 FT			
SANTO DOMINGO - QUININDE													
9	550	590.23	330+435	ABOLLADURA ADY SC	3,5	06H15	✓	✓	3-FEB-2010		REPARACION MANUAL	009-OTE-PCA-2010	
100049	2470	2.983.33	332+832	AREA DE PERDIDA DE METAL	26,7	05H15	✓	✓	3-4/FEBRERO/2010	FW 3 FT	FW	009-OTE-PCA-2010	
100196	21910	27.065.44	356+910	PERDIDA DE METAL ADY SL	22,8	12H45	✓	✓	16-17/JUNIO/2008			REPARADO S/FW EN VERIFICACION INICIAL	
100198	21910	27.066.16	356+910	PERDIDA DE METAL	30,4	01H45	✓	✓	16-17/JUNIO/2008				
100232	24420	30.238.44	359+939	AREA DE PERDIDA DE METAL ADY SL	25,0	12H30						SE VERIFICARA EN VERANO, ES EN ESTERO	
100302	26350	32.674.97	362+367	AREA DE PERDIDA DE METAL	26,7	10H30	✓	✓	DICIEMBRE/2009	DEVCON	REPARAR CON DEVCON	00015-OTE-PCA-2009	
100327	26630	33.015.08	362+553	PERDIDA DE METAL ADY SL	27,3	02H30	✓	✓	29-30/NOVIEMBRE/2009	FW		00015-OTE-PCA-2009	
100340	27010	33.494.11	363+032	PERDIDA DE METAL	34,4	08H30	✓	✓	30-31/OCTUBRE/2009		REPARAR CON DEVCON	008-OTE-PCA-2009	
100489	37080	48.092.09	375+806	AREA DE PERDIDA DE METAL	29,5	12H45	✓	✓	29-30/OCTUBRE/2009		REPARAR CON DEVCON		
QUININDE - BALAO													
10043	1090	1.158.91	421+554	AREA DE PERDIDA DE METAL	22,8	06H00	✓	✓	16/OCTUBRE/2009		FW 2 FT		
20282	10340	12.377.61	432+663	PERDIDA DE METAL ADY SL	35,9	08H45	✓	✓	17-18/OCTUBRE/2009		FW 4 FT		
20360	12870	15.449.70	435+553	PERDIDA DE METAL ADY SL	36,7	07H00	✓	✓	28/OCTUBRE/2009		FW 4 FT	007-OTE-PCA-2009	
20417	13630	16.367.05	436+384	PERDIDA DE METAL	36,7	08H45	✓	✓					
20418	13630	16.367.21	436+384	AREA DE PERDIDA DE METAL	46,6	05H45	✓	✓	3-7/FEBRERO/2009		FW 5.5 FT		
20419	13630	16.368.71	436+384	AREA DE PERDIDA DE METAL	35,8	06H30	✓	✓					
20428	13780	16.551.11	436+558	PERDIDA DE METAL	38,6	04H00	✓	✓	7-9/FEBRERO/2009		FW 4 FT		
20429	13780	16.551.70	436+558	PERDIDA DE METAL	35,2	03H45	✓	✓					
20489	14400	17.307.36	437+546	PERDIDA DE METAL	44,4	06H15	✓	✓				NO REPARAR CON FW 0010-PCIT-PM-2009	
20490	14400	17.307.91	437+546	PERDIDA DE METAL	36,7	05H45	✓	✓	18/MARZO/2009		REPARAR C/FW 3.5FT	0010-PCIT-PM-2009	
20586	17860	21.565.79	441+704	PERDIDA DE METAL	30,5	06H00	✓	✓				NO REPARAR CON FW 0010-PCIT-PM-2009	
20588	17870	21.566.15	441+704	AREA DE PERDIDA DE METAL ADY SL	40,0	06H15	✓	✓				NO REPARAR CON FW 0010-PCIT-PM-2009	
20823	24890	30.120.86	450+166	AREA DE PERDIDA DE METAL	32,9	07H00	✓	✓					
20833	24890	30.136.28	450+172	AREA DE PERDIDA DE METAL	28,9	06H00	✓	✓					
20834	24890	30.137.05	450+173	AREA DE PERDIDA DE METAL	31,3	06H15	✓	✓				FW 2FT KM 450+163; FW 1FT KM 450+166; Y 1FT KM 450+172 - EN EL RESTO DE ANOMALIAS SE RELLENO CON MASILLA DEVCON	
20835	24890	30.137.44	450+173	AREA DE PERDIDA DE METAL	22,9	06H00	✓	✓					
20835	24890	30.137.77	450+174	AREA DE PERDIDA DE METAL	25,3	06H45	✓	✓	8-22/JULIO/2009				
20835	24890	30.138.15	450+174	AREA DE PERDIDA DE METAL	22,9	07H30	✓	✓					
20835	24890	30.138.50	450+174	AREA DE PERDIDA DE METAL	30,6	07H45	✓	✓					
20835	24890	30.138.87	450+175	AREA DE PERDIDA DE METAL	24,7	07H30	✓	✓					

Fuente:(ARCH, 2014)

4.1.10 PROPUESTA DE PLAN DE MANEJO DE INTEGRIDAD

MATRIZ PARA EL PLAN DE MANEJO INTEGRAL DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS							
AMENAZAS DEL DUCTO Y DDV	CAUSAS RAIZ	CATEGORIA DE AMENAZAS			CONTROL Y TÉCNICAS DEL MONITOREO	PERIODO DE MONITOREO	OBSERVACIONES
		ALTA	MEDIA	BAJA			
CORROSION INTERNA	CORROSION INTERNA						
CORROSION EXTERNA	CORROSION SELECTIVA DE LA COSTURA						
	CORROSION BACTERIANA						
	CORROSION POR CORRIENTES PARASITAS						
	CORROSION GALVANICA						
	CORROSION POR AIREACION						
	AGRIETAMIENTO POR CORROSION BAJO EXFUERZOS						
DEFECTOS DE FABRICACION DE LA TUBERIA	COSTURA DEFECTUOSA						
	METAL BASE DEFECTUOSA						
CONSTRUCCION	SOLDADURA DEFECTUOSA						
	DOBLES POR PANDEO						
	FALLA POR ALINEAMIENTO						
FALLAS DE EQUIPOS	EMPAQUES O ANILLOS TIPO "O"						
	FALLAS DEL SELLO BOMBA						
	MAL FUNCIONAMIENTO DELEQUIPO DE CONTROL O SISMAS						
FUERZA DE LA NATURALEZA	DESLAVES DE LADERAS Y DESLIZAMIENTO SOBRE EL LECHO MARINO O DEL DUCTO						
	EROSION						
	INUNDACIONES						
	TORMENTAS ELECTRICAS						
ACCIONES DE TERCEROS	VANDALISMO						
	ABOLLADURAS						
	MODO DE FALLA RETARDADA						
	IMPACTO DE OBJETOS LANZADO						
ERRORES OPERACIONALES	IMIMIENTO DE OPEACIONES MAL AF						

Figura 46. Plan de Manejo Integral de Oleoductos y Poliductos

Fuente:(Cárdenas, F. 2013)

Matriz de Análisis de Riesgo en ducto															
Empresa:		Nombre o identificación del ducto													
Estado actual del ducto				Descripción de Amenazas											
Activo	Inactivo	Condicionado		Corrosión Interna			Corrosión Externa			Fuerza de la naturaleza			Acciones de tercero		
Ducto principal	Ducto secundario			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Tubería Área															
Tubería Enterrada															
Derecho de Vía															
Infraestructura de la tubería															
Sub división de amenazas a ductos				Intensidad			Identificación de aéreas			Periodo de Monitoreo			Observaciones		
Corrosión externa	Corrosión exterior														
Corrosión interna	Corrosión interior														
Defectos de fabricación	Costura defectuosa														
	Metal base defectuosa														
Construcción	Soldadura circunferencial defectuosa														
	Falla por alineamiento														
	Doble por flexión o pandeo														
Equipo	Falla de los empaques o anillo tipo O														
	Componente rayado u otro														
	Mal funcionamiento del equipo de control														
	Falla del sello/bomba														
Daño por terceros	Falla instantánea/inmediata														
	Modo de falla retardado														
	Vandalismo														
Operaciones incorrectas	Impacto de objeto arrojado sobre el ducto														
	Procedimiento de operación incorrecta o no aplicados														

Figura 47. Análisis de Riesgo en ducto

Fuente:(Cárdenas, F., 2013)

INFORMACION DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS			
ELEMENTOS DE INFORMACION	CATEGORIA DEL DUCTO		
	OPERATIVO	NO OPERATIVO	CONDICIONADO
INFORMACION DEL DUCTO			
PRIMARIO Y/O SECUNDARIO			
CEDULA DE MATERIAL DE TUBERIA			
MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS			
MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS			
INICIO DE OPERACION / FIN DE OPERACION			
SISTEMA DE PROTECCION CATODICA			
TIPO DE RECUBRIMIENTO			

Figura 48. Información de Oleoductos y Poliductos
Fuente:(Cárdenas, F. 2013)

4.1.11 INFORME DE PROTECCIÓN CATÓDICA, DEL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO

Una vez revisada la información y de acuerdo a los rangos permisibles establecidos en norma NACE RP-0169, se tienen valores de potenciales que están bajo el límite mínimo permisible (- 850 mV) según detalle:

TRAMO	KP INICIAL	KP FINAL
EST.LAGO A EST.LUMBAQUI	43+000	54+500
EST.LUMBAQUI A EST.SALADO	77+200	112+000
EST.SALADO A CAMP.EL CHACO	113+000	127+000
CAMP.EL CHACO A EST.PAPALLACTA	155+000	193+800
LA PALMA - STO.DOMINGO	324+850	332+000

Registro de rectificadores para protección catódica

La Subgerencia de Oleoductos remite mensualmente el reporte de funcionamiento de los rectificadores para protección catódica instalados en el SOTE con el fin de garantizar la efectividad de protección catódica, Internamente en la ARCH se gestiona y mantiene una matriz de datos estadísticos con el fin de dar seguimiento a las variaciones en los valores tomados.

Inspecciones Internas

En lo referente a las inspecciones internas de la tubería del SOTE, es preciso informar que, en función de la normativa, se ha establecido la ejecución de la corrida de herramientas como smart pigs cada cinco años.

Es así que la última corrida de la herramienta y procedimiento de medición de desgaste interno por ultrasonidos fue ejecutada en el año 2008, tiempo en el cual la Dirección Nacional de Hidrocarburos se encontraba a cargo del control y fiscalización de la integridad del Oleoducto, por tanto no se dispone de los informes de los resultados obtenidos producto de las corridas de inspección interna de la tubería.

Se hace referencia a la gestión del manejo y control de la corrosión por protección catódica, se han venido receptando y revisando los reportes en medición "ON", en los cuales se ha encontrado novedades referente a la toma de potenciales las cuales deberán ser atendidas de acuerdo a su gravedad, sin embargo hay que considerar que la medición en "ON" es efectiva solo cuando se tienen en cuenta las caídas de voltaje (errores de medición) que se presentan por varias causas, por tal razón y con el fin de cuantificar las caídas de voltaje se debe realizar una medición según el segundo criterio de la norma NACE RP 0169, es decir una medición instantánea del potencial inmediatamente después de interrumpir la corriente del rectificador o medición en "OFF", por lo tanto se ha solicitado la implementación de toma de potenciales mediante éste método, El SOTE ya

tiene implementadas las mediciones solicitadas en el sector OESTE, desde Quito (Costa Ecuatoriana), el proyecto de implementación es continuo.

4.1.12 NORMATIVA DE CORROSION QUE SE PROPONE PARA EL OLEODUCTO.

La presente Normativa pretende establecer las disposiciones de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y Abandono de los Ductos; así como para la protección del personal, de terceros y del ambiente que deberán cumplir el sujeto de control u Operador según sea el caso.

Alcance.

La normativa, establece que cualquier persona natural o jurídica nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, con sujeción a las disposiciones que establezca este reglamento.

Este Plan de Manejo Integridad de ductos en el Ecuador incluye aspectos inspección y mantenimiento tanto de las líneas nuevas como antiguas, como de las obras especiales de los sistemas de oleoductos para transporte y recolección de hidrocarburos líquidos.

Este plan de Integridad de ductos no incluye los sistemas de transporte de hidrocarburos dentro de los límites de la Refinería, estaciones de bombeo y otras instalaciones que se requieren como parte del sistema de transporte pero que no forman parte del oleoducto principal, secundarios o de las obras especiales.

Un ducto de transporte se extiende entre la última válvula en la salida, hasta la primera válvula de aislamiento dentro de las fronteras de estaciones de almacenamiento, bombeo, terminal, etc.

¿Cómo proceder con tuberías sin información histórica?

Se debe recopilar la información en campo que más se pueda, con la misma crear una base de datos y crear artículos especiales dentro de la normativa.

Las tuberías que contempla

Tuberías de ducto principales y secundarios

Desde la extracción en pozos hasta la exportación en monoboyas

Definir en forma general que contiene la normativa.

El cumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley, el presente Reglamento y los

Contratos de construcción y operación.

El cumplimiento de las normas de seguridad sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y Abandono del Ducto.

Los demás aspectos que se relacionen con la operación del Ducto y la prestación del Servicio de Transporte.

Las actividades del sector de Hidrocarburos se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

El cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en el Sector de Hidrocarburos.

Proponer a la ARCH la expedición o modificación de normas vinculadas a especificaciones técnicas sobre el diseño y la construcción de las obras, operación, mantenimiento y abandono del Ducto.

Supervisar la aplicación de las Tarifas de Transporte.

Establecer la escala detallada de multas por infracciones al presente Reglamento, normas técnicas y directivas pertinentes, así como los procedimientos para su aplicación.

Imponer las multas por incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Reglamento, normas técnicas y directivas pertinentes.

Ordenar la suspensión de la operación del Ducto o la suspensión de ejecución de obras, cuando exista peligro inminente para las personas, bienes o el ambiente.

Emitir los informes técnicos previstos en el presente Reglamento.

El Contratista que requiera construir un Ducto Principal, deberá presentar a la ARCH una solicitud de autorización de instalación del Ducto Principal acompañada de los requisitos previstos.

Propósito y objetivo

Es generar el marco legal y jurídico a fin de regular, fiscalizar y resolver controversias para que las empresas se desarrollen en un entorno que proteja la inversión y asegure el crecimiento de la industria, alineado con las premisas fundamentales del cuidado de las personas y el medio ambiente.

En pos de esta premisa, la ARCH supervisará a las empresas que transporte y distribuyan hidrocarburos por ductos, han generado un cuerpo normativo tendiente a darle las herramientas para la operación y mantenimiento de sus oleoductos.

Las responsabilidades de las operadoras

El Contratista que requiera construir un Ducto Principal, deberá presentar a la ARCH una solicitud de autorización de instalación del Ducto Principal acompañada de los requisitos previstos en la resolución.

Cronograma de presentación de la ACRH, propuesta de Diseño y otros necesarios para la iniciación de las obras.

El cumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley, el presente Reglamento y los Contratos de Concesión.

Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al calendario de ejecución de obras contenido en el respectivo Contrato de Concesión

Prestar el Servicio de Transporte de acuerdo a los términos y condiciones previstos en el Contrato de Concesión y en las normas legales vigentes.

Conservar y mantener el Sistema de Transporte en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del Servicio según las condiciones que fije el Contrato de Concesión y las normas técnicas pertinentes. El Concesionario deberá diseñar, construir, operar y mantener el Sistema de Transporte.

Presentar la información relacionada con aspectos técnicos, ambientales, económicos, operativos, logísticos, organizacionales y de seguridad que sean pertinentes a los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores en la forma, medios y plazos que éstos establezcan.

Cumplir con las normas de seguridad y demás normas técnicas aplicables.

Otorgar las facilidades para las inspecciones técnicas y ambientales a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.

Asumir las pérdidas de Hidrocarburos por mermas por encima del uno por ciento (1 %) del volumen transportado

Asumir el costo de los Hidrocarburos utilizados como combustible en el Sistema de Transporte.

Instalar, mantener, operar a su cargo en, o cerca de cada Punto de Entrega, estaciones de medición adecuadamente equipadas

El sujeto de control podrá abrir los pavimentos, calzadas y aceras de las vías públicas necesarias para instalar el Ducto, previa comunicación escrita detallando de los trabajos a realizarse a la Municipalidad Distrital respectiva y a la ARCH, quedando obligado a efectuar la reparación que sea menester dentro del plazo otorgado por dicha municipalidad.

El sujeto de control no podrá abandonar total o parcialmente las instalaciones que formen parte del Ducto, ni dejar de prestar los servicios a su cargo, sin contar con la autorización previa de la ARCH.

Los daños ambientales y sociales ocasionados por accidentes en los Ductos o sus instalaciones asociadas serán objeto de compensaciones o indemnizaciones por parte del sujeto de control u Operador, según sea el caso.

La restauración de los daños producidos y sus efectos debe ser efectuada por el sujeto de control u Operador, según sea el caso, en forma directa e inmediata.

Consideraciones Generales

Primeramente se debe identificar las amenazas sobre cada tubería que se hará el PMI.

Amenazas

En forma general los ductos tienen cuatro tipos de amenazas principales: corrosión interna, corrosión externa, fuerzas de la naturaleza y acciones de terceros.

Otros tipos de amenazas al ducto.

- Personal no calificado y con poca experiencia
- Falta de capacitación a los trabajadores
- Falta de control en ducto y monitoreo
- Falta de mantenimiento en todas las áreas
- Poca señalización y falta de control de maleza
- Falta de capacitación del personal que vive por las zonas por donde pasan los oleoductos
- Desgaste de revestimiento externos en ductos.
- Interferencia en los sistemas de protección catódica.
- En algunos tramos de tubería no tienen embaulamiento

La normativa debería aplicar sobre las amenazas identificadas por el operador y aprobadas por la autoridad

Los sujetos de control deben facilitar los informes sobre las causas de afectaciones a oleoductos:

Enmiendas:

Las actividades comprendidas en el diseño, construcción, operación y del Ducto, deben ser ejecutadas por y bajo la supervisión de personal que tenga

la suficiente experiencia y el conocimiento necesarios para llevar a cabo sus funciones a cabalidad.

- Capacitación del Personal.
- Mejoramiento el control del Ducto, y los métodos de monitoreo
- Mejoramiento de los programas de capacitación al público de las zonas aledañas sobre la existencia y peligros del Ducto;
- Control adicional de la vegetación, letreros y señales para mejorar la visibilidad del
- Señalización y procedimientos para excavación en Derecho de Vía;
- La instalación de estructuras o materiales tales como losas de concreto, planchas de acero o cubiertas para proteger el Ducto contra cualquier daño;
- Estudios del tipo de revestimiento externo;
- Mejora del rendimiento de los sistemas de protección catódica.
- Reparación o rehabilitación del revestimiento;
- Mejoramiento del proceso para eliminar la corrosión interna y los métodos de monitoreo;
- Programas de “inspección en línea”, mediante el paso de Raspatubos inteligentes;
- Programas de reparación y reemplazo de tuberías.
- La inspección y evaluación de las áreas sujetas a derrumbes debido a la erosión, helada - deshielo, hundimientos como consecuencia de construcción o socavación, sismos, movimiento de taludes, etc.
- El aumento de la frecuencia de inspecciones del Derecho de Vía y patrullaje;
- Programas de monitoreo del movimiento de tuberías o del suelo, que puede incluir inspecciones con Raspatubos inteligentes, estudios técnicos e inclinómetros de los taludes;
- Métodos mejorados para la detección temprana de fugas de un producto;

- Métodos mejorados para limitar la cantidad de fuga de un producto, como reducir la separación entre las válvulas de bloqueo y el uso de válvulas operadas remotamente;
- Métodos mejorados para recuperación y mitigación de fuga de líquidos;
- Mejora de los procedimientos de respuesta a emergencia

Definir la necesidad de reportes periódicos y reportes especiales como aquellos en caso de accidentes.

Reportes trimestrales y en aquellos que ocurra una eventualidad de incidente o accidente reportar en el plazo de una semana.

Definir los plazos en que deben presentarse los reportes.

Reportes trimestrales

Identificación de las áreas de alta consecuencia.

En el tramo comprendido desde Quinindé hasta Balao

Plazo de entrega de los reportes de condiciones especiales de seguridad.

20 días a partir de la entrega de documento.

La normativa debería contemplar áreas de alta consecuencia y de baja consecuencia.

El Ecuador se encuentra ubicado en el “Cinturón de fuego del Pacífico”, un lugar alrededor del Océano Pacífico caracterizado por gran actividad volcánica y sísmica. Aproximadamente a 50 Km. de la costa ecuatoriana se encuentra una gran depresión en el suelo del océano, la “fosa” oceánica, lugar de convergencia de las placas tónicas de Nazca y Sudamérica, constituyéndose esta interacción en la fuente sísmica más activa e importante del País. Sismos con magnitudes mayores a 6.7, cuyos

epicentros estén muy cerca de la línea de costa o en el lecho marino próximo al continente, son considerados tsunamigénicos.

4.2 MEDICIÓN RESISTENCIA Y RESISTIVIDAD

La *resistencia* es la oposición que encuentra una carga al moverse a través de un material.

El ohmio es la unidad que se usa comúnmente en las mediciones de resistencia. Es la resistencia de un conductor cuando un voltaje de 1 voltio produce un flujo de corriente de 1 ampere a lo largo del conductor. La resistencia también se puede medir en miliohmios (0.001 ohmio) o en megaohmios (1,000,000 ohmios).

Los símbolos de resistencia más comunes son:

- R , r
- Ω (letra griega *omega*)

La resistencia es importante en factores como dispersores de protección catódica, resistencia de una estructura al electrolito, y la resistencia lineal de una estructura larga, como por ejemplo, una tubería. La *resistividad* es la resistencia de un conductor de una unidad de longitud y una unidad de área transversal. El símbolo utilizado para resistividad es ρ (letra griega rho). La resistividad es constante para un material dado y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{R * A}{L}$$

Ecuación [4. 1]

ρ = Resistividad en ohm-cm

R = Resistencia en ohmios

A = Área transversal en cm²

L = Longitud en cm

Si se conoce la resistividad de un material, la resistencia de un conductor, por ejemplo un cable o una tubería de longitud y área transversal conocidas, se puede calcular a partir de:

$$R = \frac{\delta * L}{A}$$

Ecuación [4. 2]

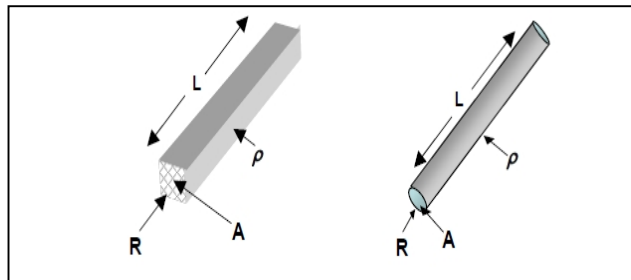


Figura 49. Ilustración de la Medición

Fuente:(NACE, 2010)

Sección Transversal

$$A \text{ (cm}^2\text{)} = h \times w$$

Donde: h = altura (cm)

w = ancho (cm)

$$A \text{ (cm}^2\text{)} = \pi r^2$$

Donde: r = radio (cm)

Los términos de esta ecuación son los mismos de la ecuación anterior.

La resistencia al flujo de corriente es menor con:

- Medios de baja resistividad (alta conductividad)
- Longitud pequeña del conductor
- Sección transversal mayor

La resistencia será mayor con:

- Medios de alta resistividad (baja conductividad)
- Gran longitud del conductor

- Sección transversal pequeña

Material	Resistividad (Ω -cm)
Aluminio	2.69×10^{-6}
Carbón	3.50×10^{-3}
Cobre	1.72×10^{-6}
Hierro	9.80×10^{-6}
Acero	18.0×10^{-6}
Plomo	2.20×10^{-5}
Magnesio	4.46×10^{-6}
Zinc	5.75×10^{-6}
Hielo	5.75×10^8
Goma	7.20×10^{16}
Agua (corriente)	3.00×10^3
Agua (de mar)	3.00×10^1
Suelos (varios)	1.00×10^2 a 5×10^5

Figura 50. Resistividad típica de algunos Materiales comunes

Fuente:(ARCH, 2010)

4.3 MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

4.3.1 LEY DE FARADAY

La Ley de Faraday relaciona el peso de metal perdido en una celda de corrosión, con el tiempo y la corriente. La ley está expresada por la siguiente fórmula:

$$Wt = KIT = kg$$

Ecuación [4. 3]

Donde

Wt = peso perdido, kg

K = equivalente electroquímica, kg/Amp-año

I = Amps

T = años

A continuación se muestran los valores de 'K' (en kg/A-año y libras/A-año) para algunos metales comunes.

Tabla N° 10 Velocidad de Consumo (K) para varios Metales

METAL	kg/Am-año	lb/Am-año
CARBÓN	1,30	2,86
ALUMINIO	3,00	6,50
MAGNESIO	4,00	8,80
HIERRO/ACERO	9,10	20,10
HIERRO ALTO SILICIO/CROMO	0,50	1,00
NÍQUEL	9,60	21,20
COBRE (MONOVALENTE)	20,80	45,80
ZINC	10,70	23,60
ESTAÑO	19,40	42,80
PLOMO	33,90	74,70

Fuente:(ARCH, 2010)

Por ejemplo, si un trozo de acero descargara 875 mA por un período de cuatro años, ¿cuánto metal se perdería?

$$Wt = KIT = kg$$

Ecuación [4. 4]

K = A partir de la Tabla 2.1, la velocidad de pérdida es de 9.1 kg/A-año

I = 875 mA = 0.875A

T = Por lo tanto, la pérdida en 4 años sería de:

9.1kg/A-año x 0.875A x 4 años = 31.9kg = 70.3 libras

Si el pedazo de acero es lo suficientemente grande, la pérdida será insignificante. Pero si el acero está revestido, la corrosión ocurre sólo en los holidays (fallas en el revestimiento), generando penetraciones graves en el corto período de cuatro años.

La Ley de Faraday también es muy útil para determinar la vida útil estimada de los ánodos de protección catódica. Sabiendo cuál es el material anódico y el drenaje anticipado para un año, puede calcularse la expectativa de vida útil de un ánodo. Estos cálculos van más allá del objetivo de este curso, pero se analizan en detalle en los cursos avanzados de protección catódica.

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La Corrosión es muy significativa tanto en términos sociales como económicos. Se puede tomar en cuenta como referencia en los Estados Unidos, las pérdidas directas debidas a la corrosión son de más de \$276 billones de dólares anuales.
- El costo de la corrosión no puede ser eliminado completamente. De tal manera que, si la tecnología de control de corrosión pudiera eliminarla totalmente, habría que considerar el costo de cada una de las medidas de control en el análisis de reducción de los costos de corrosión.
- La corrosión es un parámetro tan importante en la industria petrolera, el cual se lo debe manejar desde un principio cuando se va a diseñar una planta, ya que cuando este parámetro está avanzado, requiere reparación en algunos casos se tiene que parar la producción resulta un impacto económico significativo para la empresa.
- El Oleoducto Transecuatoriano, pese a sus amplios años de trabajo, posee protección catódica tanto como de corriente impresa como ánodos galvánicos, los resultados de mediciones de potencial, indican que en algunas partes están desprotegidas o presenta daños en el recubrimiento, por lo tanto requiere de una acción inmediata.
- El plan de manejo de Integridad del Oleoducto al ser manejado y cumplido a cabalidad, con el monitoreo y mantenimiento específico, permitirá laborar con mayor seguridad.
- La corrosión puede causar, y desafortunadamente ha causado muchos accidentes. La mayoría pudieron haberse evitado mediante la aplicación de

medidas apropiadas de control de corrosión. Otras pudieron haber sido pronosticadas y corregidas a tiempo.

- Se delimitó los diferentes tipos de corrosión que afectan a los Oleoductos, dando parámetros de monitoreo y control, respaldadas con normas internacionales como NACE, ASME e ISO.

- Los parámetros como presión y temperatura, tienen relevante importancia, para que aumente de manera significativa la corrosión en el ducto, además la máxima presión de operación es un factor importante a considerar.

- Para que un sistema de protección catódica sea efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos así como en el recubrimiento anticorrosivo.

- La protección Catódica es el método más efectivo en el control de la corrosión en Oleoductos y demás sistemas, la instalación basada en normas, y un correcto estudio se podrá mitigar el deterioro demasiado rápido del metal.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar una nueva medición de potenciales de protección y de resistividades en los tramos del Oleoducto que ameriten, y que permita evaluar la necesidad de una recalibración de los respectivos rectificadores, e instalar nuevos rectificadores.
- Realizar una nueva evaluación a los diferentes tramos o sectores del Oleoducto en los que se presume la existencia de problemas de interferencia con otras estructuras, se termine con la instalación de aislamientos debidos, para poder interconectarse con ductos aledaños y poder mitigar las interferencias.
- Se debe hacer Inspección del recubrimiento de la tubería en los kilómetros en que sea necesario.
- Realizar el mantenimiento regular de los rectificadores del sistema, con el fin de optimizar su funcionamiento.
- Se debe tener un plan de mantenimiento del Oleoducto y continuar con las inspecciones de la tubería que se realizan de acuerdo a las necesidades de los supervisores de línea, durante todo el año, a la par con el mantenimiento del sistema de protección catódica.
- El tipo de recubrimiento anticorrosivo se debe seleccionar tomando en cuenta las condiciones de operación, la instalación, el manejo y el escenario particular de exposición de la tubería por proteger, así como la compatibilidad con la protección catódica complementaria.
- Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.

-Se deben establecer métodos de evaluación para determinar la necesidad de implementar programas adicionales de control de la corrosión y tomar las acciones correctivas de acuerdo con las condiciones prevalecientes.

- Cuando en el derecho de vía existen varias tuberías y se requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre que las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes.

- Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios siguientes: NACE SP 0169. Se recomiendan las técnicas de medición indicadas en el código NACE-TM-0497-1997.

- De acuerdo a norma NACE RP-0169, La medición en "ON" es efectiva solo cuando se tienen en cuenta las caídas de voltaje (errores de medición) que se presentan por varias causas. Si las caídas de voltaje no se pueden cuantificar se debe realizar una medición según el segundo criterio de la norma antes mencionada, es decir una medición instantánea del potencial inmediatamente después de interrumpir la corriente del rectificador o medición en "OFF", de tal manera que en el SOTE, es difícil calcular las caídas de voltaje se recomienda hacer medición en OFF, para así tener un panorama más claro en los puntos que existe mayor corrosión.

- Se debe instalar en el rectificador un dispositivo, que permita verificar las horas de trabajo del mismo, ya que si no existiera electricidad, por horas el sistema estar desprotegido.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado J. (2007). *Selección Electroquímica de Compuestos Orgánicos como Inhibidores de Corrosión en Medio Ácido*. Tesis de Ingeniería de Ciencias de los Materiales. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. Pachuca de Soto-México.
- American Petroleum Institute API STD 603 (2007). *Corrosion resistant, Bolted Bonnet Gate Valves—Flanged and Butt-welding Ends*. Boletín Científico
- Andrade, G., Cardona L., (2008), *Protecciones Catódicas*, Quito, Universidad Central.
- ASM, HANDBOOK. (2002), *Corrosion, Fundamentals, Testing, and Protection*. The Materials Information Company.
- Baker P., (2007), *Control de corrosión en Operaciones de Producción*, Ecuador, Institucional.
- Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks, API Recommended Second Edition 1997.
- Fragoso E. (2007). *Estudio Numérico de la corrida de Diablos para el Mantenimiento de Producción en Oleoductos*. Tesis Ingeniería en Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- Garcia E. (2003). *Sulfate Reducing Bacteria influence on the Cathodic Protection of Pipelines that transport Hydrocarbons*. Mexican Institute.

- Goldin J., (2002), *Seminario Inspector de Oleoductos. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala*, Guatemala, Universidad de San Carlos.
- Manual Protección Catódica, PDVSA, Volumen 4-2, 1998.
- Miranda L. (2009). *Influencia del CO₂ en la corrosión de Oleoductos secundarios de Petroproducción*. Tesis Ingeniería Mecánica. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Riobamba-Ecuador.
- NACE Standard SP0169-2007: *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems*, NACE International, Houston, 2007.
- NACE Standard RP0285: *Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection*, NACE International, Houston, 2007.
- J. Phillip Ellenberger, P.E., *"Piping Systems & Pipeline"*, McGraw-Hill, 1976.
- Miño E., (2011), *Diseño del Sistema de Protección Catódica por corriente impresa en Líneas de Pipetrack en la Refinería de La Libertad (RLL) contra la Corrosión*, Quito, Institucional.
- Navas J, Solís S. (2007). *Evaluación de defectos por corrosión en líneas de transporte de hidrocarburos*. Tesis Ingeniería en Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.
- Peabody, A. W.: *Control of Pipeline Corrosion*, National Association of Corrosion Engineers, Houston, TX (1967).

- Roberge Pierre. Handbook of Corrosion Engineering. Editorial Mc Graw- Hill. 2000.
- Ramos F. M.Sc. (2010). *Curso de Control, de la Corrosión en Operaciones de Producción de Petróleo*. UTE.
- Vinueza C. (2007). *Estudio de Análisis para control de corrosión en el Oleoducto Secundario Villano-Baeza de AOE*. Tesis Ingeniería en Petróleos. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito-Ecuador.

GLOSARIO

ABRASIVO: Pequeñas partículas de material que son propulsadas a alta velocidad para impactar una superficie durante limpieza abrasiva.

ANIÓN: Ion con carga negativa que emigra a través del electrolito hacia el ánodo bajo la influencia de un gradiente de potencial.

ÁNODO: Electrodo donde ocurre la oxidación en una celda electroquímica. Los electrones fluyen lejos del ánodo en el circuito eléctrico. La corrosión usualmente ocurre y los iones metálicos entran a la solución desde el ánodo.

ATENUACIÓN: Pérdidas eléctricas en un conductor causadas por flujo de corriente en el mismo.

CAMA DE ÁNODOS POCO PROFUNDA: Uno o más ánodos instalados vertical u horizontalmente a una profundidad nominal menor a 15 m (50 ft) con el propósito de suministrar protección catódica.

CATIÓN: Ion cargado positivamente que emigra a través del electrolito hacia el cátodo bajo la influencia de un gradiente de potencial.

CAVITACIÓN: La formación y colapso rápido de burbujas dentro de un líquido lo cual resulta con frecuencia en daño del material en la interfase sólido/líquido bajo condiciones de flujo turbulento severo.

CÁTODO: El electrodo en una celda electroquímica en el cual la reducción es la principal reacción. Los electrones fluyen hacia el cátodo en el circuito interno.

CAPA: Capa de recubrimiento aplicado a una superficie en una sola aplicación continua para formar una película uniforme al secar.

CONDUCTIVIDAD: Medida de la habilidad de un material para conducir carga eléctrica. Es el recíproco de la resistividad.

CORRIENTE: La cantidad de carga eléctrica fluyendo más allá de un punto especificado del circuito por unidad de tiempo, medido en dirección de transporte neto de cargas positivas. (En un conductor metálico, esta es la dirección opuesta al flujo de electrones).

CORRIENTE GALVÁNICA: La corriente eléctrica entre metales o no metales conductores en un par galvánico.

CORROSIÓN INTERNA: Formación de partículas aisladas de productos de oxidación por debajo de la superficie del metal.

CORROSIÓN POR FATIGA: Agrietamiento tipo fatiga de un metal causado por esfuerzos cíclicos o repetidos en un medio corrosivo, y caracterizado por una reducción en el tiempo de vida que debería ser encontrado como resultado la aplicación de solo esfuerzos cíclicos o solo el medio corrosivo.

DEFORMACIÓN ELÁSTICA: Cambio de dimensiones de un material bajo al aplicación de un esfuerzo dentro del rango elástico. Después de liberar el esfuerzo elástico, el material regresa a sus dimensiones originales sin deformación permanente.

DESPOLARIZACIÓN: La remoción de factores resistiendo el paso de corriente en una celda electroquímica.

ELECTROLITO: Una sustancia química conteniendo iones que emigran en un campo eléctrico.

ELECTRODO: Un conductor usado para establecer contacto con un electrolito y mediante el cual la corriente es transferida hacia o desde un electrolito.

EPOXY: Tipo de resina formada por reacción de un poliol aromático o alifático (como el bisfenol) con epiclorhidrina y caracterizado por la presencia de grupos reactivos oxiranos.

FATIGA: Fenómeno conducente a la fractura de un material bajo la acción de esfuerzos repetidos o fluctuantes teniendo un valor máximo menor que la resistencia a la tensión del material.

HUMEDAD CRÍTICA: Humedad crítica arriba de la cual la velocidad de corrosión atmosférica se incrementa intensamente.

METALANFOTÉRICO: Un metal que es susceptible a corrosión en medios ácidos y alcalinos.

POLARIZACION CATÓDICA: Cambio en el potencial de electrodo en la dirección negativa (activa) causada por la corriente a través de la interfase electrodo/electrolito.

POLARIZACIÓN ANÓDICA: Polarización a un potencial más oxidante para lograr una reducción en la velocidad de corrosión debido a pasividad.

POTENCIAL DE CORROSIÓN: El potencial de una superficie corroyéndose en un electrolito relativo a un electrodo de referencia bajo condiciones de circuito abierto (conocido también como rest potencial, o potencial a circuito abierto)

PROTECCIÓN CATÓDICA: Técnica para reducir la corrosión de una superficie metálica haciendo de esta superficie el cátodo de una celda electroquímica.

RELLENO: Material colocado en un hoyo en el espacio alrededor de los ánodos, tubo de venteo, y componentes enterrados de un sistema de protección catódica.

RESISTENCIA DE CORROSIÓN: Habilidad de un material, usualmente un metal, para resistir la corrosión en un sistema dado.

ANEXOS

Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NORMA NACE SP 0169-2007



NACE SP0169-2007
(formerly RP0169-2002)
Item No. 21001

Standard Practice

Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

This NACE International standard represents a consensus of those individual members who have reviewed this document, its scope, and provisions. Its acceptance does not in any respect preclude anyone, whether he or she has adopted the standard or not, from manufacturing, marketing, purchasing, or using products, processes, or procedures not in conformance with this standard. Nothing contained in this NACE International standard is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, to manufacture, sell, or use in connection with any method, apparatus, or product covered by Letters Patent, or as indemnifying or protecting anyone against liability for infringement of Letters Patent. This standard represents minimum requirements and should in no way be interpreted as a restriction on the use of better procedures or materials. Neither is this standard intended to apply in all cases relating to the subject. Unpredictable circumstances may negate the usefulness of this standard in specific instances. NACE International assumes no responsibility for the interpretation or use of this standard by other parties and accepts responsibility for only those official NACE International interpretations issued by NACE International in accordance with its governing procedures and policies which preclude the issuance of interpretations by individual volunteers.

Users of this NACE International standard are responsible for reviewing appropriate health, safety, environmental, and regulatory documents and for determining their applicability in relation to this standard prior to its use. This NACE International standard may not necessarily address all potential health and safety problems or environmental hazards associated with the use of materials, equipment, and/or operations detailed or referred to within this standard. Users of this NACE International standard are also responsible for establishing appropriate health, safety, and environmental protection practices, in consultation with appropriate regulatory authorities if necessary, to achieve compliance with any existing applicable regulatory requirements prior to the use of this standard.

CAUTIONARY NOTICE: NACE International standards are subject to periodic review, and may be revised or withdrawn at any time in accordance with NACE technical committee procedures. NACE International requires that action be taken to reaffirm, revise, or withdraw this standard no later than five years from the date of initial publication. The user is cautioned to obtain the latest edition. Purchasers of NACE International standards may receive current information on all standards and other NACE International publications by contacting the NACE International FirstService Department, 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906 (telephone +1 [281] 228-6200).

Reaffirmed 2007-03-15
Reaffirmed 2002-04-11
Reaffirmed 1996-09-13
Revised April 1992
Revised January 1983
Revised September 1976
Revised January 1972
Approved April 1969
NACE International
1440 South Creek Drive
Houston, Texas 77084-4906
+1 281/228-6200
ISBN 1-57590-035-1
©2007, NACE International

Foreword

This standard practice presents procedures and practices for achieving effective control of external corrosion on buried or submerged metallic piping systems. These recommendations are also applicable to many other buried or submerged metallic structures. It is intended for use by corrosion control personnel concerned with the corrosion of buried or submerged piping systems, including oil, gas, water, and similar structures. This standard describes the use of electrically insulating coatings, electrical isolation, and cathodic protection (CP) as external corrosion control methods. It contains specific provisions for the application of CP to existing bare, existing coated, and new piping systems. Also included are procedures for control of interference currents on pipelines.

This standard should be used in conjunction with the practices described in the following NACE standards and publications, when appropriate (use latest revisions):

SP0572¹ RP0177² RP0285³ SP0186⁴ SP0286⁵ SP0387⁶ SP0188⁷
 TPC 11⁸ TM0497⁹

For accurate and correct application of this standard, the standard must be used in its entirety. Using or citing only specific paragraphs or sections can lead to misinterpretation and misapplication of the recommendations and practices contained in this standard.

This standard does not designate practices for every specific situation because of the complexity of conditions to which buried or submerged piping systems are exposed.

This standard was originally published in 1969, and was revised by NACE Task Group (TG) T-10-1 in 1972, 1976, 1983, and 1992. It was reaffirmed in 1996 by NACE Unit Committee T-10A on Cathodic Protection, and in 2002 and 2007 by Specific Technology Group (STG) 35 on Pipelines, Tanks, and Well Casings. This standard is issued by NACE International under the auspices of STG 35, which is composed of corrosion control personnel from oil and gas transmission companies, gas distribution companies, power companies, corrosion consultants, and others concerned with external corrosion control of buried or submerged metallic piping systems.

In NACE standards, the terms *shall*, *must*, *should*, and *may* are used in accordance with the definitions of these terms in the NACE Publications Style Manual, 4th ed., Paragraph 7.4.1.9. *Shall* and *must* are used to state mandatory requirements. The term *should* is used to state something considered good and is recommended but is not mandatory. The term *may* is used to state something considered optional.

**NACE International
Standard Practice**

**Control of External Corrosion on Underground or Submerged
Metallic Piping Systems**

Contents

1. General	1
2. Definitions	1
3. Determination of Need for External Corrosion Control	3
4. Piping Systems Design	4
5. External Coatings	6
6. Criteria and Other Considerations for CP	12
7. Design of Cathodic protection Systems	17
8. Installation of CP Systems	20
9. Control of Interference Currents	22
10. Operation and Maintenance of CP Systems	24
11. External Corrosion Control Records	25
References	26
Table 1	8
Table 2	8
Table 3	9
Table 4	10
Table 5	11
Bibliography for Section 6	14
Bibliography for Section 7	20
Appendix A	28
Appendix B	28
Appendix C	28
Appendix D	29

Section 1: General

1.1 This standard presents acknowledged practices for the control of external corrosion on buried or submerged steel, cast iron, ductile iron, copper, and aluminum piping systems.

1.2 This standard is intended to serve as a guide for establishing minimum requirements for control of external corrosion on the following systems:

1.2.1 New piping systems: Corrosion control by a coating supplemented with CP, or by some other proven method, should be provided in the initial design and maintained during the service life of the piping system, unless investigations indicate that corrosion control is not required. Consideration should be given to the construction of pipelines in a manner that facilitates the use of in-line inspection tools.

1.2.2 Existing coated piping systems: CP should be provided and maintained, unless investigations indicate that CP is not required.

1.2.3 Existing bare piping systems: Studies should be made to determine the extent and rate of corrosion on existing bare piping systems. When these studies indicate that corrosion will affect the safe or economic operation of the system, adequate corrosion control measures shall be taken.

1.3 The provisions of this standard should be applied under the direction of competent persons who, by reason of knowledge of the physical sciences and the principles of engineering and mathematics, acquired by education and related practical experience, are qualified to engage in the practice of corrosion control on buried or submerged metallic piping systems. Such persons may be registered professional engineers or persons recognized as corrosion specialists or CP specialists by NACE if their professional activities include suitable experience in external corrosion control of buried or submerged metallic piping systems.

1.4 Special conditions in which CP is ineffective or only partially effective sometimes exist. Such conditions may include elevated temperatures, disbonded coatings, thermal insulating coatings, shielding, bacterial attack, and unusual contaminants in the electrolyte. Deviation from this standard may be warranted in specific situations provided that corrosion control personnel in responsible charge are able to demonstrate that the objectives expressed in this standard have been achieved.

1.5 This standard does not include corrosion control methods based on chemical control of the environment, on the use of electrically conductive coatings, or on control of internal corrosion.

Section 2: Definitions ⁽¹⁾

Amphoteric Metal: A metal that is susceptible to corrosion in both acid and alkaline environments.

Anode: The electrode of an electrochemical cell at which oxidation occurs. Electrons flow away from the anode in the external circuit. Corrosion usually occurs and metal ions enter solution at the anode.

Anodic Polarization: The change of the electrode potential in the noble (positive) direction caused by current across the electrode/electrolyte interface. (See *Polarization*.)

Backfill: Material placed in a hole to fill the space around the anodes, vent pipe, and buried components of a cathodic protection system.

Beta Curve: A plot of dynamic (fluctuating) interference current or related proportional voltage (ordinate) versus the corresponding structure-to-electrolyte potentials at a selected location on the affected structure (abscissa) (see Appendix A [nonmandatory]).

Cable: One conductor or multiple conductors insulated from one another.

Cathode: The electrode of an electrochemical cell at which reduction is the principal reaction. Electrons flow toward the cathode in the external circuit.

Cathodic Disbondment: The destruction of adhesion between a coating and the coated surface caused by products of a cathodic reaction.

⁽¹⁾ Definitions in this section reflect common usage among practicing corrosion control personnel and apply specifically to how the terms are used in this standard. In many cases, in the interests of brevity and practical usefulness, the scientific definitions are abbreviated or paraphrased.

SP0169-2007

Cathodic Polarization: The change of electrode potential in the active (negative) direction caused by current across the electrode/electrolyte interface. See *Polarization*.

Cathodic Protection: A technique to reduce the corrosion of a metal surface by making that surface the cathode of an electrochemical cell.

Coating: A liquid, liquefiable, or mastic composition that, after application to a surface, is converted into a solid protective, decorative, or functional adherent film.

Coating Disbondment: The loss of adhesion between a coating and the pipe surface.

Conductor: A material suitable for carrying an electric current. It may be bare or insulated.

Continuity Bond: A connection, usually metallic, that provides electrical continuity between structures that can conduct electricity.

Corrosion: The deterioration of a material, usually a metal, that results from a reaction with its environment.

Corrosion Potential (E_{corr}): The potential of a corroding surface in an electrolyte relative to a reference electrode under open-circuit conditions (also known as *rest potential*, *open-circuit potential*, or *freely corroding potential*).

Corrosion Rate: The rate at which corrosion proceeds.

Criterion: Standard for assessment of the effectiveness of a cathodic protection system.

Current Density: The current to or from a unit area of an electrode surface.

Diode: A bipolar semiconducting device having a low resistance in one direction and a high resistance in the other.

Distributed-Anode Impressed Current System: An impressed current anode configuration in which the anodes are "distributed" along the structure at relatively close intervals such that the structure is within each anode's voltage gradient. This anode configuration causes the electrolyte around the structure to become positive with respect to remote earth.

Electrical Isolation: The condition of being electrically separated from other metallic structures or the environment.

Electrical Survey: Any technique that involves coordinated electrical measurements taken to provide a basis for deduction concerning a particular electrochemical condition relating to corrosion or corrosion control.

Electrode: A conductor used to establish contact with an electrolyte and through which current is transferred to or from an electrolyte.

Electroosmotic Effect: Passage of a charged particle through a membrane under the influence of a voltage. Soil or coatings may act as the membrane.

Electrolyte: A chemical substance containing ions that migrate in an electric field. For the purpose of this standard, electrolyte refers to the soil or liquid adjacent to and in contact with a buried or submerged metallic piping system, including the moisture and other chemicals contained therein.

Foreign Structure: Any metallic structure that is not intended as a part of a system under cathodic protection.

Galvanic Anode: A metal that provides sacrificial protection to another metal that is more noble when electrically coupled in an electrolyte. This type of anode is the electron source in one type of cathodic protection.

Galvanic Series: A list of metals and alloys arranged according to their corrosion potentials in a given environment.

Groundbed: One or more anodes installed below the earth's surface for the purpose of supplying cathodic protection.

Holiday: A discontinuity in a protective coating that exposes unprotected surface to the environment.

Impressed Current: An electric current supplied by a device employing a power source that is external to the electrode system. (An example is direct current for cathodic protection.)

In-Line Inspection: The inspection of a steel pipeline using an electronic instrument or tool that travels along the interior of the pipeline.

Insulating Coating System: All components of the protective coating, the sum of which provides effective electrical isolation of the coated structure.

Interference: Any electrical disturbance on a metallic structure as a result of stray current.

Interference Bond: An intentional metallic connection, between metallic systems in contact with a common electrolyte, designed to control electrical current interchange between the systems.

IR Drop: The voltage across a resistance in accordance with Ohm's Law.

Isolation: See *Electrical Isolation*.

Line Current: The direct current flowing on a pipeline.

Long-Line Current: Current through the earth between an anodic and a cathodic area that returns along an underground metallic structure.

Mixed Potential: A potential resulting from two or more electrochemical reactions occurring simultaneously on one metal surface.

Pipe-to-Electrolyte Potential: See Structure-to-Electrolyte Potential.

Polarization: The change from the open-circuit potential as a result of current across the electrode/electrolyte interface.

Polarized Potential: The potential across the structure/electrolyte interface that is the sum of the corrosion potential and the cathodic polarization.

Reference Electrode: An electrode whose open-circuit potential is constant under similar conditions of measurement, which is used for measuring the relative potentials of other electrodes.

Reverse-Current Switch: A device that prevents the reversal of direct current through a metallic conductor.

Shielding: (1) Protecting; protective cover against mechanical damage. (2) Preventing or diverting the cathodic protection current from its intended path.

Shorted Pipeline Casing: A casing that is in direct metallic contact with the carrier pipe.

Sound Engineering Practices: Reasoning exhibited or based on thorough knowledge and experience, logically valid and having technically correct premises that demonstrate good judgment or sense in the application of science.

Stray Current: Current through paths other than the intended circuit.

Stray-Current Corrosion: Corrosion resulting from current through paths other than the intended circuit, e.g., by any extraneous current in the earth.

Structure-to-Electrolyte Potential: The potential difference between the surface of a buried or submerged metallic structure and electrolyte that is measured with reference to an electrode in contact with the electrolyte.

Telluric Current: Current in the earth as a result of geomagnetic fluctuations.

Voltage: An electromotive force or a difference in electrode potentials expressed in volts.

Wire: A slender rod or filament of drawn metal. In practice, the term is also used for smaller-gauge conductors (6 mm² [No. 10 AWG⁽²⁾] or smaller).

Section 3: Determination of Need for External Corrosion Control

3.1 Introduction

3.1.1 This section recommends practices for determining when an underground or submerged metallic piping system requires external corrosion control.

3.1.2 Metallic structures, buried or submerged, are subject to corrosion. Adequate corrosion control procedures should be adopted to ensure metal integrity for safe and economical operation.

3.2 The need for external corrosion control should be based on data obtained from one or more of the following: corrosion surveys, operating records, visual observations, test results from similar systems in similar environments, in-line inspections, engineering and design specifications, and

operating, safety, and economic requirements. The absence of leaks alone is insufficient evidence that corrosion control is not required.

3.2.1 Environmental and physical factors include the following:

3.2.1.1 Corrosion rate of the particular metallic piping system in a specific environment (see Appendix B [nonmandatory]);

3.2.1.2 Nature of the product being transported, the working temperature, temperature differentials within the pipeline causing thermal expansion and contraction, tendency of backfill to produce soil stress, and working pressure of the piping system as related to design specification;

⁽²⁾ American Wire Gauge.

3.2.1.3 Location of the piping system as related to population density and frequency of visits by personnel;

3.2.1.4 Location of the piping system as related to other facilities; and

3.2.1.5 Stray current sources foreign to the system.

3.2.2 Economic factors include the following:

3.2.2.1 Costs of maintaining the piping system in service for its expected life (see Appendix B [nonmandatory])

3.2.2.2 Contingent costs of corrosion (see Appendix C [nonmandatory]); and

3.2.2.3 Costs of corrosion control (see Appendix D [nonmandatory]).

Section 4: Piping System Design

4.1 Introduction

4.1.1 This section provides accepted corrosion control practices in the design of an underground or submerged piping system. A person qualified to engage in the practice of corrosion control should be consulted during all phases of pipeline design and construction (see Paragraph 1.3). These recommendations should not be construed as taking precedence over recognized electrical safety practices.

4.2 External Corrosion Control

4.2.1 External corrosion control must be a primary consideration during the design of a piping system. Materials selection and coatings are the first line of defense against external corrosion. Because perfect coatings are not feasible, CP must be used in conjunction with coatings. For additional information, see Sections 5 and 6.

4.2.2 New piping systems should be externally coated unless thorough investigation indicates that coatings are not required (see Section 5).

4.2.3 Materials and construction practices that create electrical shielding should not be used on the pipeline. Pipelines should be installed at locations where proximity to other structures and subsurface formations do not cause shielding.

4.3 Electrical Isolation

4.3.1 Isolation devices such as flange assemblies, prefabricated joint unions, or couplings should be installed within piping systems in which electrical isolation of portions of the system is required to facilitate the application of external corrosion control. These devices should be properly selected for temperature, pressure, chemical resistance, dielectric resistance, and mechanical strength. Installation of isolation devices should be avoided or safeguarded in areas in which combustible atmospheres are likely to be present. Locations at which electrical isolating devices should be considered include, but are not limited to, the following:

4.3.1.1 Points at which facilities change ownership, such as meter stations and well heads;

4.3.1.2 Connections to mainline piping systems, such as gathering or distribution system laterals;

4.3.1.3 Inlet and outlet piping of in-line measuring and pressure regulating stations;

4.3.1.4 Compressor or pumping stations, either in the suction and discharge piping or in the main line immediately upstream and downstream from the station;

4.3.1.5 Stray current areas;

4.3.1.6 The junction of dissimilar metals;

4.3.1.7 The termination of service line connections and entrance piping;

4.3.1.8 The junction of a coated pipe and a bare pipe; and

4.3.1.9 Locations at which electrical grounding is used, such as motorized valves and instrumentation.

4.3.2 The need for lightning and fault current protection at isolating devices should be considered. Cable connections from isolating devices to arresters should be short, direct, and of a size suitable for short-term high-current loading.

4.3.3 When metallic casings are required as part of the underground piping system, the pipeline should be electrically isolated from such casings. Casing insulators must be properly sized and spaced and be tightened securely on the pipeline to withstand insertion stresses without sliding on the pipe. Inspection should be made to verify that the leading insulator has remained in position. Concrete coatings on the carrier pipe could preclude the use of casing insulators. Consideration should be given to the use of support under the pipeline at each end of the casing to minimize settlement. The type of support selected

should not cause damage to the pipe coating or act as a shield to CP current.

4.3.4 Casing seals should be installed to resist the entry of foreign matter into the casing.

4.3.5 When electrical contact would adversely affect CP, piping systems should be electrically isolated from supporting pipe stanchions, bridge structures, tunnel enclosures, pilings, offshore structures, or reinforcing steel in concrete. However, piping can be attached directly to a bridge without isolation if isolating devices are installed in the pipe system on each side of the bridge to isolate the bridge piping electrically from adjacent underground piping.

4.3.6 When an isolating joint is required, a device manufactured to perform this function should be used, or, if permissible, a section of nonconductive pipe, such as plastic pipe, may be installed. In either case, these should be properly rated and installed in accordance with the manufacturer's instructions.

4.3.7 River weights, pipeline anchors, and metallic reinforcement in weight coatings should be electrically isolated from the carrier pipe and designed and installed so that coating damage does not occur and the carrier pipe is not electrically shielded.

4.3.8 Metallic curb boxes and valve enclosures should be designed, fabricated, and installed in such a manner that electrical isolation from the piping system is maintained.

4.3.9 Insulating spacing materials should be used when it is intended to maintain electrical isolation between a metallic wall sleeve and the pipe.

4.3.10 Underground piping systems should be installed so that they are physically separated from all foreign underground metallic structures at crossings and parallel installations and in such a way that electrical isolation could be maintained if desired.

4.3.11 Based on voltage rating of alternating current (AC) transmission lines, adequate separation should be maintained between pipelines and electric transmission tower footings, ground cables, and counterpoise. Regardless of separation, consideration should always be given to lightning and fault current protection of pipeline(s) and personnel safety (see NACE Standard RP0177²).

4.4 Electrical Continuity

4.4.1 Nonwelded pipe joints may not be electrically continuous. Electrical continuity can be ensured by the use of fittings manufactured for this purpose or by bonding across and to the mechanical joints in an effective manner.

4.5 Corrosion Control Test Stations

4.5.1 Test stations for potential, current, or resistance measurements should be provided at sufficient locations to facilitate CP testing. Such locations may include, but are not limited to, the following:

- 4.5.1.1 Pipe casing installations,
- 4.5.1.2 Metallic structure crossings,
- 4.5.1.3 Isolating joints,
- 4.5.1.4 Waterway crossings,
- 4.5.1.5 Bridge crossings,
- 4.5.1.6 Valve stations,
- 4.5.1.7 Galvanic anode installations,
- 4.5.1.8 Road crossings,
- 4.5.1.9 Stray-current areas, and
- 4.5.1.10 Rectifier installations.

4.5.2 The span of pipe used for line current test stations should exclude:

- 4.5.2.1 Foreign metallic structure crossings;
- 4.5.2.2 Lateral connections;
- 4.5.2.3 Mechanical couplings or connections such as screwed joints, transition pieces, valves, flanges, anode or rectifier attachments, or metallic bonds; and
- 4.5.2.4 Changes in pipe wall thickness and diameter.

4.5.3 Attachment of Copper Test Lead Wires to Steel and Other Ferrous Pipes

4.5.3.1 Test lead wires may be used both for periodic testing and for current-carrying purposes. As such, the wire/pipe attachment should be mechanically strong and electrically conductive.

4.5.3.2 Methods of attaching wires to the pipe include (a) thermit welding process, (b) soldering, and (c) mechanical means.

4.5.3.3 Particular attention must be given to the attachment method to avoid (a) damaging or penetrating the pipe, (b) sensitizing or altering of pipe properties, (c) weakening the test lead wire, (d) damaging internal or external pipe coatings, and (e) creating hazardous conditions in explosive environments.

4.5.3.4 Attachment by mechanical means is the least desirable method. Such a connection may

loosen, become highly resistant, or lose electrical continuity.

4.5.3.5 The connection should be tested for mechanical strength and electrical continuity. All exposed portions of the connection should be thoroughly cleaned of all welding slag, dirt, oils, etc.; primed, if needed; and coated with materials compatible with the cable insulation, pipe coating, and environment.

4.5.4 Attachment of Aluminum Test Lead Wire to Aluminum Pipes

4.5.4.1 Aluminum test lead wire, or aluminum tabs attached to aluminum wire, may be welded to aluminum pipe using the tungsten inert-gas shielded arc (TIG) or metal inert-gas shielded arc (MIG) process. Welded attachments should be made to flanges or at butt weld joints. Attachment at other sites may adversely affect the mechanical properties of the pipe because of the heat of welding.

4.5.4.2 Test lead wire may be attached to aluminum pipe by soldering. If low-melting-point soft solders are used, a flux is required. Flux residues may cause corrosion unless removed.

NOTE: The use of copper test lead wire may cause preferential galvanic attack on the aluminum pipe. When copper wire or flux is used, care must be taken to seal the attachment areas against moisture. In the presence of moisture, the connection may disbond and be damaged by corrosion.

4.5.4.3 Aluminum tabs to which test lead wires have been TIG welded can be attached by an

explosive bonding technique called high-energy joining.

4.5.4.4 Mechanical connections that remain secure and electrically conductive may be used.

4.5.5 Attachment of Copper Test Lead Wire to Copper Pipe.

4.5.5.1 Copper test lead wire, or copper tabs attached to copper wire, may be attached to copper pipe by one of the following methods. The relative thickness of the wire and the pipe wall dictates, in part, which of the methods can be used.

4.5.5.1.1 Arc welding (TIG, MIG, or shielded metal);

4.5.5.1.2 Electrical resistance (spot) welding;

4.5.5.1.3 Brazing;

4.5.5.1.4 Soldering; or

4.5.5.1.5 Mechanical connection.

4.5.5.2 Attention should be given to proper joining procedures to avoid possible embrittlement or loss of mechanical properties of the metals from the heat of welding or brazing.

4.5.5.3 A flux may be required, or self-produced, when brazing with some filler metals or soldering with some low-melting-point soft solders. Because flux residues may cause corrosion, they should be removed.

Section 5: External Coatings

5.1 Introduction

5.1.1 This section recommends practices for selecting, testing and evaluating, handling, storing, inspecting, and installing external coating systems for external corrosion control on piping systems.

The function of external coatings is to control corrosion by isolating the external surface of the underground or submerged piping from the environment, to reduce CP current requirements, and to improve current distribution.

5.1.2 External coatings must be properly selected and applied and the coated piping carefully handled and installed to fulfill these functions. Various types of external coatings can accomplish the desired functions.

5.1.2.1 Desirable characteristics of external coatings include the following:

5.1.2.1.1 Effective electrical insulator;

5.1.2.1.2 Effective moisture barrier;

5.1.2.1.3 Application to pipe by a method that does not adversely affect the properties of the pipe;

5.1.2.1.4 Application to pipe with a minimum of defects;

5.1.2.1.5 Good adhesion to pipe surface;

5.1.2.1.6 Ability to resist development of holidays with time;

5.1.2.1.7 Ability to resist damage during handling, storage, and installation;

5.1.2.1.8 Ability to maintain substantially constant electrical resistivity with time;

5.1.2.1.9 Resistance to disbonding;

5.1.2.1.10 Resistance to chemical degradation;

5.1.2.1.11 Ease of repair;

5.1.2.1.12 Retention of physical characteristics;

5.1.2.1.13 Nontoxic to the environment; and

5.1.2.1.14 Resistance to changes and deterioration during aboveground storage and long-distance transportation.

5.1.2.2 Typical factors to consider when selecting an external pipe coating include:

5.1.2.2.1 Type of environment;

5.1.2.2.2 Accessibility of piping system;

5.1.2.2.3 Operating temperature of piping system;

5.1.2.2.4 Ambient temperatures during application, shipping, storage, construction, installation, and pressure testing;

5.1.2.2.5 Geographical and physical location;

5.1.2.2.6 Type of external coating on existing pipe in the system;

5.1.2.2.7 Handling and storage;

5.1.2.2.8 Pipeline installation methods;

5.1.2.2.9 Costs; and

5.1.2.2.10 Pipe surface preparation requirements.

5.1.2.3 Pipeline external coating systems shall be properly selected and applied to ensure that adequate bonding is obtained. Unbonded coatings can create electrical shielding of the pipeline that could jeopardize the effectiveness of the CP system.

5.1.3 Information in this section is primarily by reference to other documents. It is important that the latest revision of the pertinent reference be used.

5.1.3.1 Table 1 is a listing of types of external coating systems, showing the appropriate references for material specifications and recommended practices for application.

5.1.3.2 Table 2 is a grouping of references for general use during installation and inspection, regardless of coating type.

5.1.3.3 Table 3 is a list of external coating system characteristics related to environmental conditions containing suggested laboratory test references for various properties.

5.1.3.4 Table 4 is a list of external coating system characteristics related to design and construction, with recommended laboratory tests for evaluating these properties.

5.1.3.5 Table 5 lists the references that are useful in field evaluation of external coating systems after the pipeline has been installed.

5.2 Storage, Handling, Inspection, and Installation

5.2.1 Storage and Handling

5.2.1.1 Coated pipe to be stored should be protected internally and externally from atmospheric corrosion and coating deterioration.

5.2.1.2 Damage to coating can be minimized by careful handling and by using proper pads and slings.

TABLE 1
Generic External Coating Systems with Material Requirements
and Recommended Practices for Application^(A)

Generic External Coating System	Reference
Coal Tar	ANSI ^(B) /AWWA ^(C) C 203 ¹⁰
Wax	NACE Standard RP0375 ¹¹
Prefabricated Films	ANSI/AWWA C 214 ¹² ANSI/AWWA C 209 ¹³
Fusion-Bonded Epoxy Coatings	<i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> ¹⁴ ANSI/AWWA C 213 ¹⁵ API ^(D) RP 5L7 ¹⁶ CSA ^(E) Z245.20M ¹⁷ NACE Standard RP0394 ¹⁸
Polyolefin Coatings	NACE Standard RP0185 ¹⁹ DIN ^(F) 30 670 ²⁰ ANSI/AWWA C 215 ²¹

^(A) NOTE: Many other references are available, and this table is not comprehensive. Listing does not constitute endorsement of any external coating system in preference to another. Omission of a system may be due to unavailability of reference standards or lack of data.

^(B) American National Standards Institute (ANSI), 1819 L St. NW, Washington, DC 20036.

^(C) American Water Works Association (AWWA), 6666 West Quincy Ave., Denver, CO 80235.

^(D) American Petroleum Institute (API), 1220 L St. NW, Washington, DC 20005-4070.

^(E) CSA International, 178 Rexdale Blvd., Toronto, Ontario, Canada M9W 1R3.

^(F) Deutsches Institut für Normung (DIN), Burggrafenstrasse 6, D-10787 Berlin, Germany.

TABLE 2
References for General Use in the Installation and Inspection of External Coating Systems
for Underground Piping

Subject	Reference
Application of Organic Pipeline Coatings	ANSI/AWWA C 203 ¹⁰ NACE Standard RP0375 ¹¹ <i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> ¹⁴ ANSI/AWWA C 213 ¹⁵ API RP 5L7 ¹⁶ CSA Z245.20M ¹⁷
Film Thickness of Pipeline Coatings	ASTM ^(A) G 128 ²²
Inspection of Pipeline Coatings	NACE Standard RP0274 ²³

^(A) ASTM, 100 Barr Harbor Dr., West Conshohocken, PA 19428-2959.

TABLE 3
External Coating System Characteristics Relative to Environmental Conditions^(A)

Environmental Factor	Recommended Test Methods^(B)
General underground exposure with or without CP	<i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> ¹⁴ ANSI/AWWA C 213 ¹⁵ API RP 5L7 ¹⁶ CSA Z245.20M ¹⁷ ASTM G 8 ²⁴ ASTM G 19 ²⁵ ASTM G 42 ²⁶ ASTM G 95 ²⁷
Resistance to water penetration and its effect on choice of coating thickness	ASTM G 9 ²⁸
Resistance to penetration by stones in backfill	ASTM G 17 ²⁹ ASTM D 2240 ³⁰ ASTM G 13 ³¹ ASTM G 14 ³²
Soil stress	<i>Underground Corrosion</i> ³³ ASTM D 427 ³⁴
Resistance to specific liquid not normally encountered in virgin soil	ASTM D 543 ³⁵ Federal Test Standard ^(C) No. 406A, Method 7011 ³⁶ ASTM G 20 ³⁷
Resistance to thermal effects	ASTM D 2304 ³⁸ ASTM D 2454 ³⁹ ASTM D 2485 ⁴⁰
Suitability of supplementary materials for joint coating and field repairs	ASTM G 8 ²⁴ ASTM G 19 ²⁵ ASTM G 42 ²⁶ ASTM G 95 ²⁷ ASTM G 9 ²⁸ ASTM G 18 ⁴¹ ASTM G 55 ⁴²
Resistance to microorganisms	ASTM G 21 ⁴³ Federal Test Standard No. 406A, Method 6091 ⁴⁴

^(A) NOTE: Apply only those factors pertinent to the installation.

^(B) No specific criteria are available. Comparative tests are recommended for use and evaluation as supplementary information only.

^(C) Available from General Services Administration, Business Service Center, Washington, DC 20025.

TABLE 4
External Coating System Characteristics Related to Design and Construction

Design and Construction Factor	Recommended Test Methods^(A)
Yard Storage, Weathering	ASTM G 11 ⁴⁵
Yard Storage, Penetration Under Load	ASTM G 17 ²⁹ ASTM D 2240 ³⁰
Handling Resistance, Abrasion	ASTM G 6 ⁴⁶
Handling Resistance, Impact	ASTM G 13 ³¹ ASTM G 14 ³²
Field Bending Ability	ASTM G 10 ⁴⁷
Driving Ability (Resistance to Sliding Abrasion)	ASTM G 6 ⁴⁶ ASTM D 2197 ⁴⁸
Special Requirements for Mill-Applied Coating	ANSI/AWWA C 203 ¹⁰ NACE Standard RP0375 ¹¹ ANSI/AWWA C 214 ¹² ANSI/AWWA C 209 ¹³ <i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> ¹⁴ ANSI/AWWA C 213 ¹⁵ API RP 5L7 ¹⁶ CSA Z245.20M ¹⁷ NACE Standard RP0185 ¹⁹ DIN 30 670 ²⁰ ANSI/AWWA C 215 ²¹
Special Requirements for Application of Coating Over the Ditch	ANSI/AWWA C 203 ¹⁰ NACE Standard RP0375 ¹¹ ANSI/AWWA C 214 ¹² ANSI/AWWA C 209 ¹³ <i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> ¹⁴ ANSI/AWWA C 213 ¹⁵ API RP 5L7 ¹⁶ CSA Z245.20M ¹⁷
Backfill Resistance	ASTM G 13 ³¹ ASTM G 14 ³²
Resistance to Thermal Effects	ASTM G 8 ²⁴ ASTM G 19 ²⁵ ASTM G 42 ²⁶ ASTM G 95 ²⁷ ASTM D 2304 ³⁸ ASTM D 2454 ³⁹ ASTM D 2485 ⁴⁰
Suitability of Joint Coatings and Field Repairs	<i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> ¹⁴ ANSI/AWWA C 213 ¹⁵ API RP 5L7 ¹⁶ CSA Z245.20M ¹⁷ ASTM G 8 ²⁴ ASTM G 19 ²⁵ ASTM G 42 ²⁶ ASTM G 95 ²⁷ ASTM G 9 ²⁸ ASTM G 18 ⁴¹ ASTM G 55 ⁴²

^(A) No specific criteria are available. Comparative tests are recommended for use and evaluation as supplementary information only.

TABLE 5
Methods for Evaluating In-Service Field Performance of External Coatings

Title or Subject of Method	Reference	Basis for Rating
(1) Rate of Change in Current Required for CP	<i>Underground Corrosion</i> ³³	Comparison of initial current requirement with subsequent periodic determination of current requirement
(2) Inspection of Pipeline Coating	NACE Standard RP0274 ²³	(a) With CP: no active corrosion found (b) Without CP: no new holidays showing active corrosion
(3) Cathodic Disbondment	ASTM G 8 ²⁴ ASTM G 19 ²⁵ ASTM G 42 ²⁶ ASTM G 95 ²⁷	Purpose is to obtain data relative to specific conditions for comparison with laboratory data

5.2.2 Inspection

5.2.2.1 Qualified personnel should keep every phase of the coating operation and piping installation under surveillance.

5.2.2.2 Surface preparation, primer application, coating thickness, temperature, bonding, and other specific requirements should be checked periodically, using suitable test procedures, for conformance to specifications.

5.2.2.3 The use of holiday detectors is recommended to detect coating flaws that would not be observed visually. The holiday detector should be operated in accordance with the manufacturer's instructions and at a voltage level appropriate to the electrical characteristics of the coating system.

5.2.3 Installation

5.2.3.1 Joints, fittings, and tie-ins must be coated with a material compatible with the existing coating.

5.2.3.2 Coating defects should be repaired.

5.2.3.3 Materials used to repair coatings must be compatible with the existing pipe coating.

5.2.3.4 The ditch bottom should be graded and free of rock or other foreign matter that could damage the external coating or cause electrical shielding. Under difficult conditions, consideration should be given to padding the pipe or the ditch bottom.

5.2.3.5 Pipe should be lowered carefully into the ditch to avoid external coating damage.

5.2.3.6 Care should be taken during backfilling so that rocks and debris do not strike and damage the pipe coating.

5.2.3.7 Care shall be exercised when using materials such as loose wrappers, nonconducting urethane foam, and rock shield around pipelines as protection against physical damage or for other purposes, because these materials may create an electrical shielding effect that would be detrimental to the effectiveness of CP.

5.2.3.8 When a pipeline comes above ground, it must be cleaned and externally coated, or jacketed with a suitable material, for the prevention of atmospheric corrosion.

5.3 Methods for Evaluating External Coating Systems

5.3.1 Established Systems Proven by Successful Use

5.3.1.1 Visual and electrical inspection of in-service pipeline coatings should be used to evaluate the performance of an external coating system. These inspections can be conducted wherever the pipeline is excavated or at bell holes made for inspection purposes.

5.3.2 Established or Modified Systems for New Environments

5.3.2.1 This method is intended for use when external coating systems will continue to be used and are qualified under Paragraph 5.3.1, but when application will be extended to new environments or when it is desired to revise a system to make use of new developments, one of the following should be used:

5.3.2.1.1 The use of applicable material requirements, material specifications, standards, and recommended practices for application, as given in Table 1, is recommended.

5.3.2.1.2 The use of applicable references in Table 2 is recommended unless previously covered in applicable references in Table 1.

5.3.3 New External Coating System Qualification

5.3.3.1 The purpose of this method is to qualify a new external coating material by subjecting it to laboratory tests appropriate for the intended service. After laboratory tests have been conducted and indicate that the external coating system appears to be suitable, application and installation are conducted in accordance with recommended practices. In-service field performance tests are made to confirm the success of the previous steps. The steps of the method are (1) laboratory tests, (2) application under recommended practices, (3) installation under recommended practices, and (4) in-service field performance tests. If good results are obtained after five years, only Steps 2 and 3 are required thereafter.

5.3.3.1.1 Applicable sections of Tables 3 and 4 are recommended for the initial laboratory test methods.

5.3.3.1.2 Applicable sections of Tables 1 and 2 are recommended for conditional use during Steps 2 and 3.

5.3.3.1.3 During a period of five years or more, the use of the evaluation methods given in Table 5, Item 1 or 2 are recommended. The test method in Item 3 may be used as a supplementary means for obtaining data for correlation with laboratory tests.

5.3.4 Method for Evaluating an External Coating System by In-Service Field Performance Only

5.3.4.1 The purpose of this method is to qualify an external coating system when none of the first three methods given in Paragraph 5.3 has been or will be used. It is intended that this method should be limited to minor pilot installations.

5.3.4.1.1 The use of at least one of the first two methods given in Table 5 is recommended on the basis of at least one investigation per year for five consecutive years.

Section 6: Criteria and Other Considerations for CP

6.1 Introduction

6.1.1 This section lists criteria and other considerations for CP that indicate, when used either separately or in combination, whether adequate CP of a metallic piping system has been achieved (see also Section 1, Paragraphs 1.2 and 1.4).

6.1.2 The effectiveness of CP or other external corrosion control measures can be confirmed by visual observation, by measurements of pipe wall thickness, or by use of internal inspection devices. Because such methods sometimes are not practical, meeting any criterion or combination of criteria in this section is evidence that adequate CP has been achieved. When excavations are made for any purpose, the pipe should be inspected for evidence of corrosion and coating condition.

6.1.3 The criteria in this section have been developed through laboratory experiments or verified by evaluating data obtained from successfully operated CP systems. Situations in which a single criterion for evaluating the effectiveness of CP may not be satisfactory for all conditions may exist. Often a combination of criteria is needed for a single structure.

6.1.4 Sound engineering practices shall be used to determine the methods and frequency of testing required to satisfy these criteria.

6.1.5 Corrosion leak history is valuable in assessing the effectiveness of CP. Corrosion leak history by itself, however, shall not be used to determine whether adequate levels of CP have been achieved unless it is impractical to make electrical surveys.

6.2 Criteria

6.2.1 It is not intended that persons responsible for external corrosion control be limited to the criteria listed below. Criteria that have been successfully applied on existing piping systems can continue to be used on those piping systems. Any other criteria used must achieve corrosion control comparable to that attained with the criteria herein.

6.2.2 Steel and Cast Iron Piping

6.2.2.1 External corrosion control can be achieved at various levels of cathodic polarization depending on the environmental conditions. However, in the absence of specific data that demonstrate that adequate CP has been achieved, one or more of the following shall apply:

6.2.2.1.1 A negative (cathodic) potential of at least 850 mV with the CP applied. This potential is measured with respect to a saturated copper/copper sulfate reference electrode contacting the electrolyte. Voltage

drops other than those across the structure-to-electrolyte boundary must be considered for valid interpretation of this voltage measurement.

NOTE: Consideration is understood to mean the application of sound engineering practice in determining the significance of voltage drops by methods such as:

6.2.2.1.1.1 Measuring or calculating the voltage drop(s);

6.2.2.1.1.2 Reviewing the historical performance of the CP system;

6.2.2.1.1.3 Evaluating the physical and electrical characteristics of the pipe and its environment; and

6.2.2.1.1.4 Determining whether or not there is physical evidence of corrosion.

6.2.2.1.2 A negative polarized potential (see definition in Section 2) of at least 850 mV relative to a saturated copper/copper sulfate reference electrode.

6.2.2.1.3 A minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode contacting the electrolyte. The formation or decay of polarization can be measured to satisfy this criterion.

6.2.2.2 Special Conditions

6.2.2.2.1 On bare or ineffectively coated pipelines when long-line corrosion activity is of primary concern, the measurement of a net protective current at predetermined current discharge points from the electrolyte to the pipe surface, as measured by an earth current technique, may be sufficient.

6.2.2.2.2 In some situations, such as the presence of sulfides, bacteria, elevated temperatures, acid environments, and dissimilar metals, the criteria in Paragraph 6.2.2.1 may not be sufficient.

6.2.2.2.3 When a pipeline is encased in concrete or buried in dry or aerated high-resistivity soil, values less negative than the criteria listed in Paragraph 6.2.2.1 may be sufficient.

6.2.2.3 PRECAUTIONARY NOTES

6.2.2.3.1 The earth current technique is often meaningless in multiple pipe rights-of-way, in high-resistivity surface soil, for deeply buried

pipe, in stray-current areas, or where local corrosion cell action predominates.

6.2.2.3.2 Caution is advised against using polarized potentials less negative than -850 mV for CP of pipelines when operating pressures and conditions are conducive to stress corrosion cracking (see references on stress corrosion cracking at the end of this section).

6.2.2.3.3 The use of excessive polarized potentials on externally coated pipelines should be avoided to minimize cathodic disbondment of the coating.

6.2.2.3.4 Polarized potentials that result in excessive generation of hydrogen should be avoided on all metals, particularly higher-strength steel, certain grades of stainless steel, titanium, aluminum alloys, and prestressed concrete pipe.

6.2.3 Aluminum Piping

6.2.3.1 The following criterion shall apply: a minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode contacting the electrolyte. The formation or decay of this polarization can be used in this criterion.

6.2.3.2 PRECAUTIONARY NOTES

6.2.3.2.1 Excessive Voltages: Notwithstanding the minimum criterion in Paragraph 6.2.3.1, if aluminum is cathodically protected at voltages more negative than -1,200 mV measured between the pipe surface and a saturated copper/copper sulfate reference electrode contacting the electrolyte and compensation is made for the voltage drops other than those across the pipe-electrolyte boundary, it may suffer corrosion as the result of the buildup of alkali on the metal surface. A polarized potential more negative than -1,200 mV should not be used unless previous test results indicate that no appreciable corrosion will occur in the particular environment.

6.2.3.2.2 Alkaline Conditions: Aluminum may suffer from corrosion under high-pH conditions, and application of CP tends to increase the pH at the metal surface. Therefore, careful investigation or testing should be done before applying CP to stop pitting attack on aluminum in environments with a natural pH in excess of 8.0.

6.2.4 Copper Piping

6.2.4.1 The following criterion shall apply: a minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode contacting the electrolyte. The formation or decay of this polarization can be used in this criterion.

6.2.5 Dissimilar Metal Piping

6.2.5.1 A negative voltage between all pipe surfaces and a stable reference electrode contacting the electrolyte equal to that required for the protection of the most anodic metal should be maintained.

6.2.5.2 PRECAUTIONARY NOTE

6.2.5.2.1 Amphoteric materials that could be damaged by high alkalinity created by CP should be electrically isolated and separately protected.

6.3 Other Considerations

6.3.1 Methods for determining voltage drop(s) shall be selected and applied using sound engineering practices. Once determined, the voltage drop(s) may be used for correcting future measurements at the same location, provided conditions such as pipe and CP system operating conditions, soil characteristics, and external coating quality remain similar. (Note: Placing the reference electrode next to the pipe surface may not be at the pipe-electrolyte interface. A reference electrode placed at an externally coated pipe surface may not significantly reduce soil voltage drop in the measurement if the nearest coating holiday is remote from the reference electrode location.)

6.3.2 When it is impractical or considered unnecessary to disconnect all current sources to correct for voltage drop(s) in the structure-to-electrolyte potential measurements, sound engineering practices should be used to ensure that adequate CP has been achieved.

6.3.3 When feasible and practicable, in-line inspection of pipelines may be helpful in determining the presence or absence of pitting corrosion damage. Absence of external corrosion damage or the halting of its growth may indicate adequate external corrosion control. The in-line inspection technique, however, may not be capable of detecting all types of external corrosion damage, has limitations in its accuracy, and may report as anomalies items that are not external corrosion. For example, longitudinal seam corrosion and general corrosion may not be readily detected by in-line inspection. Also, possible thickness variations, dents, gouges, and external ferrous objects may be detected as corrosion. The appropriate use of in-line inspection must be carefully considered.

6.3.4 Situations involving stray currents and stray electrical gradients that require special analysis may exist. For additional information, see Section 9, "Control of Interference Currents."

6.4 Alternative Reference Electrodes

6.4.1 Other standard reference electrodes may be substituted for the saturated copper/copper sulfate reference electrode. Two commonly used reference electrodes are listed below along with their voltage equivalent (at 25°C [77°F]) to -850 mV referred to a saturated copper/copper sulfate reference electrode:

6.4.1.1 Saturated KCl calomel reference electrode: -780 mV; and

6.4.1.2 Saturated silver/silver chloride reference electrode used in 25 ohm-cm seawater: -800 mV.

6.4.2 In addition to these standard reference electrodes, an alternative metallic material or structure may be used in place of the saturated copper/copper sulfate reference electrode if the stability of its electrode potential is ensured and if its voltage equivalent referred to a saturated copper/copper sulfate reference electrode is established.

Bibliography for Section 6

Criteria for Copper

Schwerdtfeger, W.J. "Criteria for Cathodic Protection—Highly Resistant Copper Deteriorates in Severely Corrosive Soil." *Materials Protection* 57, 9 (1968): p. 43.

Criteria for Aluminum

BS CP 1021 (latest revision). "Code of Practice for Cathodic Protection." London, England: BSI.⁽³⁾

DIN30 676 (latest revision). "Design and Application of Cathodic Protection of External Surfaces." Berlin, Germany: DIN

⁽³⁾ British Standards Institution (BSI), British Standards House, 389 Chiswick High Road, London W4 4AL, United Kingdom.

NACE Publication 2M363 (withdrawn). "Recommended Practice for Cathodic Protection of Aluminum Pipe Buried in Soil or Immersed in Water." Houston, TX: NACE.

Schwerdtfeger, W.J. "Effects of Cathodic Current on the Corrosion of An Aluminum Alloy." National Bureau of Standards⁽⁴⁾ *Journal of Research* 68c (Oct.-Dec. 1964): p. 283.

Criteria for Steel and Cast Iron

Doremus, E.P., and T.L. Canfield. "The Surface Potential Survey Can Detect Pipeline Corrosion Damage." *Materials Protection* 6, 9 (1967): p. 33.

Ewing, S.P. "Potential Measurements for Determination of Cathodic Protection Requirements." *Corrosion* 7, 12 (1951): p. 410.

Haycock, E.W. "Current Requirements for Cathodic Protection of Oil Well Casing." *Corrosion* 13, 11 (1957): p. 767.

Kuhn, R.C. "Cathodic Protection of Underground Pipelines Against Soil Corrosion." *American Petroleum Institute Proceedings* IV, 14 (1953): p. 153.

McCollum, B., and K.H. Logan. National Bureau of Standards Technical Paper No. 351, 1927.

Romanoff, M. *Underground Corrosion*. Houston, TX: NACE, 1989.

Pearson, J.M. "Electrical Instruments and Measurement in Cathodic Protection." *Corrosion* 3, 11 (1947): p. 549.

Pearson, J.M. "Null Methods Applied to Corrosion Measurements." *Transactions of the Electrochemical Society* 81 (1942): p. 485.

Schwerdtfeger, W.J., and O.N. McDorman. "Potential and Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Soils." *Corrosion* 8, 11 (1952): p. 391.

Sudrabin, L.P., and F.W. Ringer. "Some Observations on Cathodic Protection Criteria." *Corrosion* 13, 5 (1957) p. 351t. Discussion on this paper *Corrosion* 13, 12 (1957): p. 835t.

Additional References

Barlo, T.J., and W.E. Berry. "A Reassessment of the -0.85 V and 100 mV Polarization Criteria for Cathodic

Protection of Steel Buried in Soils. *Ninth International Congress on Metallic Corrosion* 4, (1984): June 7. National Research Council Canada.⁽⁵⁾

Barlo, T.J., and W.E. Berry. "An Assessment of the Current Criteria for Cathodic Protection of Buried Steel Pipes." *MP* 23, 9 (1984).

Barlo, T.J., and R.R. Fessler. "Interpretation of True Pipe-to-Soil Potentials on Coated Pipelines with Holidays."

CORROSION/83, paper no. 292. Houston, TX: NACE, 1983.

Barlo, T.J., and R.R. Fessler. "Investigation of Techniques to Determine the True Pipe-to-Soil Potential of a Buried Pipeline." AGA⁽⁶⁾ Project PR-3-93, 1979 Annual Report, May, 1980.

Cathodic Protection Criteria—A Literature Survey. Houston, TX: NACE, 1989.

Comeaux, R.V. "The Role of Oxygen in Corrosion and Cathodic Protection." *Corrosion* 8, 9 (1952): pp. 305-309.

Compton, K.G. "Criteria and Their Application for Cathodic Protection of Underground Structures." *Materials Protection* 4, 8 (1965): pp. 93-96.

Dabkowski, J. "Assessing the Cathodic Protection Levels of Well Casings." AGA Project 151-106, Final Report, January 1983: pp. 3-92.

Dexter, S.C., L.N. Moettus, and K.E. Lucas. "On the Mechanism of Cathodic Protection." *Corrosion* 41, 10 (1985).

"Field Testing the Criteria for Cathodic Protection." AGA Interim Report PR-151-163, December, 1987.

Fischer, K.P. "Cathodic Protection in Saline Mud Containing Sulfate Reducing Bacteria." *MP* 20, 10 (1981): pp. 41-46.

Holler, H.D. "Studies on Galvanic Couples II—Some Potential-Current Relations in Galvanic Corrosion." *Journal of the Electrochemical Society* September (1950): pp. 277-282.

Gummow, R.A. "Cathodic Protection Criteria—A Critical Review of NACE Standard RP0169." *MP* 25, 9 (1986): pp. 9-16.

⁽⁴⁾ National Institute of Standards and Technology (NIST) (formerly National Bureau of Standards), 100 Bureau Dr., Gaithersburg, MD 20899.

⁽⁵⁾ National Research Council Canada (NRC), 1200 Montreal Road, Ottawa, Ontario K1A 0R6, CANADA.

⁽⁶⁾ American Gas Association (AGA), 400 North Capitol St. NW, Suite 400, Washington, DC 20001.

SP0169-2007

- Hoey, G.R., and M. Cohen. "Cathodic Protection of Iron in the Temperature Range 25-92°C." *Corrosion* 14, 4 (1958): pp. 200t-202t.
- Howell, R.P. "Potential Measurements in Cathodic Protection Designs." *Corrosion* 8, 9 (1952).
- Jones, D. "Electrochemical Fundamentals of Cathodic Protection." CORROSION/87, paper no. 317. Houston, TX: NACE, 1987.
- Kasahara, K., T. Sato, and H. Adachi. "Results of Polarization Potential and Current Density Surveys on Existing Buried Pipelines." *MP* 19, 9 (1980): pp. 45-51.
- Kehn, G.R., and E.J. Wilhelm. "Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Dilute Aqueous Solutions." *Corrosion* 7, 5 (1951): pp. 156-160.
- Koybayaski, T. "Effect of Environmental Factors on the Protective Potential of Steel." *Proceedings of the Fifth International Congress on Metallic Corrosion*. Houston, TX: NACE, 1980.
- Krivian, L. "Application of the Theory of Cathodic Protection to Practical Corrosion Systems." *British Corrosion Journal* 19, 1 (1984).
- Kuhn, R.J. "Cathodic Protection on Texas Gas Systems." AGA Annual Conference. Held Detroit, MI, April 1950.
- Lattin, B.C. "The Errors of Your Ways (Fourteen Pitfalls for Corrosion Engineers and Technicians to Avoid)." *MP* 20, 3 (1981): p. 30.
- Logan, K.H. "Comparison of Cathodic Protection Test Methods." *Corrosion* 10, 7 (1954).
- Logan, K.H. "Underground Corrosion." National Bureau of Standards Circular C450, November 1945, pp. 249-278.
- Logan, K.H. "The Determination of the Current Required for Cathodic Protection." National Bureau of Standards Soil Corrosion Conference, March 1943.
- Martin, B.A. "Cathodic Protection: The Ohmic Component of Potential Measurements—Laboratory Determination with a Polarization Probe in Aqueous Environments." *MP* 20, 1 (1981): p. 52.
- Martin, B.A., and J.A. Huckson. "New Developments in Interference Testing." *Industrial Corrosion* 4, 6 (1986): pp. 26-31.
- Mears and Brown. "A Theory of Cathodic Protection." *Transactions of the Electrochemical Society* 74 (1938): p. 527.
- Morgan, J. *Cathodic Protection*. 2nd Ed. Houston, TX: NACE, 1987.
- NACE Technical Committee T-2C Report (withdrawn). "Criteria for Adequate Cathodic Protection of Coated, Buried, or Submerged Steel Pipe Lines and Similar Steel Structures." Houston, TX: NACE.
- Pearson, J.M. "Concepts and Methods of Cathodic Protection." *The Petroleum Engineer* 15, 6 (1944): p. 218; and 15, 7 (1944): p. 199.
- Pourbaix, M. *Atlas of Electrochemical Equilibria in Aqueous Solutions*. Houston, TX: NACE, 1974, p. 319.
- Prinz, W. "Close Interval Potential Survey of Buried Pipelines, Methods and Experience." *UK Corrosion '86*, p. 67.
- Riordan, M.A. "The Electrical Survey—What It Won't Do." *MP* 17, 11 (1978): pp. 38-41.
- Riordan, M.A., and R.P. Sterk. "Well Casing as an Electrochemical Network in Cathodic Protection Design." *Materials Protection* 2, 7 (1963): pp. 58-68.
- Schaschl, E., and G.A. Marsh. "Placement of Reference Electrode and Impressed Current Anode Effect on Cathodic Protection of Steel in a Long Cell." *MP* 13, 6 (1974): pp. 9-11.
- Stern, M. "Fundamentals of Electrode Processes in Corrosion." *Corrosion* 13, 11 (1957): p. 97.
- CEA 54277 (withdrawn). "State-of-the-Art Report, Specialized Surveys for Buried Pipelines." Houston, TX: NACE.
- Thompson, N.G., and T.J. Barlo. "Fundamental Process of Cathodically Protecting Steel Pipelines." International Gas Research Conference, 1983.
- Toncre, A.C. "A Review of Cathodic Protection Criteria." *Proceeding of Sixth European Congress on Metallic Corrosion*. Held London, England, September 1977, pp. 365-372.
- Van Nouhuys, H.C. "Cathodic Protection and High Resistivity Soil." *Corrosion* 9, 12 (1953): pp. 448-458.
- Van Nouhuys, H.C. "Cathodic Protection and High Resistivity Soil—A Sequel." *Corrosion* 14, 12 (1958): p. 55.
- Von Baekmann, W., A. Ballest, and W. Prinz. "New Development in Measuring the Effectiveness of Cathodic Protection." *Corrosion Australasia*, February, 1983.
- Von Baekmann, W., and W. Schwenk. *Handbook of Cathodic Protection*. Portellis Press, 1975, Chapter 2.

Webster, R.D. "Compensating for the IR Drop Component in Pipe-to-Soil Potential Measurements." *MP* 26, 10 (1987): pp. 38-41.

Wyatt, B.S., and K.C. Lax. "Close Interval Overline Polarized Potential Surveys of Buried Pipelines." UK Corrosion Conference, 1985.

Stress Corrosion Cracking

Barlo, T.J., et al. "An Assessment of the Criteria for Cathodic Protection of Buried Pipelines." AGA Final Report, Project PR-3-129, 1983.

Barlo, T.J., et al. "Controlling Stress-Corrosion Cracking by Cathodic Protection." AGA Annual Report, Project-3-164, 1984.

Parkins, R.N., A.J. Markworth, J.H. Holbrook, and R.R. Fessler. "Hydrogen Gas Evolution From Cathodically Protected Surfaces." *Corrosion* 41,7 (1985): pp. 389-

Parkins, R.N., and R.R. Fessler. "Stress Corrosion Cracking of High-Pressure Gas Transmission Pipelines." *Materials in Engineering Applications* 1, 2 (1978) pp. 80-96.

Parkins, R.N., and R.R. Fessler. "Line Pipe Stress Corrosion Cracking—Mechanisms and Remedies." CORROSION/86 paper no. 320. Houston, TX: NACE, 1986.

Parkins, R.N., A.J. Markworth, and J.H. Holbrook. "Hydrogen Gas Evolution From Cathodically Protected Pipeline Steel Surfaces Exposed to Chloride-Sulfate Solutions." *Corrosion* 44, 8 (1988): pp. 572-580.

McCaffrey, W.R. "Effect of Overprotection on Pipeline Coatings." *Materials Protection and Performance* 12, 2 (1973): p. 10.

PR-15-427. "An Assessment of Stress Corrosion Cracking (SCC) Research for Line Pipe Steels." AGA, 1985.

Section 7: Design of Cathodic Protection Systems

7.1 Introduction

7.1.1 This section recommends procedures for designing CP systems that will provide effective external corrosion control by satisfying one or more of the criteria listed in Section 6 and exhibiting maximum reliability over the intended operating life of the systems.

7.1.2 In the design of a CP system, the following should be considered:

7.1.2.1 Recognition of hazardous conditions prevailing at the proposed installation site(s) and the selection and specification of materials and installation practices that ensure safe installation and operation.

7.1.2.2 Specification of materials and installation practices to conform to the latest editions of applicable codes, National Electrical Manufacturers Association (NEMA)⁽⁷⁾ standards, National Electrical Code (NEC),⁽⁸⁾ appropriate international standards, and NACE standards.

7.1.2.3 Selection and specification of materials and installation practices that ensure dependable and economical operation throughout the intended operating life.

7.1.2.4 Selection of locations for proposed installations to minimize currents or earth potential gradients, which can cause detrimental effects on foreign buried or submerged metallic structures.

7.1.2.5 Cooperative investigations to determine mutually satisfactory solution(s) of interference problems (see Section 9).

7.1.2.6 Special consideration should be given to the presence of sulfides, bacteria, disbonded coatings, thermal insulating coatings, elevated temperatures, shielding, acid environments, and dissimilar metals.

7.1.2.7 Excessive levels of CP that can cause external coating disbondment and possible damage to high-strength steels as a result of hydrogen evolution should be avoided.

7.1.2.8 When amphoteric metals are involved, care should be taken so that high-pH conditions that could cause cathodic corrosion of the metal are not established.

7.2 Major objectives of CP system design include the following:

7.2.1 To provide sufficient current to the structure to be protected and distribute this current so that the selected criteria for CP are effectively attained;

⁽⁷⁾ National Electrical Manufacturers Association (NEMA), 1300 North 17th St., Suite 1752, Rosslyn, Virginia 22209.

⁽⁸⁾ National Fire Protection Association, Batterymarch Park, Quincy, MA 02269.

SP0169-2007

7.2.2 To minimize the interference currents on neighboring underground structures (see Section 9);

7.2.3 To provide a design life of the anode system commensurate with the required life of the protected structure, or to provide for periodic rehabilitation of the anode system;

7.2.4 To provide adequate allowance for anticipated changes in current requirements with time;

7.2.5 To install anodes when the possibility of disturbance or damage is minimal; and

7.2.6 To provide adequate monitoring facilities to test and evaluate the system performance.

7.3 Information Useful for Design

7.3.1 Useful piping system specifications and information include the following:

- 7.3.1.1 Route maps and atlas sheets;
- 7.3.1.2 Construction dates;
- 7.3.1.3 Pipe, fittings, and other appurtenances;
- 7.3.1.4 External coatings;
- 7.3.1.5 Casings;
- 7.3.1.6 Corrosion control test stations;
- 7.3.1.7 Electrically isolating devices;
- 7.3.1.8 Electrical bonds; and
- 7.3.1.9 Aerial, bridge, and underwater crossings.

7.3.2 Useful information on piping system site conditions includes the following:

- 7.3.2.1 Existing and proposed CP systems;
- 7.3.2.2 Possible interference sources (see Section 9);
- 7.3.2.3 Special environmental conditions;
- 7.3.2.4 Neighboring buried metallic structures (including location, ownership, and corrosion control practices);
- 7.3.2.5 Structure accessibility;
- 7.3.2.6 Power availability; and
- 7.3.2.7 Feasibility of electrical isolation from foreign structures.

7.3.3 Useful information from field surveys, corrosion test data, and operating experience includes the following:

- 7.3.3.1 Protective current requirements to meet applicable criteria;
- 7.3.3.2 Electrical resistivity of the electrolyte;
- 7.3.3.3 Electrical continuity;
- 7.3.3.4 Electrical isolation;
- 7.3.3.5 External coating integrity;
- 7.3.3.6 Cumulative leak history;
- 7.3.3.7 Interference currents;
- 7.3.3.8 Deviation from construction specifications; and
- 7.3.3.9 Other maintenance and operating data.

7.3.4 Field survey work prior to actual application of CP is not always required if prior experience or test data are available to estimate current requirements, electrical resistivity of the electrolyte, and other design factors.

7.4 Types of CP Systems

7.4.1 Galvanic Anode Systems

7.4.1.1 Galvanic anodes can be made of materials such as alloys of magnesium, zinc, or aluminum. The anodes are connected to the pipe, either individually or in groups. Galvanic anodes are limited in current output by the anode-to-pipe driving voltage and the electrolyte resistivity.

7.4.2 Impressed Current Anode Systems

7.4.2.1 Impressed current anodes can be of materials such as graphite, high-silicon cast iron, lead-silver alloy, precious metals, or steel. They are connected with an insulated cable, either individually or in groups, to the positive terminal of a direct-current (DC) source, such as a rectifier or generator. The pipeline is connected to the negative terminal of the DC source.

7.5 Considerations influencing selection of the type of CP system include the following:

- 7.5.1 Magnitude of protective current required;
- 7.5.2 Stray currents causing significant potential fluctuations between the pipeline and earth that may preclude the use of galvanic anodes;

7.5.3 Effects of CP interference currents on adjacent structures that may limit the use of impressed current CP systems;

7.5.4 Availability of electrical power;

7.5.5 Physical space available, proximity of foreign structures, easement procurement, surface conditions, presence of streets and buildings, river crossings, and other construction and maintenance concerns.

7.5.6 Future development of the right-of-way area and future extensions to the pipeline system;

7.5.7 Costs of installation, operation, and maintenance; and

7.5.8 Electrical resistivity of the environment.

7.6 Factors Influencing Design of CP Systems

7.6.1 Various anode materials have different rates of deterioration when discharging a given current density from the anode surface in a specific environment. Therefore, for a given current output, the anode life depends on the environment and anode material, as well as the anode weight and the number of anodes in the CP system. Established anode performance data may be used to calculate the probable deterioration rate.

7.6.2 Data on the dimensions, depth, and configuration of the anodes and the electrolyte resistivity may be used to calculate the resultant resistance to electrolyte of the anode system. Formulas and graphs relating to these factors are available in the bibliography literature and from most anode manufacturers.

7.6.3 Design of galvanic anode systems should consider anode-to-pipe potential, electrolyte resistivity, current output, and in special cases, anode lead-wire resistance. A separate design for each anode or anode system may not be necessary.

7.6.4 Galvanic anode performance in most soils can be improved by using special backfill material. Mixtures of gypsum, bentonite, and anhydrous sodium sulfate are most commonly used.

7.6.5 The number of impressed current anodes required can be reduced and their useful life lengthened by the use of special backfill around the anodes. The most common materials are coal coke,

calcined petroleum coke, and natural or manufactured graphite.

7.6.6 In the design of an extensive distributed-anode impressed current system, the voltage and current attenuation along the anode-connecting (header) cable should be considered. In such cases, the design objective is to optimize anode system length, anode spacing and size, and cable size in order to achieve efficient external corrosion control at the extremities of the protected structure.

7.6.7 When it is anticipated that entrapment of gas generated by anodic reactions could impair the ability of the impressed current groundbed to deliver the required current, suitable provisions should be made for venting the anodes. For the same current output of the system, an increase in the surface area of the special backfill material or an increase in the number of anodes may reduce gas blockage.

7.6.8 When it is anticipated that electroosmotic effects could impair the ability of the impressed current groundbed to deliver the required current output, suitable provisions should be made to ensure adequate soil moisture around the anodes. Increasing the number of impressed current anodes or increasing the surface area of the special backfill materials may further reduce the electroosmotic effect.

7.7 Design Drawings and Specifications

7.7.1 Suitable drawings should be prepared to designate the overall layout of the piping to be protected and the location of significant items of structure hardware, corrosion control test stations, electrical bonds, electrical isolation devices, and neighboring buried or submerged metallic structures.

7.7.2 Layout drawings should be prepared for each impressed current CP installation, showing the details and location of the components of the CP system with respect to the protected structure(s) and to major physical landmarks. These drawings should include right-of-way information.

7.7.3 The locations of galvanic anode installations should be recorded on drawings or in tabular form, with appropriate notes on anode type, weight, spacing, depth, and backfill.

7.7.4 Specifications should be prepared for all materials and installation practices that are to be incorporated in construction of the CP system.

Bibliography for Section 7

- Benedict, R.L., ed. *Anode Resistance Fundamentals and Applications—Classic Papers and Reviews*. Houston, TX: NACE, 1986.
- Baboiian, R., P.F. Drew, and K. Kawate. "Design of Platinum Clad Wire Anodes for Impressed Current Protection." *Materials Performance* 23, 9 (1984): pp. 31-35.
- Collected Papers on Cathodic Protection Current Distribution*. Houston, TX: NACE, 1989.
- Doremus, G., and J.G. Davis. "Marine Anodes: The Old and New—Cathodic Protection for Offshore Structures." *Materials Performance* 6, 1 (1967): p. 30.
- Dwight, H.B. "Calculations for Resistance to Ground." *Electrical Engineering* 55 (1936): p. 1319.
- George P.F., J.J. Newport, and J.L. Nichols. "A High Potential Magnesium Anode." *Corrosion* 12, 12 (1956): p. 51.
- Jacobs, J.A. "A Comparison of Anodes for Impressed Current Systems." NACE Canadian Region Western Conference, Edmonton, Alberta, Canada, February 1980.
- Kurr, G.W. "Zinc Anodes—Underground Uses for Cathodic Protection and Grounding." *MP* 18, 4 (1979): pp. 34-41.
- NACE Publication 2B160 (withdrawn). "Use of High Silicon Cast Iron for Anodes." Houston, TX: NACE.
- NACE Publication 2B156 (withdrawn). "Final Report on Four Annual Anode Inspections." Houston, TX: NACE.
- Parker, M.E. *Pipe Line Corrosion and Cathodic Protection—A Field Manual*. Houston, TX: Gulf Publishing Company, 1962.
- Robinson, H.A., and P.F. George. "Effect of Alloying and Impurity Elements in Magnesium Cast Alloy Anodes." *Corrosion* 10, 6 (1954): p. 182.
- Rudenberg, R. "Grounding Principles and Practices." *Electrical Engineering* 64 (1945): p. 1.
- Schreiber, C.F., and G.L. Mussinelli. "Characteristics and Performance of the LIDA Impressed-Current System in Natural Waters and Saline Muds." *CORROSION/86*, paper no. 287. Houston, TX: NACE, 1986.
- Sunde, E.D.. *Earth Conduction Effects in Transmission Systems*. New York, NY: Dover Publications, 1968.

Section 8: Installation of CP Systems

8.1 Introduction

8.1.1 This section recommends procedures that will result in the installation of CP systems that achieve protection of the structure. The design considerations recommended in Sections 4 and 7 should be followed.

8.2 Construction Specifications

8.2.1 All construction work on CP systems should be performed in accordance with construction drawings and specifications. The construction specifications should be in accordance with recommended practices in Sections 4 and 7.

8.3 Construction Supervision

8.3.1 All construction work on CP systems should be performed under the surveillance of trained and qualified personnel to verify that the installation is in strict accordance with the drawings and specifications. Exceptions may be made only with the approval of qualified personnel responsible for external corrosion control.

8.3.2 All deviations from construction specifications should be noted on as-built drawings.

8.4 Galvanic Anodes

8.4.1 Inspection, Handling, and Storage

8.4.1.1 Packaged anodes should be inspected and steps taken to ensure that backfill material completely surrounds the anode. The individual container for the backfill material and anode should be intact. If individually packaged anodes are supplied in waterproof containers, the containers must be removed before installation. Packaged anodes should be kept dry during storage.

8.4.1.2 Lead wire must be securely connected to the anode. Lead wire should be inspected for assurance that it is not damaged.

8.4.1.3 Other galvanic anodes, such as the unpackaged "bracelet" or ribbon type, should be inspected to ensure that dimensions conform to

design specifications and that any damage during handling does not affect application. If a coating is used on bands and the inner side of bracelet anode segments, it should be inspected and, if damaged, repaired before the anodes are installed.

8.4.2 Installing Anodes

8.4.2.1 Anodes should be installed according to construction specifications.

8.4.2.2 Packaged galvanic anodes should be backfilled with appropriately compacted material. When anodes and special chemical backfill are provided separately, anodes should be centered in special backfill, which should be compacted prior to backfilling. Care should be exercised during all operations so that lead wires and connections are not damaged. Sufficient slack should exist in lead wires to avoid strain.

8.4.2.3 When anodes in bracelet form are used, external pipe coating beneath the anode should be free of holidays. Care should be taken to prevent damage to the external coating when bracelet anodes are installed. After application of concrete (if used) to pipe, all coating and concrete should be removed from the anode surface. If reinforced concrete is used, there must be no metallic contact between the anode and the reinforcing mesh or between the reinforcing mesh and the pipe.

8.4.2.4 When a ribbon-type anode is used, it can be trenched or plowed in, with or without special chemical backfill as required, generally parallel to the section of pipeline to be protected.

8.5 Impressed Current Systems

8.5.1 Inspection and Handling

8.5.1.1 The rectifier or other power source should be inspected to ensure that internal connections are mechanically secure and that the unit is free of damage. Rating of the DC power source should comply with the construction specification. Care should be exercised in handling and installing the power source.

8.5.1.2 Impressed current anodes should be inspected for conformance to specifications concerning anode material, size, length of lead cable, anode lead connection, and integrity of seal. Care should be exercised to avoid cracking or damaging anodes during handling and installation.

8.5.1.3 All cables should be carefully inspected to detect defects in insulation. Care should be taken to avoid damage to cable insulation. Defects in the cable insulation must be repaired.

8.5.1.4 Anode backfill material should conform to specifications.

8.5.2 Installation Provisions

8.5.2.1 A rectifier or other power source should be installed so that the possibility of damage or vandalism is minimized.

8.5.2.2 Wiring to rectifiers shall comply with local and national electrical codes and requirements of the utility supplying power. An external disconnect switch should be provided in the AC circuit. A rectifier case shall be properly grounded.

8.5.2.3 On thermoelectric generators, a reverse current device should be installed to prevent galvanic action between the anode bed and the pipe if the flame is extinguished.

8.5.2.4 Impressed current anodes can be buried vertically, horizontally, or in deep holes (see NACE Standard RP0572¹) as indicated in construction specifications. Backfill material should be installed to ensure that there are no voids around anodes. Care should be exercised during backfilling to avoid damage to the anode and cable.

8.5.2.5 The cable from the rectifier negative terminal to the pipe should be connected to the pipe as described in Paragraph 8.6. Cable connections to the rectifier must be mechanically secure and electrically conductive. Before the power source is energized, it must be verified that the negative cable is connected to the structure to be protected and that the positive cable is connected to the anodes. After the DC power source has been energized, suitable measurements should be made to verify that these connections are correct.

8.5.2.6 Underground splices on the header (positive) cable to the groundbed should be kept to a minimum. Connections between the header and anode cables should be mechanically secure and electrically conductive. If buried or submerged, these connections must be sealed to prevent moisture penetration so that electrical isolation from the environment is ensured.

8.5.2.7 Care must be taken during installation of direct-burial cable to the anodes (positive cable) to avoid damage to insulation. Sufficient slack should be left to avoid strain on all cables. Backfill material around the cable should be free of rocks and foreign matter that might cause damage to the insulation when the cable is installed in a trench. Cable can be installed by plowing if proper precautions are taken.

8.5.2.8 If insulation integrity on the buried or submerged header cable, including splices, is not

SP0169-2007

maintained, this cable may fail because of corrosion.

8.6 Corrosion Control Test Stations, Connections, and Bonds (see Paragraph 4.5)

8.6.1 Pipe and test lead wires should be clean, dry, and free of foreign materials at points of connection when the connections are made. Connections of test lead wires to the pipe must be installed so they will remain mechanically secure and electrically conductive.

8.6.2 All buried or submerged lead-wire attachments should be coated with an electrically insulating material, compatible with the external pipe coating and wire insulation.

8.6.3 Test lead wires should be color coded or otherwise permanently identified. Wires should be

installed with slack. Damage to insulation should be avoided and repairs made if damage occurs. Test leads should not be exposed to excessive heat and sunlight. Aboveground test stations are preferred. If test stations are flush with the ground, adequate slack should be provided within the test station to facilitate test connections.

8.6.4 Cable connections at bonds to other structures or across isolating joints should be mechanically secure, electrically conductive, and suitably coated. Bond connections should be accessible for testing.

8.7 Electrical Isolation

8.7.1 Inspection and electrical measurements should ensure that electrical isolation is adequate (see NACE SP0286⁵).

Section 9: Control of Interference Currents

9.1 Introduction

9.1.1 This section recommends practices for the detection and control of interference currents. The mechanism and its detrimental effects are described.

9.2 Mechanism of Interference-Current Corrosion (Stray-Current Corrosion)

9.2.1 Interference-current corrosion on buried or submerged metallic structures differs from other causes of corrosion damage in that the direct current, which causes the corrosion, has a source foreign to the affected structure. Usually the interfering current is collected from the electrolyte by the affected structure from a DC source not metallically bonded to the affected structure.

9.2.1.1 Detrimental effects of interference currents usually occur at locations where the currents transfer between the affected structures and the electrolyte.

9.2.1.2 Structures made of amphoteric metals such as aluminum and lead may be subject to corrosion damage from a buildup of alkalinity at or near the metal surface collecting interference currents.

9.2.1.3 Coatings may become disbonded at areas where voltage gradients in the electrolyte force current onto the affected structure. However, as the external coating becomes disbonded, a larger area of metal may be exposed, which would increase the demand for a CP current. This disbondment may create shielding problems.

9.2.2 The severity of external corrosion resulting from interference currents depends on several factors:

9.2.2.1 Separation and routing of the interfering and affected structures and location of the interfering current source;

9.2.2.2 Magnitude and density of the current;

9.2.2.3 Quality of the external coating or absence of an external coating on the structures involved; and

9.2.2.4 Presence and location of mechanical joints having high electrical resistance.

9.2.3 Typical sources of interference currents include the following:

9.2.3.1 Direct current: CP rectifiers, thermoelectric generators, DC electrified railway and transit systems, coal mine haulage systems and pumps, welding machines, and other DC power systems;

9.2.3.2 Alternating current: AC power systems and AC electrified railway systems; and

9.2.3.3 Telluric current.

9.3 Detection of Interference Currents

9.3.1 During external corrosion control surveys, personnel should be alert for electrical or physical observations that could indicate interference from a foreign source such as the following:

9.3.1.1 Pipe-electrolyte potential changes on the affected structure caused by the foreign DC source;

9.3.1.2 Changes in the line current magnitude or direction caused by the foreign DC source;

9.3.1.3 Localized pitting in areas near or immediately adjacent to a foreign structure; and

9.3.1.4 Damage to external coatings in a localized area near an anode bed or near any other source of stray direct current.

9.3.2 In areas in which interference currents are suspected, appropriate tests should be conducted. All affected parties shall be notified before tests are conducted. Notification should be channeled through corrosion control coordinating committees, when they exist (see NACE Publication TPC 11⁸). Any one or a combination of the following test methods can be used.

9.3.2.1 Measurement of structure-electrolyte potentials with recording or indicating instruments;

9.3.2.2 Measurement of current flowing on the structure with recording or indicating instruments;

9.3.2.3 Development of beta curves to locate the area of maximum current discharge from the affected structure (see Appendix A); and

9.3.2.4 Measurement of the variations in current output of the suspected source of interference current and correlations with measurements obtained in Paragraphs 9.3.2.1 and 9.3.2.2.

9.4 Methods for Mitigating Interference Corrosion Problems

9.4.1 Interference problems are individual in nature and the solution should be mutually satisfactory to the parties involved. These methods may be used individually or in combination.

9.4.2 Design and installation of electrical bonds of proper resistance between the affected structures is a technique for interference control. The bond electrically conducts interference current from an affected structure to the interfering structure or current source.

9.4.2.1 Unidirectional control devices, such as diodes or reverse current switches, may be required in conjunction with electrical bonds if

fluctuating currents are present. These devices prevent reversal of current flow.

9.4.2.2 A resistor may be necessary in the bond circuit to control the flow of electrical current from the affected structure to the interfering structure.

9.4.2.3 The attachment of electrical bonds can reduce the level of CP on the interfering structure. Supplementary CP may then be required on the interfering structure to compensate for this effect.

9.4.2.4 A bond may not effectively mitigate the interference problem in the case of a cathodically protected bare or poorly externally coated pipeline that is causing interference on an externally coated pipeline.

9.4.3 CP current can be applied to the affected structure at those locations at which the interfering current is being discharged. The source of CP current may be galvanic or impressed current anodes.

9.4.4 Adjustment of the current output from interfering CP rectifiers may resolve interference problems.

9.4.5 Relocation of the groundbeds of cathodic protection rectifiers can reduce or eliminate the pickup of interference currents on nearby structures.

9.4.6 Rerouting of proposed pipelines may avoid sources of interference current.

9.4.7 Properly located isolating fittings in the affected structure may reduce or resolve interference problems.

9.4.8 Application of external coating to current pick-up area(s) may reduce or resolve interference problems.

9.5 Indications of Resolved Interference Problems

9.5.1 Restoration of the structure-electrolyte potentials on the affected structure to those values that existed prior to the interference.

9.5.2 Measured line currents on the affected structure that show that the interference current is not being discharged to the electrolyte.

9.5.3 Adjustment of the slope of the beta curve to show that current discharge has been eliminated at the location of maximum exposure (see Appendix A).

Section 10: Operation and Maintenance of CP Systems

10.1 Introduction

10.1.1 This section recommends procedures and practices for energizing and maintaining continuous, effective, and efficient operation of CP systems.

10.1.1.1 Electrical measurements and inspection are necessary to determine that protection has been established according to applicable criteria and that each part of the CP system is operating properly. Conditions that affect protection are subject to change. Correspondingly, changes may be required in the CP system to maintain protection. Periodic measurements and inspections are necessary to detect changes in the CP system. Conditions in which operating experience indicates that testing and inspections need to be made more frequently than recommended herein may exist.

10.1.1.2 Care should be exercised in selecting the location, number, and type of electrical measurements used to determine the adequacy of CP.

10.1.1.3 When practicable and determined necessary by sound engineering practice, a detailed (close-interval) potential survey should be conducted to:

- (a) assess the effectiveness of the CP system;
- (b) provide base line operating data;
- (c) locate areas of inadequate protection levels;
- (d) identify locations likely to be adversely affected by construction, stray currents, or other unusual environmental conditions; or
- (e) select areas to be monitored periodically.

10.1.1.4 Adjustments to a CP system should be accompanied by sufficient testing to assure the criteria remain satisfied and to reassess interference to other structures or isolation points.

10.2 A survey should be conducted after each CP system is energized or adjusted to determine whether the applicable criterion or criteria from Section 6 have been satisfied.

10.3 The effectiveness of the CP system should be monitored annually. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate, depending on the variability of CP factors, safety considerations, and economics of monitoring.

10.4 Inspection and tests of CP facilities should be made to ensure their proper operation and maintenance as follows:

10.4.1 All sources of impressed current should be checked at intervals of two months. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate. Evidence of proper functioning may be current output, normal power consumption, a signal indicating normal operation, or satisfactory CP levels on the pipe.

10.4.2 All impressed current protective facilities should be inspected annually as part of a preventive maintenance program to minimize in-service failure. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate. Inspections may include a check for electrical malfunctions, safety ground connections, meter accuracy, efficiency, and circuit resistance.

10.4.3 Reverse current switches, diodes, interference bonds, and other protective devices, whose failures would jeopardize structure protection, should be inspected for proper functioning at intervals of two months. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate.

10.4.4 The effectiveness of isolating fittings, continuity bonds, and casing isolation should be evaluated during the periodic surveys. This may be accomplished by electrical measurements.

10.5 When pipe has been uncovered, it should be examined for evidence of external corrosion and, if externally coated, for condition of the external coating.

10.6 The test equipment used for obtaining each electrical value should be of an appropriate type. Instruments and related equipment should be maintained in good operating condition and checked for accuracy.

10.7 Remedial measures should be taken when periodic tests and inspections indicate that CP is no longer adequate. These measures may include the following:

10.7.1 Repair, replace, or adjust components of CP systems;

10.7.2 Provide supplementary facilities in which additional CP is necessary;

10.7.3 Thoroughly clean and properly coat bare structures if required to attain CP;

10.7.4 Repair, replace, or adjust continuity and interference bonds;

10.7.5 Remove accidental metallic contacts; and

10.7.6 Repair defective isolating devices.

10.8 An electrical short circuit between a casing and carrier pipe can result in inadequate CP of the pipeline outside the casing due to reduction of protective current to the pipeline.

10.8.1 When a short results in inadequate CP of the pipeline outside the casing, steps must be taken to restore CP to a level required to meet the CP criterion. These steps may include eliminating the short between the casing and carrier pipe, supplementing CP, or

improving the quality of the external coating on the pipeline outside the casing. None of these steps will ensure that external corrosion will not occur on the carrier pipe inside the casing; however, a shorted casing does not necessarily result in external corrosion of the carrier pipe inside the casing.

10.9 When the effects of electrical shielding of CP current are detected, the situation should be evaluated and appropriate action taken.

Section 11: External Corrosion Control Records

11.1 Introduction

11.1.1 This section describes external corrosion control records that will document in a clear, concise, workable manner data that are pertinent to the design, installation, operation, maintenance, and effectiveness of external corrosion control measures.

11.2 Relative to the determination of the need for external corrosion control, the following should be recorded:

11.2.1 Corrosion leaks, breaks, and pipe replacements; and

11.2.2 Pipe and external coating condition observed when a buried structure is exposed.

11.3 Relative to structure design, the following should be recorded:

11.3.1 External coating material and application specifications; and

11.3.2 Design and location of isolating devices, test leads and other test facilities, and details of other special external corrosion control measures taken.

11.4 Relative to the design of external corrosion control facilities, the following should be recorded:

11.4.1 Results of current requirement tests;

11.4.2 Results of soil resistivity surveys;

11.4.3 Location of foreign structures; and

11.4.4 Interference tests and design of interference bonds and reverse current switch installations.

11.4.4.1 Scheduling of interference tests, correspondence with corrosion control coordinating committees, and direct communication with the concerned companies.

11.4.4.2 Record of interference tests conducted, including location of tests, name of company involved, and results.

11.5 Relative to the installation of external corrosion control facilities, the following should be recorded:

11.5.1 Installation of CP facilities:

11.5.1.1 Impressed current systems:

11.5.1.1.1 Location and date placed in service;

11.5.1.1.2 Number, type, size, depth, backfill, and spacing of anodes;

11.5.1.1.3 Specifications of rectifier or other energy source; and

11.5.1.1.4 Cable size and type of insulation.

11.5.1.2 Galvanic anode systems:

11.5.1.2.1 Location and date placed in service;

11.5.1.2.2 Number, type, size, backfill, and spacing of anodes; and

11.5.1.2.3 Wire size and type of insulation.

11.5.2 Installation of interference mitigation facilities:

11.5.2.1 Details of interference bond installation:

11.5.2.1.1 Location and name of company involved;

11.5.2.1.2 Resistance value or other pertinent information; and

11.5.2.1.3 Magnitude and polarity of drainage current.

SP0169-2007

11.5.2.2 Details of reverse current switch:

11.5.2.2.1 Location and name of companies;

11.5.2.2.2 Type of switch or equivalent device; and

11.5.2.2.3 Data showing effective operating adjustment.

11.5.2.3 Details of other remedial measures.

11.6 Records of surveys, inspections, and tests should be maintained to demonstrate that applicable criteria for interference control and CP have been satisfied.

11.7 Relative to the maintenance of external corrosion control facilities, the following information should be recorded:

11.7.1 Maintenance of CP facilities:

11.7.1.1 Repair of rectifiers and other DC power sources; and

11.7.1.2 Repair or replacement of anodes, connections, wires, and cables.

11.7.2 Maintenance of interference bonds and reverse current switches:

11.7.2.1 Repair of interference bonds; and

11.7.2.2 Repair of reverse current switches or equivalent devices.

11.7.3 Maintenance, repair, and replacement of external coating, isolating devices, test leads, and other test facilities.

11.8 Records sufficient to demonstrate the evaluation of the need for and the effectiveness of external corrosion control measures should be maintained as long as the facility involved remains in service. Other related external corrosion control records should be retained for such a period that satisfies individual company needs.

References

1. NACE SP0572 (latest revision), "Design, Installation, Operation, and Maintenance of Impressed Current Deep Anode Beds" (Houston, TX: NACE).

2. NACE Standard RP0177 (latest revision), "Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems" (Houston, TX: NACE).

3. NACE Standard RP0285 (latest revision), "Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection" (Houston, TX: NACE).

4. NACE SP0186 (latest revision), "Application of Cathodic Protection for Well Casings" (Houston, TX: NACE).

5. NACE SP0286 (latest revision), "The Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines" (Houston, TX: NACE).

6. NACE SP0387 (latest revision), "Metallurgical and Inspection Requirements for Cast Galvanic Anodes for Offshore Applications" (Houston, TX: NACE).

7. NACE SP0188 (latest revision), "Discontinuity (Holiday) Testing of Protective Coatings" (Houston, TX: NACE).

8. NACE Publication TPC 11 (latest revision), "A Guide to the Organization of Underground Corrosion Control Coordinating Committees" (Houston, TX: NACE).

9. NACE Standard TM0497 (latest revision), "Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping Systems" (Houston, TX: NACE).

10. ANSI/AWWA C 203 (latest revision), "Standard for Coal-Tar Protective Coatings and Linings for Steel Water Pipelines—Enamel and Tape—Hot Applied" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).

11. NACE Standard RP0375 (latest revision), "Field-Applied Underground Coating Systems for Underground Pipelines: Application, Performance, and Quality Control" (Houston, TX: NACE).

12. ANSI/AWWA C 214 (latest revision), "Tape Coating Systems for the Exterior of Steel Water Pipelines" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).

13. ANSI/AWWA C 209 (latest revision), "Cold-Applied Tape Coatings for the Exterior of Special Sections, Connections, and Fittings for Steel Water Pipelines" (Washington, DC: ANSI and Denver: CO: AWWA).

14. Ronald Bianchetti, ed., Peabody's Control of Pipeline Corrosion, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 2001).

15. ANSI/AWWA C 213 (latest revision), "Fusion-Bonded Epoxy Coating for the Interior and Exterior of Steel Water Pipelines" (Washington, DC: ANSI and Denver: CO: AWWA).

16. API RP 5L7 (latest revision), "Recommended Practices for Unprimed Internal Fusion Bonded Epoxy Coating of Line Pipe" (Washington, DC: API).
17. CSA Z245.20M (latest revision), "External Fusion Bond Epoxy Coated Steel Pipe" (Toronto, ON: CSA).
18. NACE Standard RP0394 (latest revision), "Application, Performance, and Quality Control of Plant-Applied, Fusion-Bonded Epoxy External Pipe Coating" (Houston, TX: NACE).
19. NACE Standard RP0185 (latest revision), "Extruded Polyolefin Resin Coating Systems with Soft Adhesives for Underground or Submerged Pipe" (Houston, TX: NACE).
20. DIN 30 670 (latest revision), "Polyethylene-Coatings for Steel Pipes and Fittings Requirements and Testing" (Berlin, Germany: DIN).
21. ANSI/AWWA C 215 (latest revision), "Extruded Polyolefin Coatings for the Exterior of Steel Water Pipe Lines" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).
22. ASTM G 128 (latest revision), "Standard Guide for Control Of Hazards And Risks In Oxygen Enriched Systems" (West Conshohocken, PA: ASTM).
23. NACE Standard RP0274 (latest revision), "High-Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation" (Houston, TX: NACE).
24. ASTM G 8 (latest revision), "Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).
25. ASTM G 19 (latest revision), "Standard Test Method for Disbonding Characteristics of Pipeline Coatings by Direct Soil Burial" (West Conshohocken, PA: ASTM).
26. ASTM G 42 (latest revision), "Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings Subjected to Elevated Temperatures" (West Conshohocken, PA: ASTM).
27. ASTM G 95 (latest revision), "Test Method for Cathodic Disbondment Test of Pipeline Coatings (Attached Cell Method)" (West Conshohocken, PA: ASTM).
28. ASTM G 9 (latest revision), "Standard Test Method for Water Penetration into Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).
29. ASTM G 17 (latest revision), "Standard Test Method for Penetration Resistance of Pipeline Coatings (Blunt Rod)" (West Conshohocken, PA: ASTM).
30. ASTM D 2240 (latest revision), "Standard Test Method for Rubber Property—Durometer Hardness" (West Conshohocken, PA: ASTM).
31. ASTM G 13 (latest revision), "Standard Test Method for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Limestone Drop Test)" (West Conshohocken, PA: ASTM).
32. ASTM G 14 (latest revision), "Standard Test Method for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Falling Weight Test)" (West Conshohocken, PA: ASTM).
33. M. Romanoff, Underground Corrosion (Houston, TX: NACE, 1989).
34. ASTM D 427 (latest revision), "Standard Test Method for Shrinkage Factors of Soils by the Mercury Method" (West Conshohocken, PA: ASTM).
35. ASTM D 543 (latest revision), "Standard Practices for Evaluating the Resistance of Plastics to Chemical Reagents" (West Conshohocken, PA: ASTM).
36. Federal Test Standard No. 406A, Method 7011 (latest revision), "Test Method for Resistance of Plastics to Chemical Reagents" (Washington, DC: GSA).
37. ASTM G 20 (latest revision), "Standard Test Method for Chemical Resistance of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).
38. ASTM D 2304 (latest revision), "Standard Test Method for Thermal Endurance of Rigid Electrical Insulating Materials" (West Conshohocken, PA: ASTM).
39. ASTM D 2454 (latest revision), "Standard Practice for Determining the Effect of Overbaking on Organic Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).
40. ASTM D 2485 (latest revision), "Standard Test Methods for Evaluating Coatings for High-Temperature Service" (West Conshohocken, PA: ASTM).
41. ASTM G 18 (latest revision), "Standard Test Method for Joints, Fittings, and Patches in Coated Pipelines" (West Conshohocken, PA: ASTM).
42. ASTM G 55 (latest revision), "Standard Test Method for Evaluating Pipeline Coating Patch Materials" (West Conshohocken, PA: ASTM).
43. ASTM G 21 (latest revision), "Standard Practice for Determining Resistance of Synthetic Polymetric Materials To Fungi" (West Conshohocken, PA: ASTM).
44. Federal Test Standard No. 406A, Method 6091 (latest revision), "Test Method for Mildew Resistance of Plastics by Mixed Culture Method (Agar Medium)" (Washington, DC: GSA).
45. ASTM G 11 (latest revision), "Standard Test Method for Effects of Outdoor Weathering on Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).

SP0169-2007

46. ASTM G 6 (latest revision), "Standard Test Method for Abrasion Resistance of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).

47. ASTM G 10 (latest revision), "Standard Test Method for Specific Bendability of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).

48. ASTM D 2197 (latest revision), "Test Method for Adhesion of Organic Coatings by Scrape Adhesion" (West Conshohocken, PA: ASTM).

Appendix A—Interference Testing

A beta curve is a plot of dynamic (fluctuating) interference current or related proportional voltage (ordinate) versus values of corresponding structure-to-soil potentials at a selected location on the affected structure (abscissa). If the correlation is reasonably linear, the plot will indicate whether the affected structure is receiving or discharging current at the location where the structure-to-soil potential was measured. Dynamic interference investigation involves

many beta curve plots to search for the point of maximum interference-current discharge. Interference is resolved when the correlation of maximum current discharge has been changed to a correlation that shows that current pickup is being achieved in the exposure area by the corrective measures taken. These corrective measures may be accomplished by metallic bonding or other interference control techniques.

Appendix B—Method for Determining Probable Corrosion Rate and Costs of Maintaining Service

Maintenance of a piping system may include repairing corrosion leaks and reconditioning or replacing all or portions of the system.

In order to make estimates of the costs involved, it is necessary to determine the probability of corrosion or the rate at which corrosion is proceeding. The usual methods of predicting the probability or rate of corrosion are as follows:

(a) Study of corrosion history on the piping system in question or on other systems of the same material in the same general area or in similar environments. Cumulative leak-frequency curves are valuable in this respect.

(b) Study of the environment surrounding a piping system: resistivity, pH, and composition. Redox potential tests may also be used to a limited extent. Once the nature of the environment has been determined, the probable corrosiveness is estimated by reference to actual corrosion experience on similar metallic structures, when environmental conditions are similar. Consideration of

possible environmental changes such as might result from irrigation, spillage of corrosive substances, pollution, and seasonal changes in soil moisture content should be included in such a study.

(c) Investigation for corrosion on a piping system by visual inspection of the pipe or by instruments that mechanically or electrically inspect the condition of the pipe. Condition of the piping system should be carefully determined and recorded each time a portion of the line is excavated for any reason.

(d) Maintenance records detailing leak locations, soil studies, structure-to-electrolyte potential surveys, surface potential surveys, line current studies, and wall thickness surveys used as a guide for locating areas of maximum corrosion.

(e) Statistical treatment of available data.

(f) Results of pressure testing. Under certain conditions, this may help to determine the existence of corrosion.

Appendix C—Contingent Costs of Corrosion

In addition to the direct costs that result from corrosion, contingent costs include:

(a) Public liability claims;

(b) Property damage claims;

(c) Damage to natural facilities, such as municipal or irrigation water supplies, forests, parks, and scenic areas;

(d) Cleanup of product lost to surroundings;

(e) Plant shutdown and startup costs;

- (f) Cost of lost product;
 - (g) Loss of revenue through interruption of service;
 - (h) Loss of contract or goodwill through interruption of service; and
 - (i) Loss of reclaim or salvage value of piping system.
-

Appendix D—Costs of Corrosion Control

The usual costs for protecting buried or submerged metallic structures are for complete or partial CP or for external coatings supplemented with cathodic protection. Other corrosion control costs include:

- (a) Relocation of piping to avoid known corrosive conditions (this may include installing lines above ground);
- (b) Reconditioning and externally coating the piping system;

- (c) Use of corrosion-resistant materials;
- (d) Use of selected or inhibited backfill;
- (e) Electrical isolation to limit possible galvanic action; and
- (f) Correction of conditions in or on the pipe that might accelerate corrosion.