

**GESTIÓN DE INTEGRIDAD DEL GASODUCTO DE TGI, CAMBIO DE  
RECUBRIMIENTO E INSTALACIÓN DE REFUERZOS MECÁNICOS NO  
METÁLICOS SOBRE LA TUBERÍA**

**ALVARO RIVERA VEGA**



**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN  
BOGOTÁ D.C. COLOMBIA  
2020**

**GESTIÓN DE INTEGRIDAD DEL GASODUCTO DE TGI, CAMBIO DE  
RECUBRIMIENTO E INSTALACIÓN DE REFUERZOS MECÁNICOS NO  
METÁLICOS SOBRE LA TUBERÍA**

**ALVARO RIVERA VEGA**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de  
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

**DIRECTOR:**

**Ph.D. JOSÉ ANÍBAL SERNA GIL**



**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN  
BOGOTÁ D.C. COLOMBIA  
2020**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

Firma: Presidente del Jurado

---

Firma: Jurado

---

Firma: Jurado

Bogotá D.C. 14 de Junio 2020

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado...

...A mi amada familia: Nadia, Diofran Emir, Nena, Brenda, & Asap...

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por sus constantes bendiciones, a mi familia por su apoyo incondicional en cada uno de los proyectos que he emprendido en el transcurso de la vida.

Agradezco a todos aquellos que han influido en mí, aportando conocimientos que sin duda han sido significativos en este proceso de aprendizaje continuo.

Quiero expresar mi gratitud a mis tutores de la Universidad por su apoyo y compromiso...

## CONTENIDO

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.....	19
RESUMEN.....	20
INTRODUCCIÓN .....	21
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	22
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:.....	22
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA:.....	22
2. JUSTIFICACIÓN .....	23
3. OBJETIVOS .....	24
3.1. OBJETIVO GENERAL:.....	24
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	24
4. MARCO DE REFERENCIA .....	25
5. ESTADO DEL ARTE.....	28
6. MARCO TEÓRICO.....	35
6.1. CORROSIÓN: .....	36
6.2. CORROSIÓN EN ACEROS AL CARBONO:.....	36
6.3. MÉTODOS DE CONTROL DE CORROSIÓN:.....	38
6.4. ESTUDIO DE LA CORROSIÓN EN GASODUCTOS:.....	38
6.5. MECANISMOS DE DAÑO EN LÍNEAS DE FLUJO: .....	40
6.6. FACTORES INFLUYENTES EN LA CORROSIÓN: .....	41
6.7. EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE LÍNEAS DE GAS: .....	41
6.7.1. Inspección en línea, ILI:.....	42
6.7.2. Metodología de inspección, ICDA:.....	43
6.7.3. Metodología de inspección, ECDA: .....	44
6.7.4. Inspección directa: .....	45
6.7.5. Post-Evaluación: .....	46
6.7.6. Metodología de inspección, SCCDA:.....	46
6.7.7. Pruebas hidrostáticas:.....	47
6.8. SOLDADURA EN TUBERÍAS DE GAS:.....	48
6.8.1. Procedimiento específico de soldadura (ejemplo): .....	48
6.9. MÉTODOS DE LIMPIEZA EXTERNA EN TUBERÍAS DE GAS: .....	51
6.9.1. Procedimientos de limpieza: .....	51
6.9.2. Preparación de superficie: .....	53
6.9.3. Inspección de superficie:.....	54
6.10. RECUBRIMIENTOS EN TUBERÍAS DE GAS: .....	56
6.10.1. Sistemas de recubrimiento: .....	57
6.10.2. Selección del recubrimiento:.....	57
6.10.3. Aplicación del recubrimiento:.....	58
6.10.4. Control de calidad en la aplicación de recubrimientos: .....	58
6.10.5. Tiempo máximo para aplicar el recubrimiento: .....	60

6.11. MÉTODOS DE REPARACIÓN EN TUBERÍAS DE GAS: .....	60
6.11.1. Instalación de camisas tipo B soldadas: .....	60
6.11.2. Instalación de grapas apernadas (Split sleeve):.....	63
6.11.3. Instalación de cintas Wax Tape: .....	64
6.11.4. Instalación de cintas Polyken: .....	65
6.11.5. Instalación de cintas Polyguard:.....	66
6.11.6. Instalación de cintas en fibra de vidrio Clock Spring: .....	67
7. METODOLOGÍA .....	69
7.1. ESTUDIO DE ANÁLISIS DE RIESGO: .....	70
7.1.1. Información Paquetes de Excavación: .....	70
7.1.2. Ubicación Geográfica: .....	71
7.1.2. Ubicación en Campo:.....	71
7.1.3. Información para la Localización de Anomalías: .....	72
7.1.4. Datos de Tramo a Intervenir: .....	73
7.1.5. Requerimientos para Validación Directa de Anomalía:.....	73
7.1.6. Personal y Equipos de Medición:.....	74
7.1 7. Resultados de Inspección: .....	74
7.2. ADJUDICACIÓN DEL CONTRATO EMPRESA CONTRATISTA: .....	75
7.3. NEGOCIACIONES Y PERMISOS DE INGRESO AL DERECHO DE VÍA: .....	76
7.4. GESTIÓN HSE: .....	77
7.5. MOVILIZACIÓN DEL PERSONAL EQUIPOS Y HERRAMIENTAS:.....	78
7.6. LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO:.....	79
7.7. APIQUES DE INSPECCIÓN:.....	80
7.8. DESCAPOTE RETIRO CAPA VEGETAL DEL ÁREA DE TRABAJO: .....	81
7.9. EXCAVACIÓN MECÁNICA DEL ÁREA A INTERVENIR: .....	82
7.10. INSTALACIÓN DE CERCAS Y POLI-SOMBRAS:.....	83
7.11. LIMPIEZA DE LA TUBERÍA DEL GASODUCTO:.....	84
7.11.1 Rasqueteo: .....	84
7.11.2 Sand blasting:.....	84
7.12. INSPECCIÓN Y VALORACIÓN MECÁNICA DE LA TUBERÍA: .....	85
7.12.1 Medición de espesores de tubería Palpador: .....	85
7.12.2 Medición de espesores de tubería Scan B:.....	85
7.12.3 Ensayo de Inspección Partículas Magnéticas:.....	86
7.13. CAMBIO DE RECUBRIMIENTO: .....	86
7.14. INSTALACIÓN DE CINTAS DE REFUERZO: .....	87
7.14.1. Evaluación Defecto a Reparar con el Sistema cinta refuerzo no metálico: 87	
7.14.2. Recursos Necesarios Para la Instalación de la cinta de refuerzo:.....	89
7.14.3. Preparación de la Superficie:.....	90
7.14.4. Presentación y Marcado del Sistema:.....	90
7.14.5. Instalación de Almohadilla Iniciadora: .....	90
7.14.6. Definir Temperatura de Aplicación y Cantidad de Mezcla:.....	91



7.14.7. Almacenamiento del Adhesivo, llenador y Activadores:.....	92
7.14.8. Limpieza y Desecho de Adhesivo, Llenador y Activadores:.....	93
7.14.9. Aplicación del Llenador:.....	93
7.14.10. Aplicación Inicial de Adhesivo:.....	94
7.14.11. Instalación de la Cinta:.....	94
7.14.12. Relleno en Borde Guía:.....	95
7.14.13. Aplicación Final de Adhesivo:.....	95
7.14.14. Instalación de las Capas de la Cinta:.....	96
7.14.15. Alineación de Bordos de la Cinta:.....	96
7.14.16. Apriete de la Camisa Cinta: .....	97
7.14.17. Aseguramiento de la Posición de la Cinta.....	97
7.14.18. Retiro del Material Sobrante e Inspección de la Instalación:.....	98
7.14.19. Sellado de Bordos de la Cinta: .....	98
7.14.20. Identificación de la Reparación con la Cinta: .....	99
7.14.21. Procedimiento Para Reparación de Soldaduras, Abolladuras y Curvas:.....	99
7.14.22. Recomendaciones Para la Aplicación: .....	99
7.15. CONTROL DE CALIDAD TRABAJOS EJECUTADOS:.....	104
7.15.1. Control de Calidad Localización y Replanteo: .....	104
7.15.1 Control de calidad Localización y Replanteo: .....	104
7.15.2. Control de Calidad Excavación:.....	105
7.15.3. Control de Calidad Limpieza Tubería:.....	106
7.15.4. Control de Calidad Inspección y Valoración Mecánica:.....	108
7.15.5. Control Calidad Interacción Entre Anomalías:.....	110
7.15.6. Control Calidad Ensayo de Partículas Magnéticas: .....	111
7.15.7. Control Calidad Valoración Mecánica Ultrasonido:.....	113
7.15.8. Control Calidad Cambio de Recubrimiento:.....	115
7.15.9. Control Calidad Instalación Cinta Refuerzo: .....	120
7.16. RELLENO Y COMPACTACIÓN: .....	122
7.17. REVEGETALIZACIÓN:.....	123
7.18. ACTAS DE COBRO CANTIDADES DE OBRA EJECUTADAS:.....	124
7.19. INFORME FINAL DOSSIER: .....	126
8. RESULTADOS.....	129
9. CONCLUSIONES .....	130
10. RECOMENDACIONES.....	131
11. BIBLIOGRAFÍA .....	132
12. ANEXOS .....	133

## LISTA DE TABLAS

Tabla N°: 1. Estado arte Reparación Gasoductos año 2020. ....	28
Tabla N°: 2. Estado arte Reparación Gasoductos años 2018 al 2020. ....	29
Tabla N°: 3. Estado arte Reparación Gasoductos años 2016 al 2017. ....	30
Tabla N°: 4. Estado arte Reparación Gasoductos años 2015 al 2016. ....	31
Tabla N°: 5. Estado arte Reparación Gasoductos año 2014. ....	32
Tabla N°: 6. Estado arte Reparación Gasoductos años 2012 al 2013. ....	33
Tabla N°: 7. Estado arte Reparación Gasoductos años 2006 al 2011. ....	34
Tabla N°: 8. Normas e informes procesos de evaluación de gasoductos. ....	42
Tabla N°: 9. Grados de limpieza de superficies que se logran con chorro abrasivo seco. ....	52
Tabla N°: 10. Métodos de preparación de superficies para revestimientos: ....	53
Tabla N°: 11. Preparación mínima de superficie. ....	54
Tabla N°: 12. Clasificación de recubrimientos. ....	56
Tabla N°: 13. Instrumentos para control de calidad en recubrimientos de tuberías. ....	59
Tabla N°: 14. Esquema de recubrimiento con materiales Polyken. ....	65
Tabla N°: 15. Esquema de recubrimiento con materiales Polyguard. ....	66
Tabla N°: 17 Inspección de línea MFL Gualanday- Guasimal en el KM 411+596 TGI. ....	70
Tabla N°: 18: Datos tubería a intervenir. ....	73
Tabla N°: 19. Recursos necesarios para la instalación de la cinta de refuerzo. ....	89
Tabla N°: 20. Temperatura de almacenamiento de los productos del kit instalación. ....	92
Tabla N°: 21. Criterios de evaluación de anomalías por pérdida de espesor (corrosión). .	111
Tabla N°: 22. Condiciones ambientales aplicación de pintura. ....	117
Tabla N°: 23. Control de calidad e inspecciones de limpieza y recubrimientos. ....	119
Tabla N°: 24. Ejemplo memoria de cálculo item excavación. ....	124
Tabla N°: 25. Ejemplo de cuadro acta de cobro. ....	125

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica N°: 1. Ejemplo de definición de regiones ECDA .....	44
Gráfica N°: 2 Soldadura Tubería Nueva a Tubería Nueva .....	50
Gráfica N°: 3 Soldadura Tubería Nueva a Tubería Antigua. ....	50
Gráfica N°: 4. Grados de Oxidación en superficies. ....	55
Gráfica N°: 5. Grapa apernada sobre tubería de gas. ....	63
Gráfica N°: 6. Identificación de la reparación. ....	99
Gráfica N°: 7. Interacción entre anomalías. ....	110

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía N°: 1. Instalación de camisa soldada tipo B sobre tuberías de acero. ....	26
Fotografía N°: 2. Instalación de grapa apernada sobre tuberías de gasoductos. ....	26
Fotografía N°: 3. Instalación de cinta Wax Tape o cinta de cera sobre tubería de gasoductos. ....	27
Fotografía N°: 4. Instalación de cinta en fibra Clock Spring sobre gasoductos. ....	27
Fotografía N°: 5. Corrosión en tuberías de gas de acero al carbono. ....	37
Fotografía N°: 6. (DCVG). Monitoreo y control del estado del recubrimiento en tuberías enterradas. ....	39
Fotografía N°: 7. Herramienta ILI in line inspection. ....	42
Fotografía N°: 8. Instalación de camisa soldada a tuberías de oleoductos y gasoductos. ...	62
Fotografía N°: 9. Camisa soldada en tuberías de oleoductos y gasoductos. ....	62
Fotografía N°: 10. Grapa apernada (Split sleeve) sobre tubería de gas. ....	63
Fotografía N°: 11. Instalación de la cinta Wax Tape. ....	64
Fotografía N°: 12. Instalación de cintas Polyken. ....	65
Fotografía N°: 13. Instalación de cintas Polyguard. ....	66
Fotografía N°: 14. Instalación de la cinta Clock Spring. ....	68
Fotografía N°: 15. Negociación con el propietario del predio ingreso derecho de vía. ....	76
Fotografía N°: 16. Charla de seguridad hse, previo al inicio de labores. ....	77
Fotografía N°: 17. Campamento, personal, maquinaria y equipos en obra. ....	78
Fotografía N°: 18. Detección de tubería en campo. ....	79
Fotografía N°: 19. Excavación manual apiques para la identificación de tubería. ....	80
Fotografía N°: 20. Retiro capa vegetal, descapote del terreno. ....	81
Fotografía N°: 21. Excavación con retroexcavadora. ....	82
Fotografía N°: 22. Excavación con retro cargador. ....	82
Fotografía N°: 23. Cerramiento en alambre de púas del área excavada. ....	83
Fotografía N°: 24. Limpieza de rasqueteo de la superficie de la tubería. ....	84
Fotografía N°: 25. Limpieza tubería mediante sand blasting. ....	84
Fotografía N°: 26. Medición de espesores para tubería con palpador pencil. ....	85
Fotografía N°: 27. Medición de espesores con scan B. ....	85
Fotografía N°: 28. Ensayo de inspección partículas magnéticas. ....	86
Fotografía N°: 29. Aplicación nuevo recubrimiento. ....	86
Fotografía N°: 30. Presentación y marcado de la cinta de refuerzo. ....	90
Fotografía N°: 31. Instalación de almohadilla iniciadora. ....	90
Fotografía N°: 32. Aplicación del producto llenador o filler. ....	93
Fotografía N°: 33. Aplicación inicial del adhesivo. ....	94
Fotografía N°: 34. Instalación de la cinta de refuerzo. ....	94

Fotografía N°: 35. Relleno en el borde de la cinta.....	95
Fotografía N°: 36. Aplicación final del adhesivo. ....	95
Fotografía N°: 37. Instalación de los dobleces de la cinta. ....	96
Fotografía N°: 38. Alineación de los bordes de la cinta. ....	96
Fotografía N°: 39. Apriete de la cinta parte 2. ....	97
Fotografía N°: 40. Apriete de la cinta parte 1. ....	97
Fotografía N°: 41. Aseguramiento de la cinta etapa 2. ....	97
Fotografía N°: 42. Aseguramiento de la cinta etapa 1. ....	97
Fotografía N°: 43. Inspección de la Instalación de la cinta. ....	98
Fotografía N°: 44. Terminado final de la cinta. ....	98
Fotografía N°: 45. Sellado borde de la cinta. ....	98
Fotografía N°: 46. Localización tubería en área a excavar. ....	104
Fotografía N°: 47. Excavación con maquinaria sobre el gasoducto. ....	105
Fotografía N°: 48. Equipos sandblasting. ....	107
Fotografía N°: 49. Limpieza sandblasting. ....	107
Fotografía N°: 50. Medición del perfil de anclaje cinta replica. ....	107
Fotografía N°: 51. Abrasivo, arena y granalla. ....	107
Fotografía N°: 52. Medición de espesor tubería con palpador pencil.....	109
Fotografía N°: 53. Identificación de anomalías. ....	109
Fotografía N°: 54. Medición profundidad corrosión profundímetro. ....	109
Fotografía N°: 55. Toma de espesores con ultrasonido. ....	114
Fotografía N°: 56. Medición de espesores del nuevo recubrimiento. ....	118
Fotografía N°: 57'. Medición de parámetros ambientales antes de pintar. ....	118
Fotografía N°: 58. Medición de continuidad holiday de la pintura.....	118
Fotografía N°: 59. Medición de adherencia de la pintura aplicada.....	118
Fotografía N°: 60. Kit de instalación cinta clock spring. ....	121
Fotografía N°: 61. Compactación con equipo Mecánico. ....	122
Fotografía N°: 62. Compactación con equipo Manual. ....	122
Fotografía N°: 63. Relleno mecánico de la excavación. ....	122
Fotografía N°: 64. Revegetalización con estolón.....	123
Fotografía N°: 65. Revegetalización con pasto.....	123
Fotografía N°: 66. Informe Dossier del proyecto. ....	128

## LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración N°: 1. Formas de corrosión.....	35
Ilustración N°: 2. Mecanismos de falla en líneas de flujo.....	40
Ilustración N°: 3. Variables que afectan la corrosión. ....	41
Ilustración N° 4: Representación gráfica de la ubicación de las anomalías del paquete de excavación.....	70
Ilustración N° 5: Ejemplo de ubicación geográfica de un paquete de excavación. ....	71
Ilustración N° 6: Información detallada de las anomalías a intervenir. ....	72
Ilustración N° 7: Información general de la tubería a intervenir. ....	74
Ilustración N° 8: Ejemplo información general del contrato. ....	75
Ilustración N° 9: Equipo GPS para ubicar anomalías. ....	79
Ilustración N° 10. Equipo detector de tubería.....	79
Ilustración N° 11: Equipo general sandblasting.....	106
Ilustración N° 12. Demarcación anomalías pérdida espesor por corrosión. ....	108
Ilustración N° 13: Imagen de información scan A y Scan B. ....	114
Ilustración N° 14: Ilustración información Dakota MVX, Dakota Ultrasonics10.....	114
Ilustración N° 15: pantalla de un equipo para descuento de Pintura. Modo: eco-eco.....	114

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo N°: 1. Memorias de cálculo item de excavación. ....	133
Anexo N°: 2. Registro control de calidad aplicación recubrimiento. ....	133
Anexo N°: 3. Registro de reparación anomalías instalación cinta refuerzo.....	133

## GLOSARIO

**Abolladura.**

Depresión en la superficie el tubo.

**Análisis de integridad.**

Es el análisis que se realiza para establecer criterios de severidad de defectos, requerimientos de inspección no destructiva y procedimientos de reparación que garanticen la seguridad del ducto durante su operación, la continuidad en la producción y mínimo impacto ambiental, todo lo anterior dentro de opciones económicamente viables.

**Ánodo.**

Elemento emisor de corriente eléctrica, es el electrodo en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

**Ánodo galvánico o de sacrificio.**

Es el metal con potencial de oxidación más electronegativo que el ducto por proteger y que se instala en la tubería con el fin de proporcionarle protección catódica requerida.

**Anomalía Significativa.**

Defecto que pone en riesgo estructural al ducto durante operación.

**Camisas mecánicas.**

Dispositivos como grapas o abrazaderas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de la tubería.

**Cátodo.**

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

**Conexiones.**

Tés, bridas, reducciones, codos, etc.

**Corrosión.**

Es el proceso de naturaleza electroquímica, por medio del cual los metales refinados retornan a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

**Corrosión atmosférica.** Es la corrosión por acción del medio ambiente y generalmente se presenta en las instalaciones aéreas.

**Corrosión generalizada.**

Es una corrosión de tipo uniforme en toda la superficie de la instalación.

**Corrosión localizada.**

En este tipo de corrosión ni la superficie ni el medio son homogéneos, los productos insolubles generados por corrosión se precipitan formando películas en la superficie del metal. Dichas películas no son uniformemente perfectas.

**Daño mecánico.**

Aquellos que rebasan los límites de aceptación en la pared del tubo y son designados como “fuera de Norma”. Como son, abolladuras, arrancaduras, etc.

**Defecto.**

Imperfección de magnitud suficiente para ser rechazada por los códigos.

**Derecho de vía.**

Franja de terreno de un ancho especificado protegida y libre de construcciones u otras alteraciones, donde se alojan los ductos al servicio de TGI. con los señalamientos adecuados.

**Diablo.**

Equipo con la libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza e inspección del mismo.

**Diablo de limpieza.**

Equipo para limpieza, eliminar aire y para verificar dimensiones interiores de la tubería.

**Diablo geométra.**

Equipo que se utiliza para verificar la existencia de abolladuras, dobleces y ovalamientos del ducto.

**Diablo simulador (DUMMY).**

Equipo de peso y longitud equivalente a la del diablo instrumentado. Su propósito es verificar que el diablo instrumentado pasará a lo largo de todo el ducto.

**Ducto.**

Sistema que se compone de diferentes partes como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, partes y componentes que se integran para realizar transporte de hidrocarburos.



**Ducto enterrado.**

Es aquel ducto terrestre que está alojado generalmente por lo menos a 1.0 m. Bajo la superficie del terreno a partir del lomo superior en suelos secos o húmedos.

**Ducto sumergido.**

Es aquel ducto terrestre que debido a su trayecto puede encontrarse enterrado o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.).

**Esfuerzo.**

Es la fuerza resultante en un cuerpo provocada por fuerzas externas, que un cuerpo soporta en su forma y tamaño. Indistintamente se le llama esfuerzo o esfuerzo unitario y se expresa en kg/cm<sup>2</sup> o lb/pulg<sup>2</sup>.

**Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS).**

Es la resistencia a la fluencia mínima indicada por las especificaciones del fabricante de la tubería, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).

**Esfuerzo mínimo especificado a la tensión.**

Es la resistencia mínima a la tensión, acorde con las normas ASTM y API bajo la cual se ha fabricado el material, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).

**Esfuerzo tangencial o circunferencial.**

Es el esfuerzo ocasionado por la presión de un fluido en la pared de la tubería actuando circunferencialmente en el plano perpendicular al eje longitudinal del tubo.

**Evaluación.**

Es la determinación de la integridad mecánica de una instalación existente.

**Grieta o fisura.**

Hendidura o abertura pequeña en la pared del tubo o en soldaduras longitudinales o circunferenciales.

**Imperfecciones.**

Son las que se encuentran dentro de los límites de aceptación o “dentro de Norma”. Pueden ser de fabricación (inclusiones no metálicas, etc.), así como también corrosiones interiores o exteriores, abolladuras, arrancaduras, etc.

**Inhibidor de corrosión.**

Compuesto químico orgánico o inorgánico que al colarse en la pared de la tubería forma una película entre ésta y el medio corrosivo, disminuyendo la velocidad de corrosión.

**Junta de aislamiento.**

Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.

**Línea no restringida.**

Línea o tramo de tubería que no tiene una importante restricción axial y por tanto permite las deformaciones axiales.

**Línea regular.**

Tubería submarina localizada bajo la superficie del agua en el mar, que descansa o está enterrada en el fondo marino, y que une las curvas de expansión de las plataformas.

**Línea restringida.**

Línea o tramo de tubería que debido a sus condiciones en los extremos tiene restricción o limitación en permitir deformaciones axiales.

**Lingada.**

Sección de tubería de longitud variable, formada por tramos soldados circunferencialmente a tope.

**Mantenimiento correctivo.**

Acción u operación que consiste en reparar los daños que ponen en riesgo la integridad de un ducto, en el mejor tiempo posible para evitar que pueda llegar a una falla, o en el caso de presentación de falla, será para restablecer la operación del mismo.

**Mantenimiento preventivo.**

Acción u operación que se aplica antes de que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en el menor tiempo y costo.

**Muesca.**

Pérdida de material en la pared del ducto producida por el golpe de un objeto agudo.

**Oleoductos.**

Sistemas de transporte que tienen por objeto enviar petróleo crudo y asociado con otros hidrocarburos, entre una estación de recolección o una estación de almacenamiento y las terminales.

**Picadura.**

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

**Potencial de polarización.** Diferencia de potencial entre una tubería de acero enterrada y/o

sumergida protegida catódicamente y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

**Presión de diseño.**

Es la presión máxima permitida calculada, siendo ésta mayor que la presión máxima de operación.

**Presión de operación máxima permisible (PMO).**

Es la presión máxima a la que un ducto puede ser sometido durante su operación.

**Protección catódica.**

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

**Pruebas destructivas.**

Son aquellas en que las propiedades físicas de un material son alteradas y sufren cambio en la estructura.

**Pruebas no destructivas.**

Son aquellas en que las propiedades físicas de un material no se alteran ni sufren cambio en su estructura.

**Ranura.**

Abertura delgada y poco profunda producida por algún objeto filoso.

**Rayón o tallón.**

Pérdida de material causado por el rozamiento con otro objeto o rozamiento continuo.

**Reparación definitiva.**

Es el reemplazo de la sección cilíndrica del tubo conteniendo la imperfección detectada, por otro de especificación y espesor de pared similar o superior al del tubo original y de una longitud no menor de diámetro y medio en tubería de superficie y de tres diámetros en tubería submarina.

**Reparación permanente.**

Es el reforzamiento de una sección de tubería conteniendo un defecto o daño, mediante la colocación de una envolvente metálica soldada longitudinalmente y donde la soldadura circunferencial de la envolvente puede ser

opcional si en esa sección de la tubería no existe fuga.

**Reparación provisional.**

Es la acción de colocar dispositivos como grapas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto y que debe ser reparada en forma definitiva o permanente lo más pronto posible.

**Sanidad del ducto.**

Área de un ducto cuyo material base y/o soldadura no contiene imperfecciones de tal forma que se puede aplicar soldadura, de una manera segura, sobre la superficie del ducto sin ponerlo fuera de servicio.

**Soporte.**

Elemento que soporta tanto cargas estáticas como dinámicas en la tubería y equipos a los cuales se encuentra asociado.

**Temperatura de Diseño.**

Es la temperatura esperada en el ducto, bajo las condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

**Temperatura de Operación.**

Es la temperatura máxima del ducto en condiciones normales de operación.

**Tubería.**

Componente de diferentes materiales que se utilizan dentro de un sistema de ductos.

**Tubo.**

Porción cilíndrica que se utiliza estructuralmente o como parte de un sistema de conducción.

**Válvulas de alivio.**

Es un dispositivo relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

**Válvulas de seccionamiento.** Dispositivo que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto y que se encuentra espaciada de acuerdo a su localización.

**Velocidad de corrosión.** Es la relación del desgaste del material metálico con respecto al tiempo, en mm/año.

## SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

- **A:** Área de la sección transversal de acero del tubo, en  $\text{mm}^2$  (pulg<sup>2</sup>).
- **ASME:** (American Society of Mechanical Engineers) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
- **ASNT:** (American Society For Non Destructive Testing) Sociedad Americana para Ensayos No Destructivos.
- **Cm:** centímetros.
- **D:** Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)
- **E:** Módulo de elasticidad del acero, en  $\text{N/mm}^2$  (lb/pulg<sup>2</sup>).
- **ERW:** (Electric Resistance Welding) Soldadura por resistencia eléctrica.
- **M:** metros.
- **P:** Capacidad permisible por presión interna, en  $\text{Kg/cm}^2$ .
- **Pe:** Presión externa hidrostática en la tubería, en  $\text{Kg/cm}^2$ .
- **Pi:** Presión interna, en  $\text{Kg/cm}^2$ .
- **MAOP:** Presión de Operación Máxima Permisible
- **PQR:** (Procedure Qualification Record) Registro de Calificación de Procedimiento.
- **SCADA:** (Supervisory Control And Data Acquisition) Sistema de Control y Adquisición de Datos.
- **SMYS:** (Specified Minimum Yielding Strength) Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado, en lb/pulg<sup>2</sup>.
- **T:** Espesor de pared de diseño por presión interna, en mm (pulg.).
- **WPS:** (Welding Procedure Specification) Especificación de Procedimiento de Soldadura.

## **RESUMEN**

El proceso de corrosión que padecen las tuberías de gasoductos, conlleva a ejecutar trabajos de mantenimiento y reparación. La presente monografía de investigación describe e ilustra el proceso directo que se ejecutó en campo, durante la realización de los trabajos de reparación; como cambio de los recubrimientos e instalación de refuerzos mecánicos no metálicos a la principal línea de tubería del gasoducto; entre el municipio de Aipe y la ciudad de Neiva en el departamento del Huila. El principal objetivo a desarrollar en este trabajo de investigación es dar a conocer cómo y cuáles son los trabajos o tareas que se deben realizar para garantizar el restablecimiento de la integridad del gasoducto de la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI. En el desarrollo de este documento se describirán de forma detallada mediante registros fotográficos, formatos de campo, ilustraciones, gráficas y tablas, toda la información básica necesaria para la ejecución, registro y control de calidad del proceso de reparación en la intervención del gasoducto. También se dará a conocer los nuevos materiales y accesorios desarrollados y ofrecidos por la industria, como alternativa para la reparación pronta, rápida, segura y a menor costo frente a otros procesos convencionales de reparación de tuberías que transportan hidrocarburos, como es el caso de la cinta en fibra de vidrio clock spring, la cual ofrece ciertas ventajas en el proceso de mantenimiento en líneas de flujo de gas.

## INTRODUCCIÓN

La demanda energética necesaria para el desarrollo de la comunidad huilense específicamente en el área de la ciudad Neiva, exige contar con la infraestructura adecuada y necesaria, para el normal transporte de gas natural a través de la tubería del gasoducto propiedad de la empresa transportadora de gas internacional (TGI.). Considerando que el fluido que éste transporta es de vital importancia para la capital huilense; el gas natural que en su mayor composición química es metano, hace posible que la sociedad disponga de un recurso vital para su normal funcionamiento. Es por ello que la empresa propietaria de la infraestructura, desarrolla y ejecuta proyectos de manteniendo a su red de transporte. Principalmente en el tramo entre el municipio de Aipe y la ciudad de Neiva, se ejecutó el proyecto de mantenimiento a la tubería del gasoducto, realizando inspecciones directas a diversos tramos de ésta; ejecutando el cambio de recubrimiento donde fuese necesario e instalando cintas de refuerzo en zonas donde el estado de la tubería presentará considerable pérdida de espesor, debido al proceso de corrosión inherente del sistema. Las cintas en fibra de vidrio funcionan como encamisado para proteger la integridad del ducto y garantizar su normal funcionamiento, por otro lapso no menor de 10 años. Para lograr esto es necesario hacer grandes inversiones económicas, que garanticen la disposición de todos los recursos, para poder ejecutar los proyectos de planes de mantenimiento de las líneas de flujo. Cumpliendo con los estándares y normatividad que exige la industria oil and gas, entre las cuales se consideran las normas (ASME, API, ANSI, NACE, SSPC, ISO, ASTM, AISC), entre otras.

## **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:**

El transporte de gas natural a través de tuberías de acero, genera problemas de corrosión en esta infraestructura debido a sus componentes químicos, los cuales degradan y descomponen el material del cual está fabricada la tubería del gasoducto. Lo que conlleva a que las compañías estén alertas para mitigar este deterioro, y así poder evitar pérdidas o derrames de sus productos, y no generar daños a sus activos, a la comunidad ni al medio ambiente.

### **1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA:**

La línea de flujo de gas natural que se ubica paralela a la vía principal entre los municipios de Aipe y Neiva en el departamento del Huila, presenta a lo largo de su recorrido diversos deterioros en su infraestructura. Este ducto construido en acero al carbono en la década de los ochenta, y cuyo uso inicial fue el transporte de crudo; posteriormente se cambió su uso al transporte de gas natural, presenta en la actualidad pérdida de espesor en el cuerpo de la tubería, generada por corrosión interna y externa, y deterioro significativo en su recubrimiento, el cual fue aplicado originalmente en alquitrán de hulla. Es por ello muy importante elaborar y ejecutar el plan de mantenimiento, el cual mitigue y de solución a los posibles problemas que se puedan generar por el fallo o colapso de esta línea de flujo. Por lo anterior se ejecutó un plan de inspección directa en campo, para evidenciar, evaluar e inspeccionar el estado real del cuerpo de la tubería, posteriormente y con base a los análisis y ensayos de inspección realizados al ducto, se procedió al cambio del recubrimiento de alquitrán de hulla, por un recubrimiento epóxico 100% sólidos, y a la instalación de la cinta de refuerzo construida en fibra de vidrio unidireccional pretensado donde se requería. Teniendo como directriz principal que las anomalías a reparar presentaran una pérdida de espesor en la pared de la tubería mayor al 40% y menor al 80% del espesor o pared nominal de fábrica.

## **2. JUSTIFICACIÓN**

El presente trabajo está enfocado en dar a conocer el procedimiento práctico de las labores ejecutadas, durante el proceso de mantenimiento para el restablecimiento de la integridad de la línea de gasoducto entre el municipio de Aipe y la ciudad de Neiva en el departamento del Huila. Su principal propósito consiste en ilustrar y dar a conocer al lector todas las tareas ejecutadas durante el desarrollo del proyecto. El proceso de reparación y mantenimiento ejecutado a la línea de gas, podrá usarse como guía o ejemplo para ser implementado en otras líneas o gasoductos del país, donde sus condiciones de servicio y estado de su integridad sean similares.

A partir de este trabajo se podrá dar a conocer las técnicas, equipos, materiales, utilizados, ventajas y desventajas frente a otros procedimientos de mantenimiento de gasoductos realizados por otros en la industria; y así suministrar a los diversos profesionales otra alternativa en la reparación de líneas de gas; por pérdidas de espesor en la tubería y deterioro en el recubrimiento de la misma.

Este trabajo hace uso de toda la información recopilada por su autor, durante la ejecución del plan de mantenimiento del gasoducto, permitiendo que se pueda conocer y aprender en la medida de lo posible, cuales son los trabajos mínimos requeridos para asegurar y restablecer la integridad mecánica de la línea de gas en estudio. Y así poder garantizar el buen servicio a la comunidad, protegiendo los activos de la empresa propietaria de esta infraestructura.

### **3. OBJETIVOS**

A continuación se relacionan los objetivos que se desarrollaran en la presente investigación.

#### **3.1. OBJETIVO GENERAL:**

Conocer e identificar los trabajos necesarios del mantenimiento ejecutado en la línea de gasoducto entre el municipio de Aipe y la ciudad de Neiva en el departamento del Huila, garantizando el restablecimiento de la integridad del oleoducto de la empresa TGI.

#### **3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

- Conocer el método de inspección inicial realizado a la tubería mediante la herramienta inteligente “ILI”, como fase inicial del proceso de gestión de integridad de la infraestructura del oleoducto.
- Conocer el proceso de marcación y replanteo topográfico de la tubería sobre el derecho de vía del gasoducto.
- Conocer el proceso de limpieza mediante método abrasivo sandblasting, para el retiro del recubrimiento original (alquitrán de hulla) del gasoducto.
- Entender la metodología aplicada en el proceso de inspección y valoración en campo del estado de la tubería, mediante el uso de las técnicas de ensayos no destructivos tales como medición de espesores de pared de tubería por ultrasonido, y partículas magnéticas húmedas.
- Comprender el desarrollo de los trabajos de cambio de recubrimiento, instalación del refuerzo mecánico no metálico, y el control de calidad de los mismos



#### 4. MARCO DE REFERENCIA

Las reparaciones recomendadas para líneas de gasoductos están regidas por la normatividad ASME B.31.8. La cual describe los elementos básicos para el desarrollo e implementación de los sistemas o programas de gestión de integridad para las tuberías que transportan gas natural, en ella se Identifican los escenarios de fuga del fluido y los trabajos de reparación a realizar. También existen otras normas de referencia utilizadas para la reparación de gasoductos entre las cuales se tienen (API 1160, DOT 192, DOT 195, Z662,). El programa de administración de integridad de cada operador debe incluir procedimientos de reparación documentados. [1](International & Code, 2016) todas las reparaciones deben hacerse con materiales y procesos que sean adecuados para las condiciones de operación del ducto según los requerimientos ASME B31.8. La industria ofrece diversos procedimientos de reparación para líneas de gasoductos tales como, cambio de tramos de tubería, instalación de camisas tipo B soldadas, instalación de grapas apernadas (Split sleeve), instalación de cintas como Wax Tape o cinta de cera, cinta Polyken, y la cinta en fibra de Clock Spring NRI. De acuerdo al tipo de daño a reparar, a los costos, y al tiempo en el cual se mantendrá la reparación; las empresas toman la decisión de implementar el mecanismo para realizar el mantenimiento de sus ductos. Varias compañías elaboran y desarrollan sus propios manuales o documentos para implementación de los trabajos de mantenimiento en campo de sus líneas de flujo como es el caso de la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe conocido como (ARPEL), entre ellas se pueden mencionar Chevron, Ecopetrol, ExxonMobil, Hocol, Ocesa, PDVSA, Pemex, Petrobras, PetroEcuador, Petroperú, Pluspetrol, Repsol, Schlumberger, YPF, YPFB. Estas compañías establecen y redactan documentos basados en las buenas prácticas de ingeniería, mediante el cumplimiento de las normas y códigos internacionales como (ASME, API, NACE,), entre otras. Algunas de estas publicaciones o guías de trabajo son de libre uso y consulta, y otras no. Sin embargo el desarrollo y avance de la tecnología ofrece en el mercado diferentes soluciones para realizar las reparaciones de las tuberías que transportan gas.

---

[1] International, A. N., & Code, P. (2016). *Sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas*. 2016.

A continuación se ilustran en las fotografías (1, 2, 3, 4) algunos de los procedimientos más comunes usados en la industria de reparación de tuberías y ductos.

*Fotografía N°: 1. Instalación de camisa soldada tipo B sobre tuberías de acero.*



*Fuente: <https://www.ram-100.com.mx/#!/-refuerzos-de-soldaduras>.*

*Fotografía N°: 2. Instalación de grapa apernada sobre tuberías de gasoductos.*



*Fuente: <https://docplayer.es/77461851-Instruccion-de-trabajo.html>.*

Fotografía N°: 3. Instalación de cinta Wax Tape o cinta de cera sobre tubería de gasoductos.



Fuente: <https://iquimica.com.ar/productos-para-refuerzo-en-frio-de-tuberias-y-proteccion-anticorrosiva-a-rayos-uv/>.

Fotografía N°: 4. Instalación de cinta en fibra Clock Spring sobre gasoductos.



Fuente: <https://www.cs-nri.com/product/clock-spring>.

## 5. ESTADO DEL ARTE

Previo al desarrollo de esta investigación, se realizó consulta de la documentación e información, como libros, tesis de grado, artículos, e información consignada en la web de los últimos veinte años. Relacionada con el tema de investigación de “*reparación en líneas de gasoductos*”, también se consultó las normas y códigos vigentes a nivel internacional como son el caso de las entidades (ASME, API). Adicionalmente se revisó información vía Web de las empresas más influyentes en el tema de desarrollo en tecnología para la reparación de tuberías mediante el uso de cintas de recubrimiento como las compañías (Wax Tape, Polyken, Polyguard, Clock Spring), y por último se utilizó como material de apoyo e ilustrativo para este trabajo de investigación algunos manuales y prácticas recomendadas de compañías operadoras del sector de hidrocarburos como TGI, Ecopetrol, PDVSA, Petroperú, y la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

A continuación se relacionan en las siguientes tablas de la 1 a la 7 toda la información consultada:

*Tabla N°: 1. Estado arte Reparación Gasoductos año 2020.*

<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
Desarrollos tecnológicos empresa clock spring	2020	tecnología en cintas para reparación de tuberías	<a href="https://www.cs-nri.com/product/clock-spring">https://www.cs-nri.com/product/clock-spring</a>
Desarrollos tecnológicos empresa Polyken	2020	tecnología en cintas para reparación de tuberías	<a href="http://es.pipe-wrap-tape.com/dp-cinta-de-oleoducto-de-pe.html">http://es.pipe-wrap-tape.com/dp-cinta-de-oleoducto-de-pe.html</a>
Desarrollos tecnológicos empresa polyguard	2020	tecnología en cintas para reparación de tuberías	<a href="http://www.polyguardproducts.com/products/pipeline/datasheets/spanish/600seriescoatings_spanish.pdf">http://www.polyguardproducts.com/products/pipeline/datasheets/spanish/600seriescoatings_spanish.pdf</a>

*Fuente: Elaborado por el autor.*

Tabla N°: 2. Estado arte Reparación Gasoductos años 2018 al 2020.

<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
Desarrollos tecnológicos empresa wax tape	2020	tecnología en cintas para reparación de tuberías	<a href="https://trentoncorp.com/es/productos/wax-tape/">https://trentoncorp.com/es/productos/wax-tape/</a>
Especialización en gestión de integridad y corrosión posgrado de especialización de la universidad U.P.T.C	2019	aportar a la formación integral de profesionales capaces de articular los fundamentos, conceptos y modelos de integridad y corrosión, con un enfoque práctico al tema de análisis de riesgo y aseguramiento de la infraestructura por amenazas que impactas en su deterioro, basados en normas y/o códigos internacionales y/o nacionales	<a href="http://www.uptc.edu.co/facultades/casa_bogota/gestion_integridad/inf_general/index.html#">http://www.uptc.edu.co/facultades/casa_bogota/gestion_integridad/inf_general/index.html#</a>
Especificaciones técnicas transportadora de gas internacional TGI	2019	especificaciones de diseño construcción y mantenimiento	TGI
Inspección de soldadura	2018	soldadura	Sena centro de materiales y ensayos
Tesis validación de la efectividad de la metodología ECDA implementada en un oleoducto mediante la revisión y valoración de los resultados de una inspección inteligente realizada posteriormente”	2018	Evaluar si la metodología ECDA aplicada en un oleoducto fue efectiva para valorar la integridad por corrosión externa utilizando los resultados de una inspección inteligente realizada tiempo después.	universidad pedagógica y tecnológica de Colombia

Fuente: Fuente: Elaborado por el autor.

*Tabla N°: 3. Estado arte Reparación Gasoductos años 2016 al 2017.*

<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
Gasoductos	2017	ingeniería de transporte y almacenamiento	universidad nacional de Piura-Perú
Evaluación del estado de corrosión externa de un gasoducto ubicado al occidente de Colombia, usando técnicas cips y DCVG	2016	Evaluar el estado de corrosión externa de un gasoducto ubicado al occidente de Colombia, usando técnicas cips y DCVG.	<a href="https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/446/1/5142007-2016-2-iq.pdf">https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/446/1/5142007-2016-2-iq.pdf</a>
Estado del arte de estudios de evaluación probabilista de riesgo en Colombia	2016	Presentar y discutir el estado del arte de los estudios de epr más importantes en Colombia a nivel nacional, regional y local desde la década de 1980 hasta el presente.	<a href="https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/20745/estado-del-arte-modelacion-probabilista-del-riesgo.pdf?sequence=1&amp;isallowed=y">https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/20745/estado-del-arte-modelacion-probabilista-del-riesgo.pdf?sequence=1&amp;isallowed=y</a>
ASME B.31	2016	sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas	sociedad americana de ingenieros mecánicos

*Fuente: Elaborado por el autor.*

Tabla N°: 4. Estado arte Reparación Gasoductos años 2015 al 2016.

<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
Tesis evaluación del estado de corrosión externa de un gasoducto ubicado al occidente de Colombia, usando técnicas cips y DCVG	2016	Evaluar el estado de corrosión externa de un gasoducto, usando técnicas cips y DCVG.	fundación universidad de américa facultad de ingenierías programa de ingeniería química Bogotá
Diseño del gasoducto entre Popayán y pasto con el uso de las herramientas ArcGis y Pipesim	2016	Rediseñar una línea de gasoducto entre Popayán y pasto a partir de los sistemas de información geográfica, con el uso de las herramientas ArcGis y Pipesim.	fundación universidad de américa facultad de ingenierías programa de ingeniería de petróleos Bogotá d.
Reparación mecánica mediante instalación de camisa tipo B. Ecopetrol	2015	reparación mecánica mediante instalación de camisas tipo B.	Ecopetrol camilo e. torres castro coordinación de integridad de ductos y tanques camiloel.torres@ecopetrol.com.co
Diseño de gasoductos mediante el uso de herramientas computacionales de propósito general	2015	Desarrollar un programa que se constituya como una herramienta útil, rápida y efectiva en el cálculo de una ingeniería conceptual en el diseño de gasoductos.	García, j. (2015). Diseño de gasoductos mediante el uso de herramientas computacionales de propósito general. Tesis de pregrado no publicado en ingeniería mecánico eléctrica. Universidad de Piura. Facultad de ingeniería. Programa académico de ingeniería mecánico eléctrica. Piura, Perú.

Fuente: Fuente: Elaborado por el autor.

Tabla N°: 5. Estado arte Reparación Gasoductos año 2014.

<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
Riesgo de rotura en servicio de tuberías de gas natural (Risk assessment of Failure in Service on natural gas pipelines).	2014	análisis de los riesgos que poseen las tuberías empleadas en un gaseoducto, principalmente los fallos causados por defectos de corrosión,	<a href="https://repositorio.unican.es/mlui/bitstream/handle/10902/4417/364006.pdf?sequence=1&amp;isallowed=y">https://repositorio.unican.es/mlui/bitstream/handle/10902/4417/364006.pdf?sequence=1&amp;isallowed=y</a>
estado del arte de las estructuras offshore en el caribe colombiano	2014	construir un estado del arte relacionado con el uso de plataformas offshore sobre la plataforma continental del caribe colombiano	<a href="https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/2577/1/estado-arte-estructuras-offshore-caribe-colombiano.pdf">https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/2577/1/estado-arte-estructuras-offshore-caribe-colombiano.pdf</a>
La corrosión, fenómeno natural a controlar.	2014	control de la corrosión en tuberías	academia nacional de ingeniería Uruguay
tesis análisis del riesgo de rotura en servicio de tuberías de gas natural (Risk assessment of Failure in Service on natural gas pipelines)	2014	Realización de un análisis de los riesgos que poseen las tuberías empleadas en un gaseoducto,	escuela técnica superior de ingenieros industriales y de telecomunicación universidad de Cantabria

Fuente: Elaborado por el autor.



Tabla N°: 6. Estado arte Reparación Gasoductos años 2012 al 2013.

<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
API 1104	2016	soldadura de tuberías y sus instalaciones relacionadas	instituto americano del petróleo
Tesis rediseñar una línea de gasoducto entre Popayán y pasto a partir de los sistemas de información geográfica, con el uso de las herramientas ArcGis y Pipesim.	2013	presentar un proceso de diseño de líneas de conducción de hidrocarburos que permita efectuarlo en forma segura y económica posible; de manera que sirva de fuente de consulta	instituto politécnico nacional ingeniería química petrolera ciudad de México
“sustitución de la línea conductora de 48” d.n. a base de perforación horizontal dirigida en el cruzamiento del rio tecolutla de gasoducto cactus-san Fernando”	2012	realizar la planeación adecuada de la sustitución del cruzamiento actual por otro nuevo, mediante un método que evite o reduzca al máximo la posibilidad de repetirse una condición insegura, por efecto de la erosión fluvial	<a href="http://docplayer.es/75325506-universidad-nacional-autonoma-de-mexico.html">http://docplayer.es/75325506-universidad-nacional-autonoma-de-mexico.html</a>
manual de mantenimiento y reparación de los oleoductos de operaciones talara	2012	unidad ingeniería de mantenimiento	Petroperú

Fuente: Elaborado por el autor.

Tabla N°: 7. Estado arte Reparación Gasoductos años 2006 al 2011.

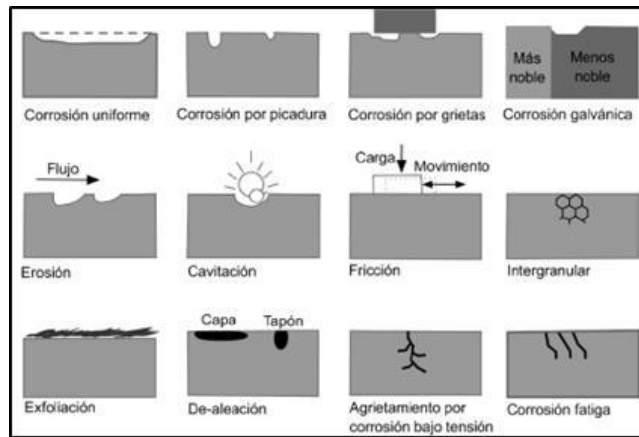
<b>ESTADO DEL ARTE REPARACIÓN TUBERÍAS DE GASODUCTOS 2020.</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	<b>FECHA PUBLICACIÓN</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>
Nuevas supe láminas facilitarán la reparación de gasoductos,	2011	optimizar la reparación de gasoductos	<a href="https://www.tendencias21.net/nuevas-superlaminas-facilitaran-la-reparacion-de-gasoductos_a7448.html">https://www.tendencias21.net/nuevas-superlaminas-facilitaran-la-reparacion-de-gasoductos_a7448.html</a>
manual de referencia ARPEL para la gestión de ductos	2011	mantenimiento de oleoductos y gasoductos	asociación regional de empresas del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el caribe ARPEL
estrategia de control de Corrosion interior en ductos de gas	2009	control de Corrosion interior en ductos de gas	<a href="http://www.tecnologiatotal.net">www.tecnologiatotal.net</a> ing., amparo <u>valencia</u> <u>ing. petróleos magister ingeniería química</u>
reparación de gasoductos y ramales PLIDCO	2009	reparación de gasoductos y ramales	PLIDCO
ASME pcc-2	2008	reparación de equipos y tuberías a presión	sociedad americana de ingenieros mecánicos
especificaciones generales para la construcción de gasoductos pdvsa	2008	construcción de gasoductos	PDVSA
API 570	2007	Código de inspección de tuberías inspección, reparación, alteración e integridad de sistemas de tuberías en servicio.	instituto americano del petróleo
reparaciones de compuesto introducción al tema IAPG noviembre 2006	2006	reparación de tuberías mediante el uso de cintas de reparación	MORKEN

Fuente: Elaborado por el autor.

## 6. MARCO TEÓRICO

[<sup>2</sup>] El conocimiento e identificación de las formas básicas de corrosión y los mecanismos de daño son fundamentales para entender, analizar y solucionar problemas industriales causados por los procesos corrosivos típicos y atípicos que se presentan en la industria. Por tanto, la caracterización de diferentes mecanismos de daño (mecánicos y corrosivos) y las técnicas de inspección y prevención proporcionan las herramientas necesarias para llevar a cabo programas correctivos y de mantenimiento de manera idónea. [<sup>3</sup>](Bruce Mackay et al., 2016). Los lugares en los que se desarrollan operaciones petroleras a menudo ofrecen las condiciones ideales para la corrosión. La investigación constante y los avances introducidos en materia de revestimientos, protección catódica, pruebas no destructivas, análisis e inhibidores de corrosión, permiten a los operadores producir petróleo y gas de manera segura en estos ambientes corrosivos. En la ilustración N° 01 se pueden apreciar las formas de corrosión más conocidas.

*Ilustración N°: 1. Formas de corrosión.*



*Fuente: Adaptación (Pierre. R, 1999).*

---

[<sup>2</sup>] American Petroleum Institute (API). (2011). *Damage Mechanisms Affecting fixed Equipment in the Refining Industry RP 571*. American Petroleum Institute.

[<sup>3</sup>] Bruce Mackay, N. A., Marko Stipanicev, Øystein B., Jackson, E. J., Jenkins, A., Melot, D., Schele, J., & Vittonato, J. (2016). *La corrosión: La lucha más extensa*. *Oilfield Review*, 28(2), 16.

## **6.1. CORROSIÓN:**

La corrosión se define como la reacción química o electroquímica de un metal o aleación con su medio circundante, con el consiguiente deterioro de sus propiedades. Por medio de ella, los metales refinados retornan a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el entorno. Actualmente, es uno de los problemas que más afecta a las instalaciones metálicas enterradas y, en particular, a los ductos de transporte y distribución de combustibles líquidos, gaseosos y agua. El fenómeno corrosivo se produce con frecuencia en los ambientes marinos y costeros. Pero, además, se puede manifestar en cualquier otro ambiente donde el electrolito (terreno) y ciertas condiciones particulares de la tubería y revestimientos afecten la integridad del ducto.

## **6.2. CORROSIÓN EN ACEROS AL CARBONO:**

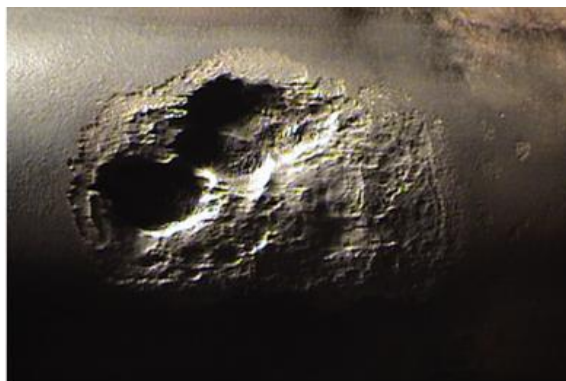
[<sup>4</sup>] Los materiales más importantes en las tuberías de la industria del gas, para su transporte y distribución, son los aceros al carbono. Estos ductos se emplean para el transporte y conducción de muchos tipos de fluidos: aguas potables y servidas, petróleo crudo y combustibles derivados, lodos de minerales de hierro y, en particular, para la transmisión de gas natural. Las tuberías de aceros al carbono sufren eventos de corrosión, que pueden derivar a veces en incidentes fatales y con daño a la propiedad privada, si es que ocurren explosiones. Por ello, la aplicación eficiente de métodos de protección y control del fenómeno corrosivo se hace necesaria para contribuir a la seguridad y salud del personal, evitar la contaminación ambiental y no elevar los costos de mantenimiento y operación que involucra la operación de las redes. Los aceros al carbono, en particular los del grupo 5L, especificados por el American Petroleum Institute (API), se emplean en las tuberías de transporte de gas natural. En algunos casos, donde se requieren mejores propiedades mecánicas, se usan aceros de baja aleación que contienen Mn (manganeso), Ni (níquel) o Cr (cromo). En los ductos pueden aparecer diversos tipos de corrosión, como la corrosión por picaduras, corrosión galvánica, corrosión inducida por microorganismos y fracturas por corrosión bajo esfuerzos.

---

[<sup>4</sup>] *Corrosión: Un enemigo “natural” en la industria - Biix. (n.d.). Retrieved March 11, 2020, from <https://www.biix.cl/noticia/corrosion-un-enemigo-natural-en-la-industria>.*

Organismos Internacionales como NACE (National Association of Corrosion Engineers) han dedicado mucho esfuerzo para combatir y/o mitigar la corrosión en tuberías de gas natural, preparando y publicando estándares con el fin de controlar el fenómeno. En ese sentido, la especificación NACE SP0110 describe la metodología para evaluar la corrosión interna en tuberías que transportan gas húmedo. Así, se analizan el efecto corrosivo del agua condensada y de hidrocarburos líquidos que afectan la integridad de la tubería. El objetivo principal de dicho procedimiento es evitar la reducción del espesor de pared del ducto y determinar qué zonas de éste están corroídas. Otra especificación, la NACE SP0210, evalúa la corrosión externa de tuberías enterradas en el suelo, a través del análisis de la presencia y efectos de la corrosión microbiológica, fracturas por corrosión bajo esfuerzos y daños mecánicos. Así también, el estándar NACE RP169 entrega recomendaciones para el control de la corrosión externa de sistemas de tuberías sumergidos o enterrados, describe el diseño, instalación, control de corrientes interferentes, operación y mantención de los SPC y establece los criterios de protección catódica. Existen también otras recomendaciones prácticas como NACE RP104-2004 referida específicamente al uso de cupones para aplicaciones de monitoreo de Protección Catódica, Describe las aplicaciones, diseño, ubicaciones, instalaciones, mediciones, monitoreo e interpretación de resultados para diferentes estructuras. NACE Standard RP0775-2005 “Preparación, Instalación, Análisis e Interpretación de cupones de Corrosion en operaciones en yacimientos de petróleo, Aplica a Operaciones de Perforación, Producción y transporte de petróleo. Incluye, gas y fluidos de perforación y describe las aplicaciones, diseño, ubicaciones, instalaciones, mediciones, monitoreo e interpretación de resultados para diferentes estructuras. En la fotografía N° 5 se puede apreciar el nivel de corrosión en tuberías de acero al carbono.

*Fotografía N°: 5. Corrosión en tuberías de gas de acero al carbono.*



*Fuente: <https://www.biix.cl/noticia/corrosion-un-enemigo-natural-en-la-industria>.*

### **6.3. MÉTODOS DE CONTROL DE CORROSIÓN:**

Los métodos comúnmente usados para el control de la corrosión de los ductos son los revestimientos, los inhibidores de corrosión y la protección catódica. Esta última se define como el método de reducir o eliminar la corrosión de un metal, haciendo que la superficie de éste funcione completamente como cátodo cuando se encuentra sumergido o enterrado en un electrolito. La protección catódica se puede aplicar mediante dos métodos. Por ánodo de sacrificio. Es decir, se lleva a cabo conectando eléctricamente la estructura metálica con un metal (protector), cuyo potencial de corrosión es más negativo (mas anódico) que el potencial de la estructura, en las condiciones dadas. De esta manera, el metal protector juega el papel de ánodo en la celda de corrosión estructura metálica-ánodo protector, provocando la polarización catódica necesaria de la estructura metálica a proteger. También está la protección catódica por corriente impresa. Esta modalidad ofrece varias ventajas, comparada con el anterior, tales como mayor eficiencia, posibilidad para proteger estructuras metálicas de grandes superficies y longitudes, y el hecho de que la corriente exterior y el potencial aplicado se controlan y ajustan de una manera fácil.

### **6.4. ESTUDIO DE LA CORROSIÓN EN GASODUCTOS:**

[<sup>4</sup>] En la industria del gas natural se pueden generar problemas de corrosión de estructuras metálicas y la obstrucción de tuberías y otros dispositivos por el depósito de incrustaciones, sobre todo en aquellos yacimientos donde el fluido es del tipo “Shale” gas. Con el propósito de dar seguimiento a la corrosividad del medio externo o del gas hacia la infraestructura metálica usada para la explotación, conducción o procesamiento del combustible, es necesario coleccionar y analizar una serie de datos. Por ejemplo, parámetros como la composición química de aguas y suelos, condiciones de operación, contenido microbiológico, composición del gas, temperaturas, presiones y métodos de control de corrosión utilizados (inhibidores de corrosión, recubrimientos y protección catódica, entre otros). La corrosión puede predecirse mediante la elaboración de modelos particulares que permitan calcular la velocidad de corrosión potencial, basándose en la química del agua, suelo y el gas. Además, considerando los parámetros de producción y operación, que se estiman como los factores primarios que influyen el mecanismo de la corrosión. El mercado ofrece y provee soluciones de alto nivel técnico para enfrentar este fenómeno,

[<sup>4</sup>] *Corrosión: Un enemigo “natural” en la industria - BiiX. (n.d.). Retrieved March 11, 2020, from <https://www.biiX.cl/noticia/corrosion-un-enemigo-natural-en-la-industria>.*

Aplicables a diversos rubros de la industria. Y solucionar la problemática de la corrosión externa e interna en ductos de gas, realizando los estudios técnicos necesarios, realizados por personal idóneo y altamente calificado, mediante el uso de equipamiento tecnológico para medir velocidad de corrosión, fallas en revestimientos (DCVG), (ver fotografía N° 6) y potenciales paso a paso (CIPS), entre otros aspectos”.

*Fotografía N°: 6. (DCVG). Monitoreo y control del estado del recubrimiento en tuberías enterradas.*



*Fuente: <https://www.biix.cl/servicio/proteccion-catodica>.*

Cuando se presentan defectos en el recubrimiento de una tubería protegida catódicamente, la exposición del metal en esos puntos origina un gradiente de potencial debido a la interacción de la corriente con el suelo. Entre mayor sea el tamaño del defecto, mayor será el gradiente de voltaje, la técnica DCVG se utiliza para medir este gradiente de voltaje, ubicar y priorizar los defectos que se deben reparar. [5](Biomorgi et al., 2012). El fenómeno de corrosión es una de las principales causas de fallas en las instalaciones petroleras y la mitad de estas fallas están vinculadas a la corrosión debida la presencia de gases como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, los cuales se disuelven en la fase acuosa del fluido, produciendo diferentes formas de corrosión. Múltiples autores han desarrollado correlaciones teóricas con la finalidad de predecir el fenómeno de corrosión en función del contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

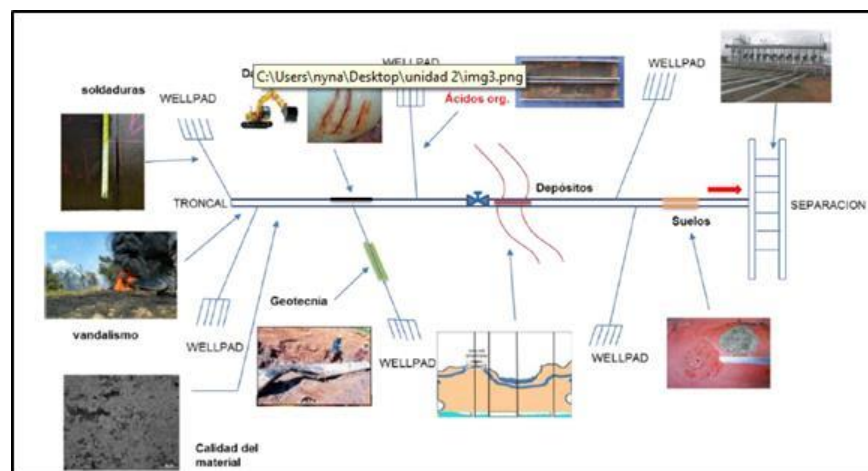
---

[5]Biomorgi, J., Hernández, S., Marín, J., Rodríguez, E., Lara, M., & Vilorio, A. (2012). Evaluación de los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el Noreste de Venezuela. *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, 32(1), 96–106.

## 6.5. MECANISMOS DE DAÑO EN LÍNEAS DE FLUJO:

(CELIS, 2019)[<sup>6</sup>]. El sistema de manejo de la integridad de las líneas de flujo, puede soportarse al igual que en los oleoductos y gasoductos por las normas API 1160, ASME B31.8S y el código federal de los Estados Unidos 49 CFR. Las amenazas típicas a la integridad se presentan en estas normas. Por otra parte cuando la evaluación de la integridad mecánica de las tuberías no se puede realizar con las herramientas de inspección inteligentes (ILI) se pueden realizar excavaciones e intervenciones directas en la tubería enterrada guiados por la metodología de las normas NACE SP 0116 (MP-ICDA) para el caso de las líneas de flujo multifásico, NACE SP 0110 (WG-ICDA) cuando se transporta gas húmedo, NACE SP 0206 (DG-ICDA) cuando se transporta gas seco, NACE SP 0208 para transporte de hidrocarburos líquidos, ANSI/NACE SP 0502 (ECDA) para la evaluación directa exterior de las tuberías y NACE SP 0204 (SCCDA) para la evaluación de posible corrosión por agrietamiento bajo esfuerzos exterior en las tuberías. En las normas NACE mencionadas se citan y se evalúan los mecanismos de daños de las tuberías. A continuación en la ilustración N° 2 se puede observar los mecanismos de falla en líneas de flujo.

*Ilustración N°: 2. Mecanismos de falla en líneas de flujo.*



*Fuente: Tomado de Amenazas en activos de Hidrocarburos, ing. Jaime Villarreal Celis U.P.T.C.*

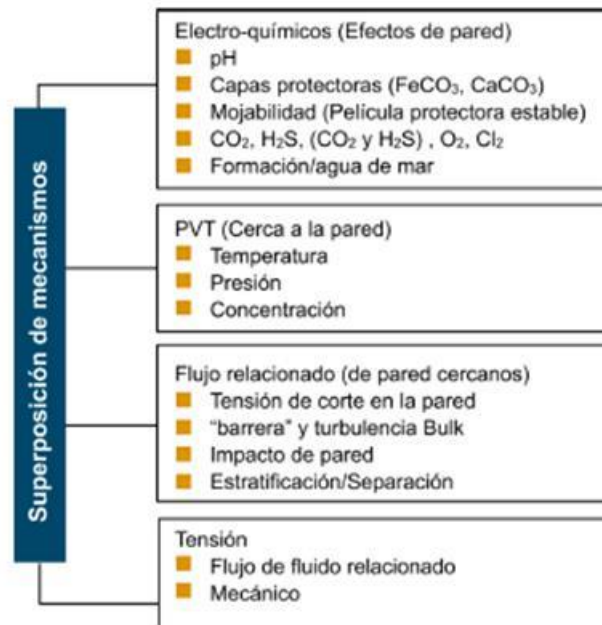
[<sup>6</sup>] Amenazas, U, & Del, A. A. (2019, July). CONTENIDO. AMENAZAS EN ACTIVOS DE HIDROCARBUROS, 1(CORROSIÓN), 1–37. <https://avposgrados.uptc.edu.co/posgrados/course>.



## 6.6. FACTORES INFLUYENTES EN LA CORROSIÓN:

Existen diversos factores y variables que influyen en los mecanismos de corrosión en el sector de los hidrocarburos como se observa en la ilustración N° 3; entre estos factores se encuentran el pH, la presión, la temperatura, la concentración de especies corrosivas, la mojabilidad de las fases, la hidrodinámica, entre otros.

*Ilustración N°: 3. Variables que afectan la corrosión.*



*Fuente: 2 Tomado de Factores que influyen en l corrosión, ing. Jaime Villarreal Celis.*

## 6.7. EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE LÍNEAS DE GAS:

Para mantener la integridad de los sistemas de transporte de ductos y minimizar riesgos, deben realizarse distintos tipos de valoraciones a estos sistemas, dentro de los que se pueden mencionar: la inspección en línea (ILI), las evaluaciones directas como corrosión interna (ICDA), corrosión externa (ECDA), agrietamiento por corrosión bajo tensión SCCDA y la prueba hidrostática. Todas estas pruebas se realizan con el fin de obtener información contundente del estado de los ductos, planear las acciones de re-inspección, mantenimiento y llevarlas a cabo para garantizar la integridad del sistema.

A continuación, en la tabla N° 8 se muestran las herramientas y procesos de evaluación que pueden emplearse con esta finalidad.

*Tabla N°: 8. Normas e informes procesos de evaluación de gasoductos.*

Evaluación de integridad	Normas de referencia
<b>ECDA</b>	NACE SP 0502 (METODOLOGÍA) NACE SP 0210 (ECCDA)
<b>SCCDA</b>	NACE SP 0204
<b>ICDA</b>	NACE SP 0206 (Gas seco / Dry Gas) NACE SP 0110 (Gas húmedo / Wet Gas) NACE SP 0208 (Petróleo líquido / Liquidum Petroleum) NACE SP 0116 (Flujo multifásico / Multiphase Flow)
<b>Prueba de presión hidrostática</b>	ASME B31.8 ASME B31.4 ANSI/API RP 1110
<b>ILI</b>	NACE SP 0102 API 1163 NACE Publication 35100

*Fuente: NACE internacional 2013.*

### 6.7.1. Inspección en línea, ILI:

El uso de sistemas de Inspección en Línea (ILI) como se ilustra en la fotografía N° 7 se emplea con la finalidad de detectar pérdida de metal, grietas, daños mecánicos, geometrías y ubicación de tuberías. La selección del sistema ILI a usar se realiza con base en la revisión de sus características, el tipo de imperfección a evaluar, así como los factores operacionales y físicos del ducto.

*Fotografía N°: 7. Herramienta ILI in line inspection.*



*Fuente: Rosen-Group, 2017.*

### **6.7.2. Metodología de inspección, ICDA:**

La evaluación directa de corrosión interna (Internal Corrosion Direct Assessment, ICDA por sus siglas en inglés) está constituida por cuatro pasos principales. Este proceso se emplea para localizar áreas ICDA, que son zonas donde el fluido o un electrolito en el ducto se estanca y luego se enfoca en la evaluación directa en tramos donde sea más probable la presencia de corrosión interna. Además, el proceso identifica potenciales de corrosión interna causada por factores presentes en el fluido o gas (microorganismos, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, sulfuro de hidrógeno) (National Archives and Records Administration, 2009). La metodología ICDA además, supone que el material del ducto posee propiedades uniformes, es decir, asume que el ducto no presenta diferencias por soldadura, geometría y defectos en el material.

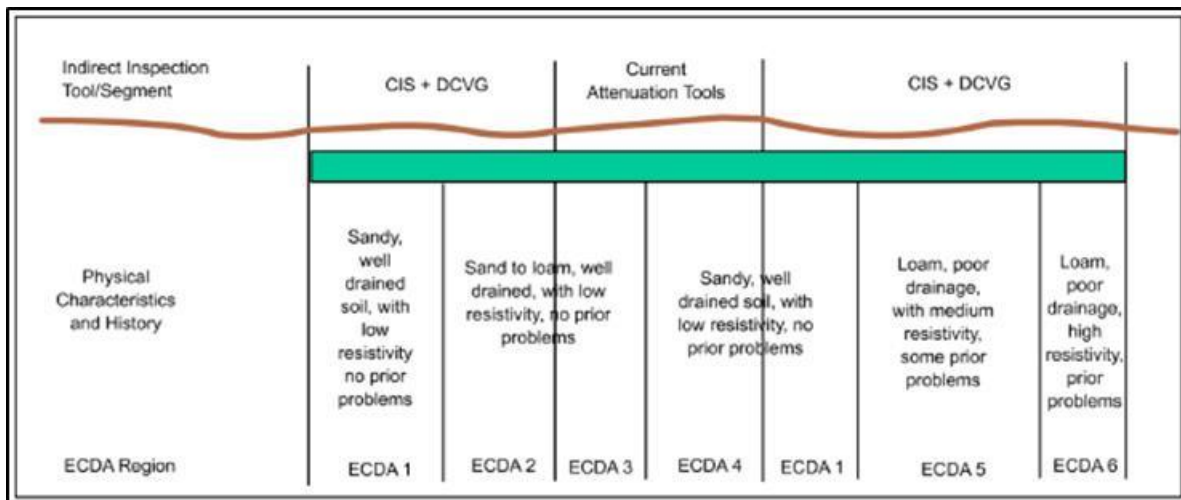
#### **La metodología en general de las normas ICDA comprende los siguientes pasos:**

- Pre-evaluación: recoge los datos históricos esenciales y operativos (registros de construcción, historiales de operación y mantenimiento, hojas de alineación, registros de corrosión, informes de análisis, de inspecciones de evaluaciones de integridad o acciones de mantenimiento anteriores) sobre la tubería para evaluar la corrosión interna y determinar la factibilidad del ICDA y definir las regiones.
- Evaluación indirecta: la inspección indirecta abarca las predicciones de flujo multifásico y la identificación de sitios donde la corrosión interna puede estar presente; y en algunos casos el desarrollo de un perfil de elevación de la tubería.
- Evaluación indirecta: esta evaluación incluye la realización de excavaciones y la realización de exámenes detallados de la tubería para determinar si se ha producido una pérdida de metal debido a la corrosión interna.
- Post-evaluación: el paso posterior a la evaluación es un análisis de los datos recogidos en los tres pasos anteriores para validar y evaluar la eficacia del proceso ICDA y determinar el intervalo de reevaluación.

### 6.7.3. Metodología de inspección, ECDA:

La evaluación directa de corrosión externa ECDA, por sus siglas en inglés (External Corrosion Direct Assessment), es un proceso estructurado de mejora continua, que busca mejorar la integridad de ductos o sistemas de ductos enfocado en la disminución de la corrosión presente externamente en las tuberías. Este proceso requiere la recopilación de la información asociada a inspecciones y evaluaciones realizadas al ducto externamente, como: datos de exámenes de campo, evaluaciones superficiales de la tubería, historial de servicio y data sheet. Esta evaluación identifica y aborda la corrosión para realizar la reparación de los defectos y remediar las causas, con la finalidad de evitar el crecimiento de los defectos y con ello afectar la integridad estructural. Además de localizar áreas donde se han formado defectos, el ECDA (ver gráfica N° 1) permite localizar áreas donde pueden presentarse problemas en el futuro, y donde ocurre o puede ocurrir corrosión. Otro aspecto importante de ECDA, es la detección de otras amenazas a la integridad como daños mecánicos (SCC) y corrosión microbiológicamente inducida (NACE International, 2010c).

Gráfica N°: 1. Ejemplo de definición de regiones ECDA



Fuente: NACE International, 2010c.

#### **6.7.4. Inspección directa:**

La evaluación directa comprende el análisis de datos obtenidos mediante inspección indirecta para la selección de sitios de excavación del ducto e implementación de controles físicos y pruebas en la superficie del ducto y del suelo-agua que actúa como electrolito. Los datos obtenidos mediante esta inspección se analizan junto con datos previos para identificar y evaluar el efecto de la corrosión externa en el ducto. En este paso se realiza también la evaluación del rendimiento del recubrimiento, las reparaciones de defectos causadas por la corrosión y la mitigación de fallos de la protección contra la corrosión (NACE International, 2010c).

#### **Requerimientos de la inspección directa:**

- Priorizar las indicaciones detectadas en la inspección indirecta: esta priorización se realiza con base en la actividad de corrosión actual y el grado de corrosión; los niveles de acción son inmediatos, programados y monitoreados y se establecen evaluando las condiciones de la tubería, edad, historial de protección contra la corrosión, entre otras.
- Excavación del ducto para exponer áreas susceptibles de corrosión y obtener información más completa: aquí, se indican las ubicaciones para la realización de inspección directa, donde se revisa la información de pre-evaluación que contiene los lugares con mayor probabilidad de presentar corrosión externa, siendo las indicaciones priorizadas como de acción inmediata consideradas para la aplicación del examen directo, seguido de las programadas y de monitoreo; se requiere mínimo una excavación por región ECDA. Una vez se identifiquen los puntos de inspección directa, debe definirse la forma de recopilación de la información, que puede ser medición de potenciales tubo-suelo, resistividad del suelo, recolección de muestras de suelo y agua, medición de pH líquido y subfiltrado, documentación fotográfica, y demás.
- Medir daños en el recubrimiento y defectos de corrosión: se realizan las siguientes mediciones: identificación del tipo de recubrimiento, evaluación del estado de recubrimiento, medición de espesor, evaluación de la adherencia, cartografía, recolección de datos de productos de corrosión, identificación y mapeo de defectos de corrosión, y documentación fotográfica.
- Evaluación de la resistencia remanente: esta resistencia se calcula según el ASME B31. G.

- Análisis de condiciones halladas.
- Evaluar el proceso: se realiza para determinar la necesidad de reparación, según los datos de inspección indirecta, resultados de evaluación de resistencia remanente y análisis de condiciones encontradas (NACE International, 2010c).

#### **6.7.5. Post-Evaluación:**

Es el último paso, que permite definir intervalos de re-evaluación basado en cálculos de la vida remanente; esta etapa comprende (figura 12): (NACE International, 2010c)

- Análisis de causa raíz: se evalúan causas raíz asociadas con la corrosión, como fuentes inadecuadas de protección catódica, fuentes de interferencia, entre otras.
- Determinación de la mitigación: después de realizadas las actividades de mitigación, pueden llevarse a cabo inspecciones indirectas nuevamente.
- Re-priorización: esto ocurre cuando se requiere cambiar las indicaciones de categoría, circunstancia que puede ser causada por variaciones entre el examen directo y el indirecto y después de la realización de remediaciones.
- Cálculo de vida remanente: cuando no se detectan defectos de corrosión, entonces se considera que la vida útil restante es igual que para una tubería nueva.

#### **6.7.6. Metodología de inspección, SCCDA:**

Debido a que la corrosión bajo tensión se presenta con frecuencia por causas comunes en sistemas de ductos (tipo de revestimiento, tensiones de operación y antigüedad del sistema), entonces se implementa la metodología de inspección de evaluación directa SCCDA, con el fin de monitorear y controlar este tipo de corrosión (Corsico, 2014); donde, dicha evaluación debe ser empleada para evaluar segmentos de ducto con presencia de SCC usando un método de inspección por partículas magnéticas (MPI) o un método equivalente (Pikas, 2002). La evaluación directa para detectar agrietamiento bajo tensión es un procedimiento complementario de métodos tales como ILI, prueba hidrostática, técnicas de evaluación directa de corrosión interna y externa (ICDA y ECDA); que requiere la integración de datos, registros históricos, ensayos indirectos, exámenes de campo y del ducto, evaluación de la superficie con las características físicas e historia de funcionamiento del ducto. Mediante las aplicaciones del SCCDA, se debe identificar y

Ubicar las zonas donde se ha presentado el SCC, donde se está presentando y donde pueda ocurrir; además de contribuir con la selección de segmentos potenciales del ducto, con la elección de lugares de excavación dentro de dichos segmentos, la inspección de la tubería, la recolección y análisis de datos durante la excavación, la realización de un programa de mitigación, la definición del intervalo de reevaluación, y evaluar la eficacia de la SCCDA (Cheng, 2013).

#### **6.7.7. Pruebas hidrostáticas:**

La prueba hidrostática o hidráulica indica que una vez se realiza esta prueba, y se detectan y eliminan los defectos que han fallado por encima de la máxima presión de operación (MOP), entonces se considera que la línea es segura para operar a la máxima presión de operación y a presiones inferiores. En función de las amenazas evaluadas mediante esta prueba, se puede también considerar una prueba de fugas. Este ensayo suele realizarse como prueba de post-construcción, antes de la puesta en marcha y después de que el ducto ha estado en servicio por un tiempo. En esta prueba se aplica presión interna mediante el llenado de la tubería con agua y aumento de la presión a un nivel específico por un tiempo determinado, en función de los criterios de diseño y servicio; además de usar agua, puede usarse petróleo líquido con una presión de vapor Reid inferior a 7 psi a según algunas condiciones específicas del ducto, y en algunos casos los operadores mezclan metanol con agua para minimizar la exposición del electrólito con la pared interior de la tubería; es importante realizar esta prueba según las características de la tubería (NACE International, 2009). Todos los sistemas de tuberías deben ser probados 1.5 veces su presión de diseño. La presión de prueba será la que indiquen los planos, si no estuviera indicada, la presión de prueba será de 250 psi, en el punto más alto del sistema. La presión de diseño de los sistemas de tuberías no será menor a 150 psi y deberá indicarse en los planos.

## 6.8. SOLDADURA EN TUBERÍAS DE GAS:

(Benites, 2011). [7] Los procedimientos de soldadura para tuberías de líneas de gasoductos se basan en los lineamientos de la norma API 1104. La cual es la norma utilizada en construcción de ductos, su campo de aplicación y sus alcances. En ella se establecen los criterios para la calificación de procedimientos de soldadura y soldadores. También establece los métodos de inspección en la construcción de ductos y los criterios de aceptación. También se emplea como base para los trabajos de soldadura en líneas de gas el código ASME B31.8 el cual es el código más utilizado para el diseño, operación, mantenimiento y reparación de ductos y tuberías de distribución y transmisión de gas natural. Factores de diseño, clases de localización, cálculo de tubos rectos, tensiones admisibles. ... Especificaciones de tubos y materiales aceptados por la sección. El personal que interviene en los trabajos de soldadura en tuberías de gasoductos necesita tener conocimiento del proceso de soldadura y deberá tener la total responsabilidad de la ejecución de los mismos.

### 6.8.1. Procedimiento específico de soldadura (ejemplo):

- **Proceso de soldadura:**

<b>Proceso de soldadura:</b>	SMAW – Shielded Metal Arc Welding
<b>Método de Aplicación:</b>	Manual

- **Metal base:**

<b>Metal Base:</b>	API 5L Grado B o ASTM A53 Gr. B
<b>Rango de espesor:</b>	Hasta 19.1 mm. Para junta a tope.
<b>Laminación:</b>	No requiere.

---

[7] Benites, E. (2011). *Manual De Mantenimiento Y. 117. www.petroperu.com.pe*



- **Metal de aporte, Diseño Junta:**

<b>Tubo Nuevo – Tubo Nuevo</b>	<b>Tubo Nuevo – Tubo Antiguo</b>	
Diseño de junta:	Ver Gráfica 2	Ver Gráfica 3
Ángulo del bisel:	30.0 + 5°	35.0 + 5°
Soldadura de respaldo:	No requiere.	No requiere.
Platina de respaldo:	No requiere.	No requiere.

- **Posición:**

<b>Posiciones permitidas:</b>	Vertical, horizontal. Plana, sobre cabeza – examinar en 6G la posición de las probetas para calificación de soldadores.
<b>Progresión</b>	Ascendente en todos los pases de soldadura.

- **Pre calentamiento y temperatura entre pases:**

Características eléctricas (Empalmes entre tuberías nuevas)

<b>Soldadura a tope</b>					
<b>Metal Aporte</b>		<b>Corriente</b>		<b>Depósito</b>	
<b>Pase</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Diám.</b>	<b>Amperios</b>	<b>Polaridad</b>	<b>Pulg/min</b>
Primero	E 6010	3.25 m	75 – 100	DCEP	9.5 – 10.5
Segundo	E 7010	4.00 m	100 – 110	DCEN	8.0 – 9.0
Tercero	E 7010	4.00 m	100 – 110	DCEN	5.0 – 6.0
Cuarto	E 7010	4.00 m	100 – 110	DCEN	5.0 – 6.0

Características eléctricas (Empalmes tuberías nuevas a tuberías antiguas)

<b>Soldadura a tope</b>					
<b>Metal Aporte</b>		<b>Corriente</b>		<b>Depósito</b>	
<b>Pase</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Diám.</b>	<b>Amperios</b>	<b>Polaridad</b>	<b>Pulg/min</b>
Primero	E 6010	3.25 m	95 – 120	DCEN	5.5 – 6.5
Segundo	E 7010	4.00 m	130 – 140	DCEN	5.0 – 6.0
Tercero	E 7010	4.00 m	130 – 140	DCEN	4.0 – 5.0
Cuarto	E 7010	4.00 m	130 – 140	DCEN	4.0 – 5.0

- **Tratamiento post-soldadura:**

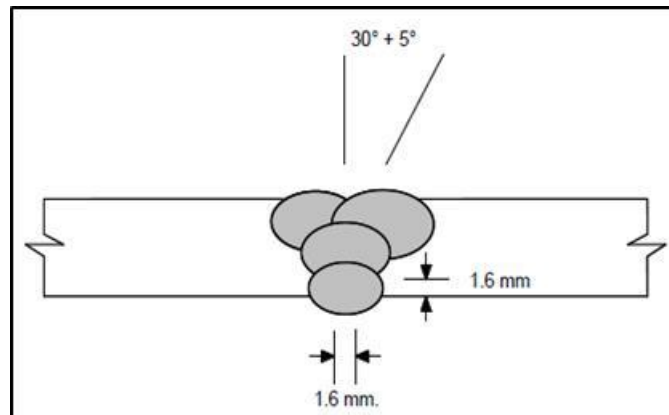
Tratamiento después de soldar:	No requiere.
--------------------------------	--------------

- **Tratamiento post-soldadura:**

<b>Recto u oscilante:</b>	Recto en pase de raíz. Oscilante en resto de pases.
<b>Limpieza inicial:</b>	Mecánica, la junta deberá estar libre de impurezas tales como grasas, pintura, óxido o cualquier otro contaminante, antes de iniciado el depósito del material de aporte

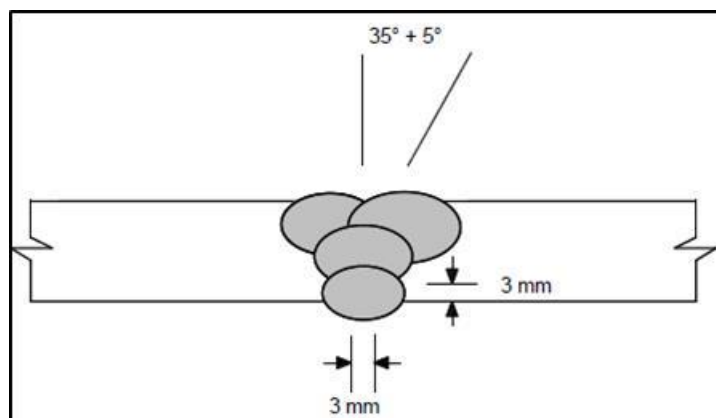
- **Diseño de junta soldada:**

*Gráfica N°: 2 Soldadura Tubería Nueva a Tubería Nueva*



*Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de oleoductos y gasoductos Petroperú 2012.*

*Gráfica N°: 3 Soldadura Tubería Nueva a Tubería Antigua.*



*Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de oleoductos y gasoductos Petroperú 2012.*

## 6.9. MÉTODOS DE LIMPIEZA EXTERNA EN TUBERÍAS DE GAS:

### 6.9.1. Procedimientos de limpieza:

- **Limpieza con solvente:** emplea solventes orgánicos para la disolución de los contaminantes, se realiza mediante inmersión en tanque, rociado, flujo de corriente sólida o condensación de vapor, y como disolvente emplea tricloroetileno, cloruro de metileno, tolueno o benceno. En el desengrasado el componente se dispone en una nube de vapor del solvente para su condensación sobre la superficie y disolución de contaminantes; posteriormente, se realiza un enjuague con solvente líquido. Entre las desventajas se encuentra, que puede dejar residuos del disolvente en la superficie, siendo requeridos procesos adicionales de limpieza; y además, genera un impacto ambiental.
- **Limpieza con emulsión:** emplea la acción física de la emulsión, puesto que las partículas de contaminantes se suspenden en el medio y se separan de la superficie; pueden ser soluciones basadas en solventes de agua o agua, como queroseno y agua con tensoactivo emulsionable.
- **Limpieza alcalina:** se basa en acciones físicas y químicas, y pueden contener agentes tensoactivos, secuestrantes, saponificantes, emulsionantes, quelantes y estabilizantes y extensores. Funciona cuando las partículas sólidas se atraen a la superficie rodeadas por agentes humectantes y se eliminan por flotación.
- **Limpieza electrolítica:** es similar a la limpieza alcalina, pero se impone corriente eléctrica para promover un gaseado y liberar la suciedad.
- **Limpieza con ácido:** suele usarse complementario a otros tipos de limpieza y se emplean para disolver óxidos.

- Limpieza por abrasión:** emplea pequeñas partículas, que se impulsan mediante una corriente de aire o chorro de agua que al entrar en contacto con la superficie elimina los contaminantes a causa del impacto causado. Este tipo de limpieza se emplea para remoción de incrustaciones y pintura;; para limpiar aceros sensibles a la fragilización por hidrógeno y preparación de adhesión de aceros inoxidables y titanio que se van a pintar. El granallado además de limpiar la superficie, induce esfuerzos de compresión a causa del impacto de la granalla sobre la superficie, lo cual aumenta la resistencia a la fatiga y alivia tensiones de tracción (ASM, 1994). En la tabla N° 9 se relaciona los grados de limpieza obtenidos por chorro abrasivo.

*Tabla N°: 9. Grados de limpieza de superficies que se logran con chorro abrasivo seco.*

SSPC	ISO	NACE	DESCRIPCIÓN
SP-5: Limpieza por Chorreado Abrasivo a Metal Blanco	Sa 3	1	Remover toda corrosión y contaminación visible, escama de laminación, pintura y cualquier material extraño hasta 100%.
SP-10: Limpieza por Chorreado Abrasivo a Metal Cercano al Blanco	Sa 2 1/2	2	Remover contaminantes hasta que un 95% de cada 9 pulgadas cuadradas (3 pulg. X 3 pulg.) esté libre de corrosión visible, escama de laminación, pintura y material extraño.
SP-6: Limpieza por Chorreado Abrasivo Comercial	Sa 2	3	Remover toda corrosión hasta que aproximadamente dos tercios de cada 9 pulgadas cuadradas (3" X 3") esté libre de todo residuo visible.
SP-14: Limpieza por Chorreado Abrasivo Industrial	--	8	Remover toda corrosión hasta que aproximadamente el 90% de cada 9 pulgadas cuadradas (3" X 3") esté libre de todo residuo visible.
SP-7: Limpieza por Chorreado Abrasivo a Ráfaga	Sa 1	4	Remover todo residuo, excepto escamas de laminación, óxido y pintura fuertemente adheridas.

*Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de oleoductos y gasoductos Petroperú 2012.*

- **Otros tipos de limpieza:** entre estos se encuentran la limpieza por ácido fosfórico, con baño de sales, ultrasonido, etc.; el uso de ácido fosfórico puede emplearse para limpieza y perfil de anclaje; la limpieza con baño de sales fundidas se usa en la eliminación de tierra, pinturas y escamas; la limpieza ultrasónica usa ondas de sonido a frecuencias elevadas. En la tabla N° 10 se relacionan los grados de limpieza de preparación de superficie.

*Tabla N°: 10. Métodos de preparación de superficies para revestimientos:*

SSPC – SP1:	Limpieza con Solventes.
SSPC – SP2:	Limpieza Manual.
SSPC – SP3:	Limpieza Mecánica.
SSPC – SP5/NACE 1:	Limpieza por Chorreado a Metal Blanco.
SSPC – SP6/NACE 3:	Limpieza por Chorreado Comercial.
SSPC – SP10/NACE 2:	Limpieza por Chorreado a Metal Cercano al Blanco.
SSPC – SP11:	Limpieza Mecánica a metal desnudo.
	Preparación de Superficie y Limpieza del Acero y Otros
SSPC – SP14/NACE 8:	Limpieza por Chorreado Industrial.
SSPC-TR 2/NACE 6G198	Limpieza por Chorreado Húmedo.

*Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de oleoductos y gasoductos Petroperú 2012.*

### **6.9.2. Preparación de superficie:**

La preparación de superficie depende de múltiples factores, uno de los principales es la condición de superficie a ser preparada, que se puede clasificar así:

- Superficie desnuda (sin recubrimiento): acero cubierto por escamas de laminado, contaminantes o herrumbre en sus distintos grados (A, B, C, D).
- Superficies de metal recubiertas: en este grupo se encuentran las superficies con rociado térmico y galvanizadas (en caliente, con zinc y con mezcla zinc-hierro).
- Superficies pintadas con imprimante desde prefabricación: superficie de acero que ha sido limpiada y recubierta con un imprimante de forma automática.
- Otras superficies con revestimiento: superficies que ya han sido revestidas (ISO 12944, 2017). En la tabla N° 11 se relacionan las preparaciones mínimas superficies.

*Tabla N°: 11. Preparación mínima de superficie.*

Recubrimiento	Preparación de superficie mínima
Aceite secante (Drying oil)	Limpieza con herramientas manuales o mecánicas (SSPC-SP2 o 3) <sup>(a)</sup>
Alquídico	Soplado comercial (SSPC-SP6)
Fenólicos oleoresinos	Soplado comercial (SSPC-SP6)
Coaltar	Soplado comercial (SSPC-SP6)
Asfáltico	Soplado comercial o casi blanco (SSPC-SP10 o 6)
Vinilo	Soplado comercial o casi blanco (SSPC-SP10 o 6)
Caucho clorado	Soplado comercial o casi blanco (SSPC-SP10 o 6)
Epóxico	Soplado comercial o casi blanco (SSPC-SP10 o 6) <sup>(b)</sup>
Coaltar epóxico	Soplado comercial o casi blanco (SSPC-SP10 o 6)
Uretano	Soplado comercial o casi blanco (SSPC-SP10 o 6)

*Fuente: Adaptado de (ASM, 1994).*

### **6.9.3. Inspección de superficie:**

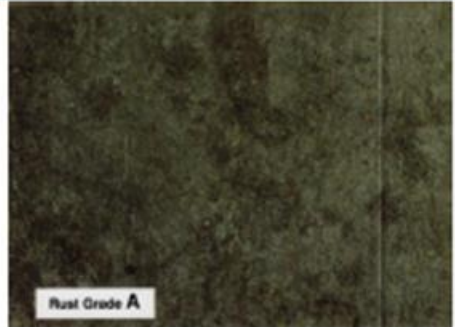
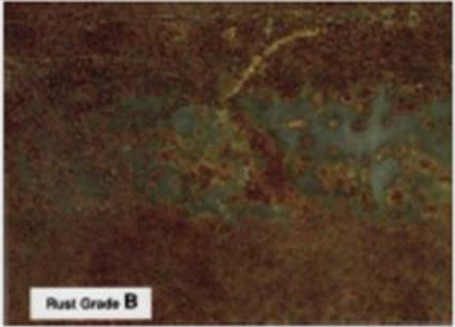
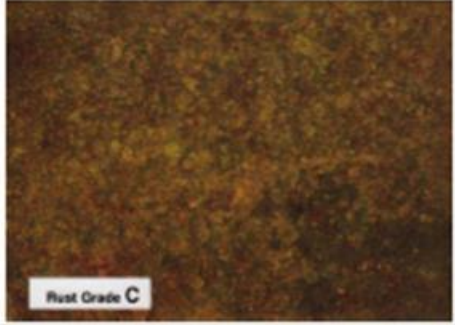

Para realizar la preparación adecuada de superficie, se debe establecer cuál es la condición inicial de la superficie.

Los trabajos de preparación de superficies están normalizados por varias asociaciones internacionales. Las normas definen la terminación deseada o sea el grado de granallado a alcanzar. Algunas normas son de comparación visual utilizando probetas de acero, discos comparadores o fotografías y otras normas solo son escritas. Todas ellas están sujetas a un vasto grado de interpretación y aplicación de las especificaciones dadas por los usuarios, inspectores, aplicadores y otros.

Grados de oxidación para superficies nuevas o no recubiertas:

- Los grados de herrumbre para superficies nuevas o no recubiertas según SSPC VIS1 se describen a continuación en la gráfica N° 4:

Gráfica N°: 4. Grados de Oxidación en superficies.

Grado de oxidación	Fotografía	Descripción
A		<p>Acero que presenta en la totalidad de la superficie incrustaciones de laminación adherentes y herrumbre no visible o muy poca</p>
B		<p>Acero con incrustaciones de laminación y herrumbre en su superficie</p>
C		<p>Acero con herrumbre en la totalidad de su superficie y picaduras que pueden ser visibles</p>
D		<p>Acero con herrumbre en toda la superficie y picaduras visibles</p>

Fuente:(SSPC, 2002) (NACE International, s.f.).

## 6.10. RECUBRIMIENTOS EN TUBERÍAS DE GAS:

Los recubrimientos de protección anticorrosiva utilizados en tuberías aéreas y enterradas cuyos componentes deben tener las siguientes características:

- Disminuir los efectos de la corrosión.
- Tener una buena adherencia con la superficie metálica, evitando la migración de la humedad bajo el recubrimiento.
- Tener la capacidad para resistir los manejos durante el transporte e instalación del tubo, así como las deformaciones durante la operación del ducto.
- Tener propiedades compatibles con cualquier protección catódica complementaria.
- Tener suficiente ductilidad para resistir el agrietamiento.
- Ver (anexo) estándar de ingeniería: Sistemas de Revestimiento Tipo Cinta para Tuberías Enterradas y Sistema de Pintura Epoxy Amina Cicloalifática para oleoductos y gasoductos enterrados.

Los recubrimientos pueden definirse como mezcla heterogénea de componentes, que después de aplicados sobre la superficie a proteger, se seca formando una película continua sobre el sustrato. Las pinturas pueden clasificarse según sus fines: decorativos, industriales, para suelos y de protección industrial (Calvo, 2011). También pueden clasificarse según el tipo de componentes orgánicos e inorgánicos, tipo de sistema a emplear (monocapa o multicapa), tipo de mecanismo formador de película, entre otros. En la clasificación de recubrimientos orgánicos (obtenidos a partir del petróleo y sus derivados), inorgánicos y metálicos se encuentran los siguientes recubrimientos según la tabla N° 12:

*Tabla N°: 12. Clasificación de recubrimientos.*

Recubrimientos metálicos	Recubrimientos orgánicos	Recubrimientos inorgánicos
Galvanoplastia	Vinílicos	Anodizado
Galvanización en caliente	Acrílicos	Película de cromato
Zinc electrolítico	Epóxicos	Recubrimientos de fosfato
Galvanizado (zinc, hierro-zinc, zinc-níquel)	Poliuretanos	Nitruración
Aluminio		Películas pasivas naturales de aceros inoxidables austeníticos y endurecibles, que algunas veces se forman por inmersión en soluciones de dicromato y acuosa de ácido nítrico.
Aluminio-zinc		
Mischmetal zinc-aluminio		
Laminado en frío (cold-rolled)		
Estañado		
Zincrometal		

*Fuente: basado en (Pierre R, 1999).*



### **6.10.1. Sistemas de recubrimiento:**

Los sistemas de recubrimientos típicos son monocapa, multicapa del mismo tipo y multicapa de diferentes tipos.

- Sistemas de una capa
- Sistema multicapa del mismo tipo genérico
- Sistemas multicapa de diferentes tipos
- Primers o imprimantes

### **6.10.2. Selección del recubrimiento:**

Las principales características que deben tenerse en cuenta en el momento de seleccionar el recubrimiento son:

- Composición química y propiedades físicas.
- Resultados de pruebas de exposición.
- Resultados de pruebas de rendimiento acelerado.
- Rendimiento genérico del recubrimiento en ambientes parecidos.
- Compatibilidad del recubrimiento con las condiciones de servicio y superficie.

Otras características relativas al recubrimiento son:

- Facilidad de aplicación.
- Fechas de fabricación y fabricantes a causa de características de aplicación diferentes.
- Mano de obra calificada.
- Socialización de características y especificaciones (NACE, s.f.).

Hay una serie de características que debe conocerse para realizar una selección adecuada del sistema de recubrimientos; entre estas se encuentran:

Medio ambiente reinante en el área (clasificación de ambientes): se refiere al clima predominante que comprende: temperatura, humedad, periodicidad de lluvias, proximidad del mar, etc. (Sika, 2015)

Se puede realizar una clasificación de ambientes según la norma UNE-EN ISO 12944, la cual presenta seis categorías de corrosividad, desde muy baja hasta muy alta en ambiente

industrial y muy alta en ambiente marino. Esta norma indica que la corrosión metálica es función de la corrosividad de las atmosferas y considera aspectos como: el clima, el ambiente, el tipo de atmósfera (rural, urbana, industrial y marina) y otros aspectos; con el fin de determinar alternativas de solución contra la corrosión específicas a cada zona.

La clasificación de la corrosividad debe realizarse según el ambiente circundante de la estructura o microclima, puesto que es más importante en el control de la corrosión.

#### **6.10.3. Aplicación del recubrimiento:**

Actualmente hay varios métodos para aplicar recubrimientos, dentro de los que se encuentran: la brocha, el rodillo y los equipos de aspersión con aire y sin aire; cada método posee unas características específicas, ventajas, desventajas y limitaciones las cuales deben tenerse en cuenta en función de las necesidades específicas de los sistemas a recubrir, además de las razones operativas y ventajas económicas que brinda cada método (PSM-DUPONT, 2016).

#### **6.10.4. Control de calidad en la aplicación de recubrimientos:**

La tabla N° 13 nos hace referencia a la calidad final del recubrimiento evita la presencia de fallas prematuras y por ende de la realización de reparaciones de alto costo causadas por recubrimientos muy delgados o demasiado gruesos también permite la detección y remediación oportuna de discontinuidades y hoyos o poros, que es esencial en componentes sometidos a condiciones críticas como inmersión (NACE International, s.f.). En el control de calidad se deben tener en cuenta los siguientes aspectos (TEKNOS, 2012):

- Personal: la capacitación y calificación del personal participante es un factor clave, dado que el trabajo requiere ser minucioso y de excelente calidad.
- Estructuras de acero: debe verificarse los requisitos de fabricación estructural bajo norma ISO 12944 parte 3, el grado de oxidación se revisa empleando la norma ISO 8501 (grados A, B o C) y acabados de calidad (bordes y soldaduras).
- Preparación de superficies: las superficies deben limpiarse según normas especificadas al grado de preparación requerido y para ello, debe emplearse los equipos y materiales en buenas condiciones.

- Condiciones: durante la preparación de superficie y aplicación del recubrimiento deben monitorearse las condiciones ambientales para comprobar que se cumplen las condiciones especificadas.
- Métodos de aplicación, herramientas e implementos: los métodos, procedimientos, herramientas y equipos además de encontrarse en óptimas condiciones, no deben afectar al medioambiente.
- Sustancias usadas en recubrimientos: solo deben emplearse recubrimientos y diluyentes especificados, los cuales deben estar almacenados adecuadamente se debe contar con la cantidad suficiente y hojas de datos de seguridad.
- Aplicación: es necesario seguir la especificación y se requiere que los aplicadores conozcan el uso y hojas de datos de seguridad de los materiales.
- Recubrimiento terminado: al finalizar el curado de la película se verifica que cumpla con las condiciones requeridas, ausencia de discontinuidades (flacidez, cráteres, poros, grietas, polvo pulverizado, etc.), brillo, color y espesor de película

*Tabla N°: 13. Instrumentos para control de calidad en recubrimientos de tuberías.*

Nombre	Descripción
<b>Instrumentos de prueba destructiva<sup>1</sup></b>	
Medidor de inspección de pintura (medidor Tooke)	Mide espesor del recubrimiento.
Probador de adhesión	Mide adhesión del recubrimiento.
<b>Instrumentos de prueba no destructiva</b>	
Medidores de espesor de película húmeda	El medidor de espesor más común es el medidor de peine.
Medidores de espesor de película seca	Incluyen medidores magnéticos de atracción y de sonda fija. A los medidores de atracción magnética pertenecen el medidor tipo dial y el medidor de atracción tipo lápiz. En los medidores magnéticos de presión constante se encuentran el medidor de sonda dual y de sonda única.
Detectores de discontinuidades (HOLIDAYS)	Detector de corriente directa de bajo voltaje (esponja húmeda). Detector de corriente directa de alto voltaje. Detector de corriente alterna de alto voltaje. <i>En el estándar ASTM G62 se describen los métodos estándar para detectar holiday en ductos; siendo los holidays definidos como pequeñas fallas o agujeros que permiten que la corriente drene a través del recubrimiento protector en tuberías de acero.</i>

*Fuente: Adaptado de (NACE International, s.f.)*

#### **6.10.5. Tiempo máximo para aplicar el recubrimiento:**

Una vez alcanzado el grado de limpieza y el perfil de anclaje, la aplicación del recubrimiento no debe exceder más de 4 horas cuando la superficie se encuentre en ambiente seco; si el ambiente es húmedo, el recubrimiento se debe aplicar en el tiempo mínimo posible, dado que a mayor humedad, más rápido se oxida la superficie; ante una humedad relativa mayor a 85%, no se debe continuar con los trabajos de limpieza. No se debe efectuar ningún trabajo de limpieza de superficie con chorro abrasivo seco y aplicación de recubrimientos, si la temperatura de la misma no se encuentra por lo menos 3° C por encima del punto de rocío. La superficie limpiada no deberá contaminarse con suciedad, polvo, partículas metálicas, aceite, agua o con cualquier otro material extraño que pudiera provenir de los sistemas de transporte o manipuleo del material.

#### **6.11. MÉTODOS DE REPARACIÓN EN TUBERÍAS DE GAS:**

(Benites, 2011) [7] La industria ofrece diversos procedimientos de reparación para líneas de gasoductos tales como, cambio de tramos de tubería, instalación de camisas tipo B soldadas, instalación de grapas apernadas (Split sleeve), instalación de cintas como Wax Tape o cinta de cera, cinta Polyken, cinta polyguard, y la cinta en fibra de Clock Spring NRI. A continuación se describen brevemente cada uno de los anteriores métodos de reparación de tuberías.

##### **6.11.1. Instalación de camisas tipo B soldadas:**

###### **Reparaciones temporales:**

- Para reparaciones temporarias incluyendo “On stream” puede utilizarse una camisa (sleeve) que rodee a todo el tubo diseñada por el ingeniero en tuberías. Grietas longitudinales no deben repararse de esta forma a menos que el ingeniero en

[7] Benites, E. (2011). *Manual De Mantenimiento Y*. 117. [www.petroperu.com.pe](http://www.petroperu.com.pe)

Tuberías determine que no se propagarán Si la reparación es localizada, por ejemplo sobre un área con picaduras o un agujero y la tensión de fluencia mínima especificada (SMYS) no supera 40000psi (276MPa). Puede realizarse una reparación con una cupla o parche soldados con filete. El material de la reparación debe ser compatible con el material a reparar. Pérdidas menores pueden ser reparadas utilizando algún elemento que las encierre siempre que el espesor remanente en la zona de la soldadura de este elemento al tubo sea suficiente y el material del tubo pueda soportar la soldadura sin daños posteriores. Las reparaciones temporales deben ser eliminadas y reemplazadas por reparaciones permanentes en la próxima oportunidad en que el mantenimiento lo permita. Pueden quedar por más tiempo si son aprobadas y documentadas por el ingeniero en tuberías. Las fotografías 8 y 9 muestran el proceso y resultado de la instalación de una camisa de refuerzo sobre tuberías que transportan hidrocarburos.

#### **Reparaciones permanentes:**

- Reparación de defectos puede ser realizada preparando la zona con un bisel/ranura en U o V con la profundidad y largo de acuerdo a lo que requiera el defecto a reparar y efectuando un relleno con material de soldadura depositado de acuerdo a máxima presión admisible de trabajo. El espesor en áreas corroídas puede ser restaurado mediante soldadura depositada. Irregularidades superficiales y contaminación deben ser eliminadas antes de efectuar la deposición de soldadura. Los ensayos no destructivos (END), e inspección deben ser fijados en los procedimientos de reparación. Si es posible retirar de servicio la tubería, los defectos eliminarse cortando un sector de tubería o reemplazando accesorios. Parches insertados (a ras) pueden ser utilizados para reparar áreas corroídas si los siguientes requerimientos son cumplidos:
  1. Se realizan juntas de penetración total.
  2. Para servicios clases 1 y 2 se Radiografía 100% ó UT con método aprobado por el inspector.
  3. Los parches pueden tener cualquier perfil pero deben tener un radio mínimo de 1 in (25mm) en las esquinas.

*Fotografía N°: 8. Instalación de camisa soldada a tuberías de oleoductos y gasoductos.*



*Fuente: <https://www.youtube.com>*

*Fotografía N°: 9. Camisa soldada en tuberías de oleoductos y gasoductos.*

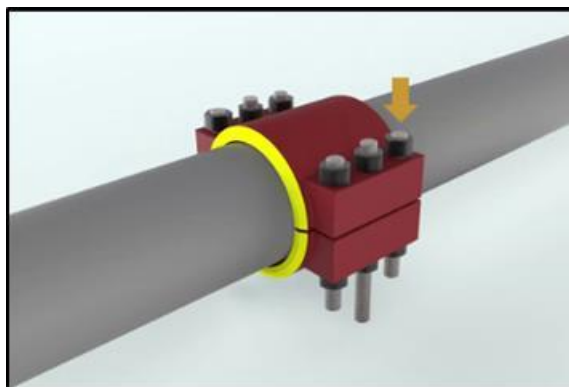


*Fuente: API standard 1160.*

### 6.11.2. Instalación de grapas apernadas (Split sleeve):

Reparaciones temporarias de áreas con disminución de espesor o con defectos circunferenciales puede ser realizada colocando una camisa /abrazadera (clamp) atornillada, Reparaciones no metálicas compuesta, combinación de abrazaderas metálicas y epoxi u otro método. En el diseño de estas reparaciones debe considerarse las cargas axiales que deben soportar y los posibles efectos sobre el tubo a reparar. El procedimiento puede incluir inyección de selladores. Debe considerarse su influencia sobre el proceso y otros elementos mecánicos. Cuando sea apropiado los elementos agregados deben ser eliminados y la integridad de la tubería debe ser restaurada. La gráfica N° 5 y la fotografía N° 10 representan una grapa apernada instalada a la tubería de transporte de crudo o gas.

*Gráfica N°: 5. Grapa apernada sobre tubería de gas.*



*Fuente: Split Sleeve Installation for pipeline repairs by PLIDCO.*

*Fotografía N°: 10. Grapa apernada (Split sleeve) sobre tubería de gas.*



*Fuente: Split Sleeve Installation for pipeline repairs by PLIDCO.*

### **6.11.3. Instalación de cintas Wax Tape:**

Estas cintas utilizan cera microcristalina y considerablemente gruesas, sin relleno. Esto significa que se ajustan a todos los accesorios irregulares proporcionando una excelente protección. Su uso es en la aplicación sobre superficies metálicas soterradas, tuberías o accesorios para evitar la corrosión. Ver fotografía N° 11.

#### **Procedimiento de Aplicación:**

- Mediante el uso de cepillos de alambre para limpiar raspando la superficie, para quitar la suciedad y herrumbre suelto. Aplicar una fina capa de Imprimador. Si la superficie está mojada, fría u oxidada, frotar y aplicar el Imprimador para desplazar la humedad y garantizar la adherencia. Luego colocar la cinta # 1 o # 2 dejando una superposición de 1” pulgada. Un tubos rectos, se aplica una ligera tensión para asegurar el contacto con la superficie. Sobre superficies irregulares, dejar resto para que la cinta se amolde a la misma

#### **Ventajas:**

- Ideal donde no es posible una gran preparación de la superficie
- Se adapta a formas irregulares
- No necesita tiempo de secado o curado antes de rellenar.
- Puede ser aplicado sobre superficies húmedas
- No Tóxico, No inflamable, no cancerígeno, sin componentes orgánicos volátiles.

*Fotografía N°: 11. Instalación de la cinta Wax Tape.*



*Fuente: [http://reptechcol.blogspot.com/2013/05/informe-recubrimiento-para-proteccion\\_30.html](http://reptechcol.blogspot.com/2013/05/informe-recubrimiento-para-proteccion_30.html).*



#### 6.11.4. Instalación de cintas Polyken:

Descripción del sistema en la marca Polyken con Imprimante:

- **Líquido Adhesivo (Primer) 1027 Polyken:** diseñado para producir una superficie de contacto uniformemente lisa que permita obtener una gran adherencia entre el sistema de revestimiento y la tubería. Contiene inhibidores de corrosión por esfuerzos.
- **Cinta Polyken 980:** es una cinta de interior de polietileno de propiedades anticorrosivas, diseñada para asegurar adherencia y características de conformabilidad.
- **Cinta Polyken 955:** Es una cinta exterior de polietileno de protección mecánica que logra una adherencia completa con la capa interior Polyken 980.

Materiales Marca Polyken: Ver tabla N° 14 y fotografía N° 12.

*Tabla N°: 14. Esquema de recubrimiento con materiales Polyken.*

Capas	Descripción	Espesor Total	Temp. Máx.	Color
Primera	Liquid Adhesive Primer 1027.	N/A	100°C	Negro
Segunda	Polyken 980-20 color Negro.	20 mils	66°C	Blanco
Tercera	Polyken 955-20 color Blanco.	30 mils	85°C	Negro

*Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de oleoductos y gasoductos Petroperú 2012.*

*Fotografía N°: 12. Instalación de cintas Polyken.*



*Fuente: <http://anticorrosivetape.es.buy.himfr.com/pz65ba00e-denso-pipeline-anti-corrosive-pipe-wrap-tape-xunda-t-200-with-pe-backing.htm>.*

### 6.11.5. Instalación de cintas Polyguard:

Este tipo de recubrimiento de reparación de líneas de gas, no debe aplicarse para tuberías enterradas que deban llevar protección catódica a fin de evitar el apantallamiento o shielding conforme lo establecen los códigos vigentes: ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids y el D.S. 081-2007-EM Nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Conforme a la información técnica y a diversas pruebas realizadas internacionalmente, el sistema Polyguard, hasta donde se conoce, es el único sistema tipo cinta aplicado en campo, y de buena performance compatible con protección catódica. Ver (fotografía N° 13 y tabla N° 15).

#### Descripción del Polyguard:

- **Líquido Adhesivo Polyguard 600:** es un material con base de caucho de secado rápido en una solución de disolvente.
- **Revestimiento Polyguard RD-6:** es un revestimiento de tela reforzada para protección de tuberías que se aplica sobre el adhesivo líquido. El material primario resistente al agua es un revestimiento de alquitrán recubierto de caucho. Adherida a la superficie exterior de este revestimiento hay una tela muy resistente de geotextil de poliolefina. La tela proporciona resistencia mecánica al sistema de revestimiento.

#### Materiales Marca Polyguard:

*Tabla N°: 15. Esquema de recubrimiento con materiales Polyguard.*

Capas	Descripción	Espesor Total	Temp.Máx.	Color
Primera	Adhesivo Líquido Polyguard 600.	N/A	100°C	Negro
Segunda	Revestimiento Polyguard RD-6.	50 mils	65°C	Blanco

*Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de oleoductos y gasoductos Petroperú 2012.*

**Fotografía N°: 13 Instalación de cintas Polyguard.**



*Fuente: <http://www.teresopolis.com.pe/petroperu>.*

#### **6.11.6. Instalación de cintas en fibra de vidrio Clock Spring:**

Son usadas como refuerzo y alternativas de reparación para defectos que a un no presentan fuga. La reparación compuesta por la cinta Clock Spring y el sistema de refuerzo están diseñados exclusivamente para tuberías de transmisión de alta presión. Este sistema está compuesto por una bobina de vidrio unidireccional pretensado, un material de relleno de alto módulo y un adhesivo de metacrilato de metilo de alta resistencia al cizallamiento, se ha comprobado que es de 8,000 psi y tiene una vida útil de más de 50 años. Cada bobina Clock Spring está compuesta de 8 capas, lo que proporciona una reparación con una presión de falla más alta que la tubería original. Diseñada para reforzar estructuralmente y restaurar permanentemente las anomalías externas a su estado original, la funda Clock Spring puede reparar una amplia gama de daños mecánicos y defectos de fábrica y puede restaurar a toda su fuerza una tubería con hasta un 80% de pérdida de pared.

#### **Características de la cinta Clock Spring:**

- Hecho de durables fibras de vidrio pretensado
- Clasificado para adaptarse a diámetros de tubería estándar
- Diseñado con una forma única "envolvente"
- Disponible en kits de 4 a 56 pulgadas de diámetro
- Se puede instalar bajo el agua
- Disponible en un sistema de alta temperatura.
- Cumple con los estándares de códigos de reparación reconocidos internacionalmente
- Es un sistema de reparación de 50 años aceptado por el DOT para tuberías de transmisión de alta presión.
- Cumple con ASME PCC-2 e ISO 24817

#### **Ventajas de la cinta Clock Spring:**

- Se instala sin interrumpir las operaciones.
- Una hora para rellenar desde la instalación
- Mejora la seguridad a corto y largo plazo
- El sistema de banda de marcado repara
- visible para las herramientas de inspección en línea mediante marcadores

- Sin riesgos ambientales.
- No hay herramientas especiales para instalar
- No hay trabajo caliente
- No levantar objetos pesados
- No requieren procesos de soldadura.
- El costo global de la técnica es + económico que el de las Sleeves tipo A.
- Las reparaciones no pueden ser vistas por la herramienta ILLI, a menos que se le coloquen marcadores tales como bandas de acero para que esta herramienta las registre.

### **Aplicaciones de la cinta Clock Spring:**

- Tuberías de transmisión: reparación permanente comprobada
- Gran diámetro y acceso limitado <0.5 "
- Curvas y soldaduras de circunferencia
- Tubería de proceso: productos químicos, petróleo, gases, agua y vapor, en la fotografía N° 14 se muestra el proceso de instalación de este refuerzo sobre tuberías.

*Fotografía N°: 14. Instalación de la cinta Clock Spring.*



*Fuente: <https://www.cs-nri.com/product/clock-spring>*

## 7. METODOLOGÍA

El desarrollo de esta investigación seguirá los pasos en orden cronológico de acuerdo a la ejecución del proyecto. Los cuales se enuncian a continuación:

1. Estudio de análisis de riesgo, y respectivo informe elaborado por la compañía ROSEN, la cual realizó la corrida de la herramienta ILI-MFL a través de la tubería del gasoducto propiedad de la empresa Transportadora Internacional de Gas TGI.
2. Adjudicación del contrato y designación de la empresa contratista para realizar el mantenimiento de la línea de gasoducto mediante cambio de recubrimiento e instalación de la cinta de refuerzo Clock Spring.
3. Negociaciones y solicitud de permisos para ingreso a predios e intervención del derecho del vía del gasoducto.
4. Gestión HSE.
5. Movilización de personal, herramientas, equipos y demás.
6. Localización y replanteo de las áreas a intervenir.
7. Realización de apiques para la investigación de la ubicación real de la tubería.
8. Descapote o retiro de la capa vegetal de la zona sobre el derecho de vía a intervenir.
9. Trabajos de excavación en las zonas o paquetes donde se realizará el mantenimiento a la línea de gas.
10. Instalación de cercas para resguardo y aislamiento de las áreas a intervenir.
11. Trabajos de limpieza a la tubería del gasoducto.
12. Inspección y valoración mecánica de las anomalías (corrosión) encontradas en el cuerpo del ducto.
13. Cambio de recubrimiento aplicación (nueva pintura) a la tubería.
14. Instalación de cintas de refuerzo a la línea de flujo de gas.
15. Controles de calidad de los trabajos de mantenimiento ejecutados.
16. Relleno y compactación de las áreas excavadas.
17. Revegetalización de las áreas intervenidas.
18. Actas de cobro cantidades de obra ejecutada
19. Elaboración de informes finales documentos Dossier.

## 7.1. ESTUDIO DE ANÁLISIS DE RIESGO:

El estudio de análisis de riesgo y respectivo informe elaborado por la compañía ROSEN, la cual realizó la corrida de la herramienta ILI-MFL a través de la tubería del gasoducto propiedad de la empresa Transportadora Internacional de Gas TGI.

### 7.1.1. Información Paquetes de Excavación:

En el gasoducto de 12 pulgadas de diámetro x 88.8 km desde “Gualanday” hasta “Guasimal” fue inspeccionado con el RoCorr MFL-A equipado con la Unidad para Mapeo de Alta Resolución de la Trayectoria de la Tubería, con el objetivo de detectar, localizar y dimensionar anomalías de diámetro interno, anomalías de pérdida de metal (tales como corrosión interna y externa) y anomalías de manufactura. Como resultado de la inspección se encontraron anomalías con pérdida de espesor por corrosión Interna cuyos datos se muestran en la siguiente tabla. (Ejemplo de la información de cada paquete o sitio de intervención del gasoducto).

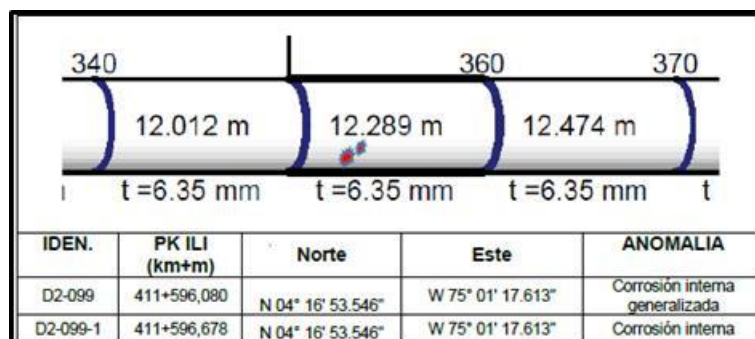
Tabla N°: 16 Inspección de línea MFL Gualanday- Guasimal en el KM 411+596 TGI

ABCISA	Distancia de registro	Posición horaria	Dis. Sold. aguas arriba	Dis. Sold. aguas abajo	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Prof. (%)	Latitud	Longitud
411+596,080	196,080	04:41	-3.348	8.941	1344	43	24	04° 16' 53.546"	75° 01' 17.613"
411+596,678	196,678	04:49	-3,95	8.34	114	26	24	04° 16' 53.546"	75° 01' 17.613"

Fuente: <https://www.tgi.com.co>.

En las coordenadas relacionadas en la **tabla N°17** se evidencian anomalía interna con pérdida de espesor 24 % la cual requieren realizar validación directa por inspección visual y Ensayos No Destructivos a fin de identificar la criticidad real de anomalía y determinar el tipo de reparación a efectuar. La ilustración N° 4 muestra la representación de la ubicación de las anomalías.

Ilustración N° 4: Representación gráfica de la ubicación de las anomalías del paquete de excavación.



Fuente: <https://www.tgi.com.co>.

### 7.1.2. Ubicación Geográfica:

La zona de ubicación según ilustración N° 5 las anomalías anteriormente relacionadas se encuentran en el tramo Gualanday - Guasimal, línea de 12" y cuya información se muestra a continuación:

Ilustración N° 5: Ejemplo de ubicación geográfica de un paquete de excavación.



Fuente: <https://www.tgi.com.co>.

### 7.1.2. Ubicación en Campo:

El Contratista suministrará el equipo de localización de tubería, un equipo GPS para la georeferenciación, cintas métricas y demás equipo e instrumentos requeridos para localización. En las obras de Localización tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Contar con un equipo de localización de tubería y debe ser 980 XT Metrotech o similar
- GPS y debe ser de precisión submétrica.

Se recomienda realizar los siguientes pasos:

- Ubicar la zona donde se realizara la excavación mediante la identificación de puntos de referencias como carretables, quebradas, ríos, casas y Postes Kilómetros que verifican la zona a trabajar.

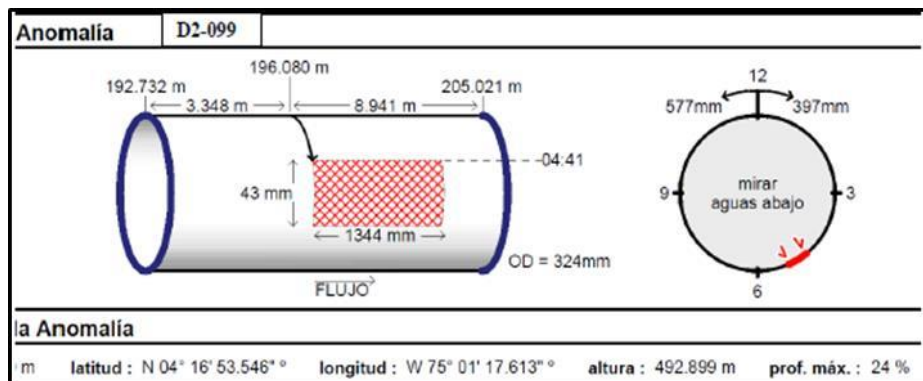
- Con el equipo de sistema de posicionamiento (GPS) se procede a localizar la coordenada de la anomalía referida. Esta localización debe ir acompañada del uso del equipo de detección de tubería enterrada.
- Luego se debe ubicar las referencias más cercanas bien sea aguas arriba o aguas abajo del sitio de la anomalía (Mojones de referencia o AGM, válvulas u otra referencia). A partir de estos puntos se van a realizar las distancias a cadena pisada hacia la soldadura de referencia o soldadura aguas arriba del tubo donde se encuentra la anomalía a inspeccionar. Este recorrido de cadena pisada se debe realizar en ayuda del equipo detector de tubería. Se debe corroborar el punto localizado con cadena pisada con el GPS.
- Una vez localizado e identificado el punto donde se encuentra la anomalía entonces realizar el apique manual de inspección y verificación.

### 7.1.3. Información para la Localización de Anomalías:

En la ilustración N° 6 se muestran el gráfico de referencia de anomalía relacionada en la hoja de excavación que viene como anexos en este paquete.

Se debe realizar proceso de caracterización, de acuerdo a las especificaciones técnicas determinando si existe algún tipo de interacción entre las anomalías relacionadas en este paquete o con anomalías adicionales que se puedan encontrar cercanas.

Ilustración N° 6: Información detallada de las anomalías a intervenir.



Fuente: <https://www.tgi.com.co>.



#### 7.1.4. Datos de Tramo a Intervenir:

En la siguiente tabla N° 18 se muestran los datos de la línea a intervenir:

Tabla N°: 17: Datos tubería a intervenir.

diámetro nominal	12 pulgadas
tipo de tubo	costura longitudinal
Grado	API 5L X60
espesor nominal	6.35 mm / 7.14 mm / 8.74 mm / 12.70 mm
MAOP*	1,183 PSI
presión de diseño*	1,897 PSI
SMYS	60,000 PSI
SUTS	75,000 PSI
longitud	88.8 km
año de construcción	1981
producto manejado	gas
historial de inspección	ROSEN ILI en 2004 y en 2009

Fuente: <https://www.tgi.com.co>.

#### 7.1.5. Requerimientos para Validación Directa de Anomalía:

Se debe realizar inspección visual al 100% de la tubería excavada en búsqueda de daños en el recubrimiento, fenómenos de corrosión externa asociados y descartar posibles daños mecánicos inducidos durante los trabajos de excavación si se evidencia alguna anomalía adicional a la que se está validando, se debe de igual manera evaluar con el estándar aplicable. Se deben tomar fotografías de diferentes ángulos de la excavación.

- Inspección con END
- Ultrasonido SCAN A, B y C
- Para la esta validación se requiere equipo de ultrasonido convencional para medición del espesor real, ultrasonido scan B y Ultrasonidos Scan C.
- Teniendo en cuenta la hoja de excavación y con la certeza de que se identificó el tubo donde se encuentra la anomalía referenciar con soldadura aguas arriba el inicio de defecto (Corrosión interna) con ayuda de ultrasonido Scan B identificar el área afectada. Una vez identificada el área afectada se realiza barrido sobre la zona con pérdida de espesor con ultrasonido Scan C.

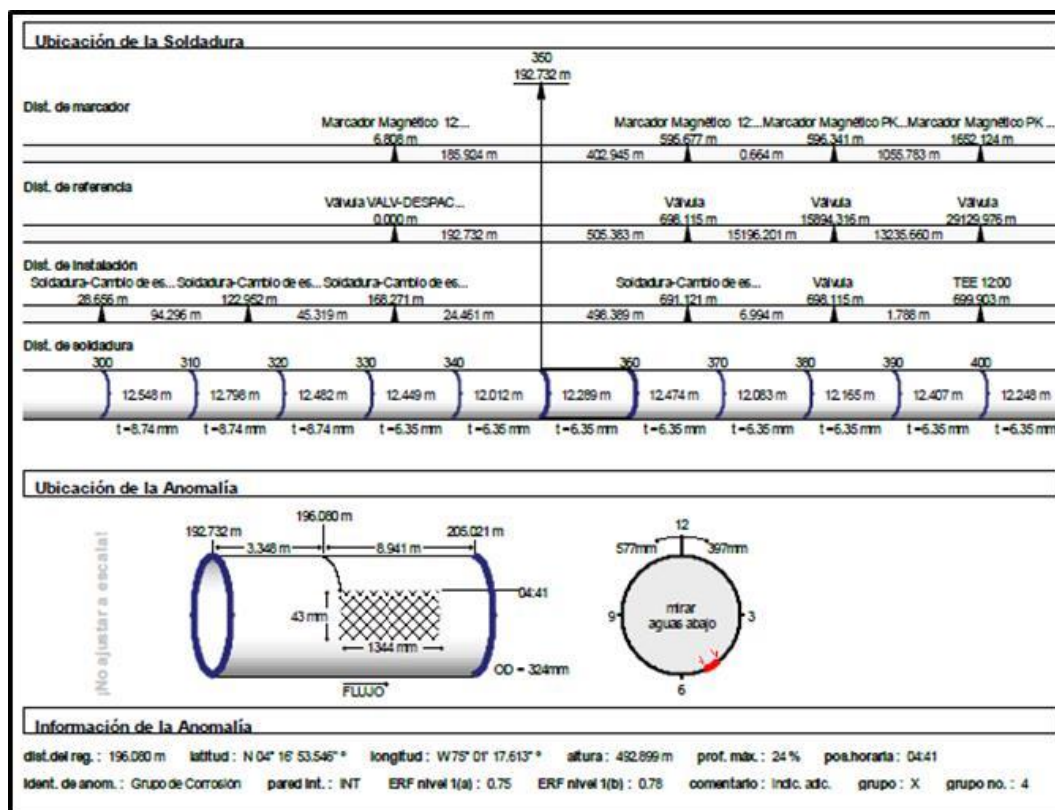
### 7.1.6. Personal y Equipos de Medición:

- El personal que realice la inspección debe estar calificado como nivel II en las técnicas a aplicar de acuerdo con ASNT-TC-1A.
- Nota: Antes de iniciar las actividades de inspección se debe realizar verificación de certificados de calibración de los instrumentos de medición usados para caracterización y evaluación de anomalía, al igual que los certificados

### 7.1.7. Resultados de Inspección:

Una vez realizada la inspección, caracterización y evaluación de las anomalías los inspectores deben diligenciar los formatos de excavación, caracterización de las anomalías y la hoja de cálculo con los resultados obtenidos determinar la criticidad del defecto y establecer el tipo de reparación recomendada. Ver ilustración N° 7.

Ilustración N° 7: Información general de la tubería a intervenir.



Fuente: <https://www.tgi.com.co>.

## 7.2. ADJUDICACIÓN DEL CONTRATO EMPRESA CONTRATISTA:

Según la ilustración N° 18, la empresa TGI, por ser una empresa con capital público, realiza una licitación pública para que las posibles empresas oferentes se presenten al proceso y den a conocer sus ofertas comerciales, de este proceso se adjudica la empresa que mejor garantías ofrezca al proceso y de esta forma se adjudica el contrato de mantenimiento del gasoducto. La licitación Pública es un procedimiento administrativo de preparación de la voluntad contractual, por el que un ente público en ejercicio de la función administrativa invita a los interesados para que, sujetándose a las bases fijadas en el pliego de condiciones, formulen propuestas de entre las cuales seleccionara la más conveniente. Cuando es necesario comprar, arrendar bienes y servicios o contratar obra pública, existen leyes que obligan a los entes gubernamentales a seguir un proceso legalmente definido por el derecho administrativo.

Ilustración N° 8: Ejemplo información general del contrato.

Sección A: INFORMACIÓN GENERAL DEL CONTRATO	
<b>INFORMACIÓN DEL CONTRATO</b>	
Número del CONTRATO	: 751097
Objeto	: Suministro e instalación de cintas de refuerzo mecánico y reparaciones de revestimiento para el restablecimiento de la integridad mecánica de las tuberías en servicio que lo requieran con base en el plan de manejo de integridad de TGI S.A. ESP, para diámetros mayores a 6" y hasta 14".
Valor del CONTRATO	: Valor total para obra de hasta VEINTIDÓS MIL CUATROCIENTOS DIECIOCHO MILLONES CUATROCIENTOS CINCUENTA Y DOS MIL QUINIENTOS NOVENTA PESOS COLOMBIANOS (COP 22.418.452.590) más IVA aplicable y un valor total para suministros de hasta CUATROCIENTOS NUEVE MIL SETECIENTOS NOVENTA Y UN DOLARES ESTADOUNIDENSES (USD 409.791) más IVA aplicable.
Plazo del CONTRATO	: Dieciocho (18) meses o hasta agotar los recursos, lo primero que ocurra, contados a partir de la suscripción del Acta de inicio del Contrato
<b>INFORMACIÓN DE LA EMPRESA</b>	
Razón Social	: TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP.
Identificación Tributaria	: NIT: 800.134.459-7
Apoderado	: PAULO ERNESTO BACCI TRESPALACIOS
Identificación	: C.C. 9.142.899
Dirección	: Carrera 9 No. 73 - 44
Ciudad	: Bogotá D.C.
Teléfono	: (1) 3138400
<b>INFORMACIÓN DEL CONTRATISTA</b>	
Razón Social	: METALPAR SAS
Identificación Tributaria	: NIT. 800.141.734-4
Representante Legal	: ANDRÉS CASTRO ESCOBAR
Identificación	: C.C. 7.722.572
Dirección	: Carrera 7P No. 37 - 21 Via Neiva - Bogotá
Ciudad	: Palermo Hulla
Teléfono	: (8) 8756498

Fuente: <https://www.tgi.com.co>.

### **7.3. NEGOCIACIONES Y PERMISOS DE INGRESO AL DERECHO DE VÍA:**

Debido a que la línea de tubería del gasoducto atraviesa por los predios de personas naturales o jurídicas, se debe solicitar permiso de ingreso a estos predios privados, así mismo se paga una remuneración económica al propietario del predio con el fin de subsanar en cierta medida cualquier malestar que se pueda presentar debido al ingreso de personal maquinaria y equipos, y por las excavaciones que se deben realizar en estos terrenos. Permitiendo de esta manera el libre tránsito sobre el derecho de vía y poder realizar sin ningún tipo de inconveniente ni restricción los trabajos de mantenimiento del gasoducto. (Ver fotografía N° 15).

**Fotografía N°. 15: Negociación con el propietario del predio ingreso derecho de vía.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.4. GESTIÓN HSE:**

Las siglas HSE, provienen del inglés Health, Safety, Environment que en español significa Salud, Seguridad, Medio Ambiente. En la industria oil and gas es muy importante cumplir una serie de requisitos en temas de seguridad, conservación medioambiental. Previo al inicio de los trabajos, el personal del área HSE, verifica que todo el personal a laborar en el proyecto cumpla todas las exigencias requeridas en temas de seguridad social, afiliaciones de seguridad social (EPS, fondo de pensiones, caja de compensación familiar y demás...), así como con todos los exámenes médicos previos al inicio de labores del personal contratado. También verifica que se haya suministrado a todo el personal los (EPPS) o elementos de seguridad personal de acuerdo a la labor que se vaya a ejecutar. Durante la ejecución de los trabajos el área de HSE supervisará que todo el personal que participe de la ejecución del proyecto cumpla con todas las políticas de salud, seguridad y medio ambiente incluidas en el sistema de gestión de la empresa ejecutora del proyecto. (Ver fotografía N° 16).

**Fotografía N°. 16: Charla de seguridad hse, previo al inicio de labores.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

## **7.5. MOVILIZACIÓN DEL PERSONAL EQUIPOS Y HERRAMIENTAS:**

La movilización se refiere al transporte de insumos, personal, equipos, herramienta y materiales, que se requieren para la ejecución de las obras, desde la sede del contratista hacia sus instalaciones o campamentos temporales. Como desmovilización se considera todas las operaciones que el contratista debe realizar para retirar los insumos, el personal, equipo, herramientas, materiales sobrantes, residuos etc., requeridos durante la construcción. En el sitio de las obras se armaran campamentos con todos los insumos básicos necesarios para cubrir las necesidades básicas del personal de campo, como son carpa, baños, punto de hidratación, así como el transporte de máquinas y equipos necesarios para la ejecución de los trabajos. (Ver fotografía N° 17).

**Fotografía N°: 17. Campamento, personal, maquinaria y equipos en obra.**

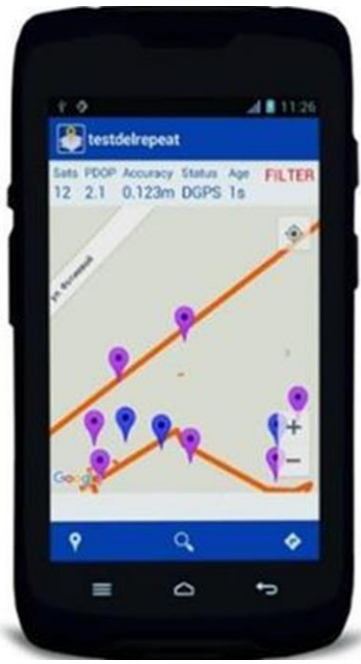


**Fuente: Metalpar SAS.**

## 7.6. LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO:

Antes de iniciar las excavaciones en el terreno se debe realizar la localización y replanteo de las coordenadas suministradas para el paquete de excavación a intervenir. Estos trabajos se realizan mediante el uso de equipos GPS (Sistema de Posicionamiento Global) y equipos de detección de tubería, los trabajos deben ser ejecutados por personal idóneo y con las debidas competencias. (Ver fotografía N° 18 y las ilustraciones N° 9 y 10).

Ilustración N° 9: Equipo GPS para ubicar anomalías.



Fuente: Metalpar SAS

Fotografía N°: 18. Detección de tubería en campo.



Fuente: Metalpar SAS.

Ilustración N° 10. Equipo detector de tubería.



79

Fuente: Metalpar SAS.

## 7.7. APIQUES DE INSPECCIÓN:

La búsqueda e identificación de la tubería de la línea de gas se hace de forma manual (mediante el uso de herramientas manuales), se realiza una excavación de sección trasversal de hasta 2m x 2m, hasta la profundidad necesaria para encontrar la tubería. Posteriormente una vez encontrada a la línea de gas se procede hacer la excavación con maquinaria. (Ver fotografía N° 19).

**Fotografía N°: 19. Excavación manual apiques para la identificación de tubería.**



**Fuente: Metalpar SAS.**



## **7.8. DESCAPOTE RETIRO CAPA VEGETAL DEL ÁREA DE TRABAJO:**

Este trabajo comprende la rocería, remoción de la vegetación, de arbustos, y rastrojo, la extracción de raíces y de otros materiales que interfieran con la construcción de la obra y que se juzgue conveniente remover, en las áreas de construcción de las obras según se indica en los planos. El descapote se puede hacer de forma manual o mecánica. El material producto del descapote se debe almacenar para posteriormente reutilizarlo en e proceso de revegetalización del área intervenida. (Ver fotografía N° 20).

**Fotografía N°: 20. Retiro capa vegetal, descapote del terreno.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

### **7.9. EXCAVACIÓN MECÁNICA DEL ÁREA A INTERVENIR:**

La excavación mecánica consiste en el suministro y transporte de los equipos para las actividades de excavación con maquinaria, conforme lo establezcan los planos del proyecto. La Herramienta o equipo principal es la retro excavadora, o el retro-cargador. Las excavaciones se deben hacer en talud o en terrazas, para garantizar la estabilidad del terreno. (Ver fotografías N° 21 y 22).

**Fotografía N°: 21. Excavación con retroexcavadora.**



**Fuente: Suministrado por el autor.**

**Fotografía N°: 22 Excavación con retro cargador.**



**Fuente: Suministrado por el autor.**

## **7.10. INSTALACIÓN DE CERCAS Y POLI-SOMBRAS:**

Se deben instalar cercas en alambre de púas o pilosombras, con el propósito de aislar el área excavada y no permitir el ingreso de semovientes u otros animales. Se deben usar postes de madera inmunizada y en armonía con el aprovechamiento forestal y el medio ambiente de la zona intervenida. (Ver fotografía N° 23).

**Fotografía N°: 23. Cerramiento en alambre de púas del área excavada.**



**Fuente: Suministrado por el autor.**

## **7.11. LIMPIEZA DE LA TUBERÍA DEL GASODUCTO:**

### **7.11.1 Rasqueteo:**

Esta actividad consiste en quitar de forma manual mediante el uso de espátulas u machetes, de la superficie de la tubería el recubrimiento existente de esmalte de alquitrán de hulla, FBE, sistema tricapa, o según sea el caso. La tubería debe quedar en condiciones para continuar con la limpieza mediante el método de sand-blasting. (Ver fotografía N° 24).

**Fotografía N°: 24. Limpieza de rasqueteo de la superficie de la tubería.**



Fuente: Suministrado por el autor.

### **7.11.2 Sand blasting:**

Método para preparación de superficie proyectando un chorro de arena a alta velocidad contra la superficie que se va a limpiar, obteniéndose un “perfil de rugosidad” o “perfil de anclaje” adecuado para que la pintura o el revestimiento se adhiera de manera eficiente. Se debe realizar limpieza hasta obtener un grado “Metal casi blanco”. La limpieza con chorro abrasivo grado metal blanco (SSPC-SP10) debe dejar la superficie libre de aceite, grasa, suciedad, cascarilla de laminación, herrumbre, productos de corrosión, óxidos, pintura y materias extrañas, la superficie debe quedar con color uniforme gris blanco metálico, ligeramente rugosa. La superficie rugosa resultante de la limpieza debe tener un perfil de anclaje de 2.5 a 3.0 mils. (Ver fotografía N° 25).

**Fotografía N°: 25. Limpieza tubería mediante sand blasting.**



Fuente: Metalpar SAS.

## 7.12. INSPECCIÓN Y VALORACIÓN MECÁNICA DE LA TUBERÍA:

Comprende el proceso de caracterización, inspección y valoración de las anomalías que presente la superficie de la tubería. Se deben medir los espesores de la pared de la tubería mediante el uso de ultrasonido Scan B y Scan C; las anomalías encontradas se deben dimensionar, y realizar inspección visual, inspección por partículas magnéticas y ultrasonido (palpador tipo pencil/normal).

### 7.12.1 Medición de espesores de tubería Palpador:

La medición ultrasónica de espesores es una técnica de ensayo no destructivo para la cual no es necesario cortar ni seccionar el material. Se trata de un método rápido, fiable y versátil que, a diferencia del uso de un micrómetro o un calibre, requiere el acceso a solamente una pared de la pieza a medir. (Ver fotografía N° 27).

Fotografía N°: 26. Medición de espesores para tubería con palpador pencil.



Fuente: Metalpar SAS.

### 7.12.2 Medición de espesores de tubería Scan B:

El **Scan B** es la representación gráfica de los espesores obtenidos mediante ultrasonido, frente a la distancia recorrida por el palpador o frente al tiempo, para obtener un corte transversal de la pieza inspeccionada o de forma bidimensional. (Ver fotografía N° 27).

Fotografía N°: 27. Medición de espesores con scan B.



Fuente: Metalpar SAS.

### 7.12.3 Ensayo de Inspección Partículas Magnéticas:

La inspección por partículas magnéticas es un tipo de ensayo no destructivo que permite detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales en materiales ferromagnéticos, que pueden dar lugar a futuras fallas de los mismos. (Ver fotografía N° 28).

Fotografía N°: 28. Ensayo de inspección partículas magnéticas.



Fuente: Metalpar SAS.

### 7.13. CAMBIO DE RECUBRIMIENTO:

El nuevo recubrimiento se aplicó después de la limpieza, e inspecciones de la tubería. La superficie de la tubería debe estar libre de suciedad o polvo, el producto aplicado fue un epóxico 100% solidos marca ICAT LS-2001 BASECOAT, el cual se aplicó de forma manual y con un espesor de 30mils de pulgada. Cumpliendo con la normatividad y recomendaciones del fabricante. (Ver fotografía N° 29).

Fotografía N°: 29. Aplicación nuevo recubrimiento.



Fuente: Suministrado por el autor.

## **7.14. INSTALACIÓN DE CINTAS DE REFUERZO:**

Comprende la instalación del refuerzo no metálico constituido por una cinta de fibra de vidrio y resina, usada para reparar defectos de tubería como embotamientos, detener fracturas dúctiles, reforzar abolladuras u otros defectos mecánicos. Este sistema es un producto que cumple con los requerimientos del estándar ASME PCC-2 para refuerzos no metálicos, se fabrica para aplicarse hasta en ocho (8) capas de producto, sin embargo para las condiciones requeridas por TGI S.A. ESP realizaron un estudio en el cual establecieron que son cuatro (4) las capas efectivas para proveer refuerzo estructural permanente a la tubería con hasta un máximo de 85% de pérdida de pared por corrosión externa de acuerdo al documento emitido por Clock Spring “Review of CS Coil Test Program Relative to ASME PCC-2 Requirements”, el cual es anexo a este procedimiento.

### **7.14.1. Evaluación Defecto a Reparar con el Sistema cinta refuerzo no metálico:**

Con la evaluación del defecto se debe determinar si el Sistema es el adecuado para realizar la reparación, al caracterizar el defecto se determina su longitud, la cual sirve para establecer el número de kits requeridos para realizar la reparación teniendo en cuenta que las unidades son de un ancho nominal de 11,5” (292,1 mm) y teniendo en cuenta que él se debe instalar sobre el defecto conservando un mínimo de 2” (50,8 mm) de sobre posición en todo lado del defecto.

Se puede llegar a requerir múltiples unidades dejando instalado una al lado del otro, en función de la longitud del defecto.

- Se debe evaluar el defecto con el fin de determinar si es el sistema adecuado para realizar la reparación.
- En especial verificar el porcentaje máximo de pérdida de pared por corrosión externa, se debe tener en cuenta que la reparación en defectos de corrosión y pérdida de pared externa es permanente y para defectos de corrosión y pérdida de pared interna la reparación es temporal y la durabilidad de la reparación dependerá de la rata de crecimiento del defecto.

- Verificar que los defectos no tengan bordes filosos, si los tiene y si se puede deben ser removidos.
- Recordar no es un sistema conveniente para la reparación de fisuras, grietas o defectos parecidos, si las fisuras se eliminan por completo por medio de discos abrasivos eliminando por completo el inicio y el final de las fisuras se podría considerar el efecto como una pérdida normal de pared, en este caso sería efectivo para la reparación.  
**NOTA:** El procedimiento de eliminación de fisuras puede ser una actividad de alto riesgo en especial en tuberías que se encuentren en operación, para realizar esta actividad se debe contar con autorización del cliente, realizar las respectivas pruebas e inspecciones de integridad a la tubería, sacar de operación la tubería y elaborar un procedimiento específico para la ejecución de esta actividad.
- Tener en cuenta que si el sistema no es el adecuado para reparar defectos críticos en soldaduras. Se puede utilizar para reparar corrosión o perdidas de pared que afectan el área de la soldadura realizando una aplicación especial del producto en el cual se utilizan tres kits simultáneamente. El límite para las reparaciones de corrosión en soldadura es de máximo 50% de pérdida de pared y que la afectación se extienda máximo en un 30% de la circunferencia del tubo.
- Cuando el efecto es demasiado largo se puede instalar varias unidades dejando una al lado de la otra lo más pegadas que se pueda, la separación entre las unidades consecutivas no debe exceder 0,25” (6,35 mm).
- Los defectos de abolladuras planas pueden ser reparados con el sistema, si la abolladura tiene elevadores o concentradores de esfuerzos, deberán ser removidos y descartar o eliminar la existencia de fisuras.  
**NOTA:** El procedimiento de eliminación de fisuras puede ser una actividad de alto riesgo en especial en tuberías que se encuentren en operación, para realizar esta actividad se debe contar con autorización del cliente, realizar las respectivas pruebas e inspecciones de integridad a la tubería, sacar de operación la tubería y elaborar un procedimiento específico para la ejecución de esta actividad.
- Los defectos existentes en codos o curvas pueden ser reparados con el sistema, para lo cual es necesario realizar un diseño y una aplicación especial del producto.



### 7.14.2. Recursos Necesarios Para la Instalación de la cinta de refuerzo:

El siguiente es el listado (tabla N°19) de elementos requeridos para instalación del sistema.

Tabla N°: 18. Recursos necesarios para la instalación de la cinta de refuerzo.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
1	Camisa	Forma parte del KIT
2	Almohadilla Iniciadora	Forma parte del KIT
3	Llenador y Activador	Forma parte del KIT
4	Adhesivo y Activador	Forma parte del KIT
5	Espátula de 3 pulgadas (76 mm)	Forma parte del KIT
6	Mezclador Jiffy	Forma parte del KIT
7	Rodillo (Mango y Camisa)	Forma parte del KIT
8	Brocha de 2" (51 mm)	Forma parte del KIT
9	Bandeja del Adhesivo	Forma parte del KIT
10	Bloques de Madera de Alineamiento	Forma parte del KIT
11	Espátula Adhesiva	Forma parte del KIT
12	Almohadilla de Apriete	Forma parte del KIT
13	Cinta de Filamento 1 pulgada (25 mm)	Forma parte del KIT
14	Gafas de Seguridad	Elemento de Protección Personal
15	Termómetro de Chapa	Instrumento de Medición
16	Termo higrómetro	Instrumento de Medición
17	Cubierta	Solo si es necesario
18	Envoltura Térmica para Tubería	Solo si es necesario
19	Marcador	Para identificar defecto y zona de reparación
20	Cinta Métrica	Para dimensionar zona de reparación
21	Taladro Eléctrico	Equipo para mezclado de componentes
22	Martillo de Caucho de 1 libra	Para ajustar el posicionamiento del sistema
23	Probador de Dureza Shore A	Para verificar curado del adhesivo cuando se requiere liberar
24	MEK o Acetona	Solventes para limpieza superficial
25	Adhesivo 3M Súper 7	Para instalación en condiciones ambientales críticas

Fuente: Suministrado por el autor.

### **7.14.3. Preparación de la Superficie:**

Para la preparación de la superficie del tubo se debe tener en cuenta las observaciones descritas en el procedimiento de limpieza y preparación de la superficie.

### **7.14.4. Presentación y Marcado del Sistema:**

Presentar 2 – 3 capas de la camisa alrededor del área del defecto, centrando la camisa sobre el defecto a reparar, verificando que en todo lado anexo al defecto quede una sobre posición de 2” (50,8 mm), definida la ubicación de la camisa sobre el defecto se procede a marcar la zona en donde quedará instalado. (Ver fotografías N° 30, 31).

**Fotografía N°: 30. Presentación y marcado de la cinta de refuerzo.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

### **7.14.5. Instalación de Almohadilla Iniciadora:**

Marcada la posición que debe tener, se procede a instalar la almohadilla iniciadora, se debe centrar la almohadilla iniciadora en el área marcada en el paso anterior a una distancia de 4” a 6” del área del defecto con el lado fácil de quitar de la almohadilla hacia el piso.

**Fotografía N°: 31. Instalación de almohadilla iniciadora.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.6. Definir Temperatura de Aplicación y Cantidad de Mezcla:**

Se debe medir y registrar la temperatura de la superficie del tubo (sustrato) y del ambiente si la temperatura es menor que 32°F (0°C) o mayor que 100°F (33°C) se debe contactar al proveedor para recibir instrucciones especiales. De las dos mediciones se debe tomar la temperatura más alta con la cual se define la cantidad de activador (catalizador) que se requerirá para mezclar con el llenador y el adhesivo.

Con la temperatura definida se consulta las tablas informativas que se encuentran en los empaques del llenador y del adhesivo para establecer la cantidad de activador (catalizador) a utilizar. El llenador se debe mezclar con el activador color naranja y el adhesivo se debe mezclar con el activador color azul. Las mezclas deben quedar de un color uniforme sin trazas visibles, se debe mezclar aproximadamente 2 a 3 minutos.

El llenador se mezcla con el activador haciendo uso de espátula, el adhesivo se mezcla con el activador haciendo uso de un taladro de bajas revoluciones junto con el Mezclador Jiffy que forma parte del Kit. (Ver fotografías N° 31, 32).

**Fotografía N°: 31. Mezclado del producto catalizador.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

**Fotografía N°: 32. Mezclado del producto activador.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

### 7.14.7. Almacenamiento del Adhesivo, llenador y Activadores:

El adhesivo, llenador y activadores, se deben almacenar a bajas temperaturas, dependiendo de la temperatura se tendrá la vida en stock de estos materiales de acuerdo con la siguiente tabla N° 20.

Tabla N°: 19. Temperatura de almacenamiento de los productos del kit instalación.

Material	Vida en stock (meses desde la fecha de manufactura)	Temperatura de Almacenamiento	
		°F	°C
Adhesivo y Llenador	12	38 - 86	3 - 30
	9	87 - 100	31 - 37
	6	101 - 120	38 - 48
Activador	15	38 - 52	3 - 11
	12	53 - 75	12 - 24
	9	76 - 85	25 - 29

Fuente: <https://www.cs-nri.com/company>.

Sin embargo, de acuerdo con el documento emitido por el proveedor, el cual es anexo a este procedimiento. Se puede prolongar la vida del adhesivo, el llenador y los activadores hasta por seis meses adicionales desde la fecha de expiración registrada en los productos, si estos se han almacenado correctamente a temperaturas de 22°C (72°F) o menores, con lo cual se puede prolongar la vida de estos productos hasta por 18 meses.

Independiente de las fechas de vencimiento y la extensión de seis meses indicada por el fabricante, se debe evaluar las siguientes características para establecer si algún componente ha excedido su vida de uso:

- El adhesivo desarrollará masas coaguladas por el escape de los monómeros en el adhesivo.
- La viscosidad del llenador se incrementará hasta la consistencia de una masa espesa, impidiendo el correcto mezclado con el activador, esto también es producido por el escape de los monómeros.
- La viscosidad de los activadores aumentará y adquirirá una textura de grano lo cual dificultará la mezcla.

#### **7.14.8. Limpieza y Desecho de Adhesivo, Llenador y Activadores:**

El exceso de las mezclas posterior a la instalación del sistema se debe retirar de la superficie por medio de raspado. Si se requiere retirar adhesivo completamente curado este se puede retirar con más facilidad usando Metil Etil Ketona o Acetona. Si los componentes del adhesivo, el relleno y los activadores se contaminan, estos deberán ser mezclados dejándolos curar para luego desechar. (Ver fotografías N° 32, 33 y 34).

Los adhesivos están clasificados como residuos peligrosos en su estado virgen, los activadores dependen de las regulaciones locales, la disposición se debe realizar de acuerdo con la normatividad vigente. Estos materiales se pueden neutralizar para su posterior disposición como un desecho no peligroso mezclando por completo los componentes y dejándolos curar totalmente. Para prevenir la generación de calor excesivo no se debe dejar endurecer en capas mayores a 2" (50,8 mm) de espesor. Las mezclas de componentes se consideran Peligrosas cuando no se solidifican completamente ya sea por un mezclado incorrecto o porque el material era obsoleto reaccionando de manera impropia.

#### **7.14.9. Aplicación del Llenador:**

Haciendo uso de la espátula de 3" (76 mm) se debe aplicar el llenador en todos los vacíos (defectos), en ambos bordes de la soldadura longitudinal (si el tubo es con costura) y en un borde de la almohadilla iniciadora (ubicación del borde guía), la aplicación del llenador debe ser generosa para asegurar el contacto entre la superficie del tubo y la camisa.

**Fotografía N°: 32. Aplicación del producto llenador o filler.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.10. Aplicación Inicial de Adhesivo:**

Verter la mezcla de adhesivo en la bandeja de aplicación y haciendo uso del rodillo que es suministrado en el kit se debe aplicar adhesivo en toda la superficie del tubo a reparar, incluyendo la almohadilla iniciadora y el material de relleno anteriormente aplicado.

**Fotografía N°: 33. Aplicación inicial del adhesivo.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.11. Instalación de la Cinta:**

Se debe remover la cinta de respaldo de la almohadilla iniciadora dejando libre la otra cara adhesiva de la almohadilla iniciadora, se asegura el borde guía de la camisa al de la almohadilla verificando que la cinta quede alineada a 90° del eje del tubo y alineada con la marca de referencia que se realizó al comienzo de la instalación en el tubo.

**Fotografía N°: 34. Instalación de la cinta de refuerzo.**

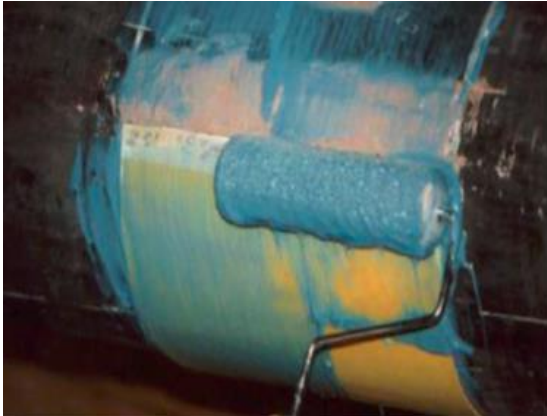


**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.12. Relleno en Borde Guía:**

Asegurar suficiente material de relleno en el área donde queda posicionado el borde guía, la aplicación del llenador debe ser generoso para asegurar el contacto entre la superficie del tubo y la camisa. (Ver fotografía N° 35).

**Fotografía N°: 35. Relleno en el borde de la cinta.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.13. Aplicación Final de Adhesivo:**

Aplicar adhesivo en su superficie externa a medida que va envolviendo la unidad alrededor del tubo. (Ver fotografía N° 36).

**Fotografía N°: 36. Aplicación final del adhesivo.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.14. Instalación de las Capas de la Cinta:**

Se debe continuar aplicando el adhesivo y envolviendo la cinta sin dejar zonas sin aplicar adhesivo, la cinta tiene dos líneas de identificación, la primera línea solo sirve para avisar que la aplicación de adhesivo está cerca de finalizar, la segunda línea indica el punto a partir del cual se deja de aplicar adhesivo, aplicar adhesivo 1” (25,4 mm) más allá de este punto. (Ver fotografía N° 37).

**Fotografía N°: 37. Instalación de los dobleces de la cinta.**

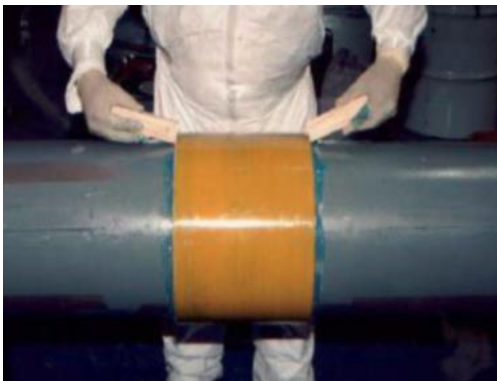


**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.15. Alineación de Bordes de la Cinta:**

Se termina de posicionar la última capa alrededor del tubo ayudando a que la matriz de la cinta tome su memoria de forma y se procede a alinear los bordes de la camisa instalada haciendo uso de los bloques de madera. (Ver fotografía N° 38).

**Fotografía N°: 38. Alineación de los bordes de la cinta.**



**Fuente: Metalpar SAS.**



#### 7.14.16. Apriete de la Camisa Cinta:

Se debe instalar la almohadilla de apriete a una distancia entre 6" y 12" del borde final instalado, se debe asegurar a la almohadilla de apriete la amarra de la barra, se posiciona la barra y se aplica presión constante (aproximadamente 80 – 100 ft. lbs. (11 – 14 Kg m)). Se sostiene la presión por un minuto para que el material de exceso sea extruido. (Ver fotografías N° 39 y 40).

Fotografía N°: 40. Apriete de la cinta parte 1.



Fuente: Metalpar SAS.

Fotografía N°: 39. Apriete de la cinta parte 2.



Fuente: Metalpar SAS.

#### 7.14.17. Aseguramiento de la Posición de la Cinta.

Mientras se ejerce presión constante con la barra, se asegura la posición del Clock Spring envolviendo la cinta de filamento alrededor de la camisa por lo menos tres veces en ambos bordes aproximadamente a 1" (25,4 mm) de distancia y se realiza el alineamiento final de la camisa Clock Spring con los bloques de madera. (Ver fotografías N° 41 y 42).

Fotografía N°: 42. Aseguramiento de la cinta etapa 1.



Fuente: Metalpar SAS.

Fotografía N°: 41. Aseguramiento de la cinta etapa 2.



Fuente: Metalpar SAS.

#### **7.14.18. Retiro del Material Sobrante e Inspección de la Instalación:**

Haciendo uso de las espátulas de 3” se remueve el material que ha sido extruido y se procede a inspeccionar visualmente la instalación para asegurar que todas las capas queden apretadas alrededor del tubo. No debe quedar vacíos o espacios entre capas y el tubo.

**Fotografía N°: 43. Inspección de la Instalación de la cinta.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

#### **7.14.19. Sellado de Bordes de la Cinta:**

Haciendo uso de las brochas se debe sellar ambos bordes y el borde final de la camisa con el adhesivo restante. Todos los bordes y costuras deben cubrirse con suficiente adhesivo, el curado puede tomar hasta 2 horas tener en cuenta las recomendaciones emitidas en el numeral 6.2 de este procedimiento para la verificación del curado del adhesivo y para la aplicación de recubrimiento. (Ver fotografías N° 44 y 45).

**Fotografía N°: 45. Sellado borde de la cinta.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

**Fotografía N°: 44. Terminado final de la cinta.**

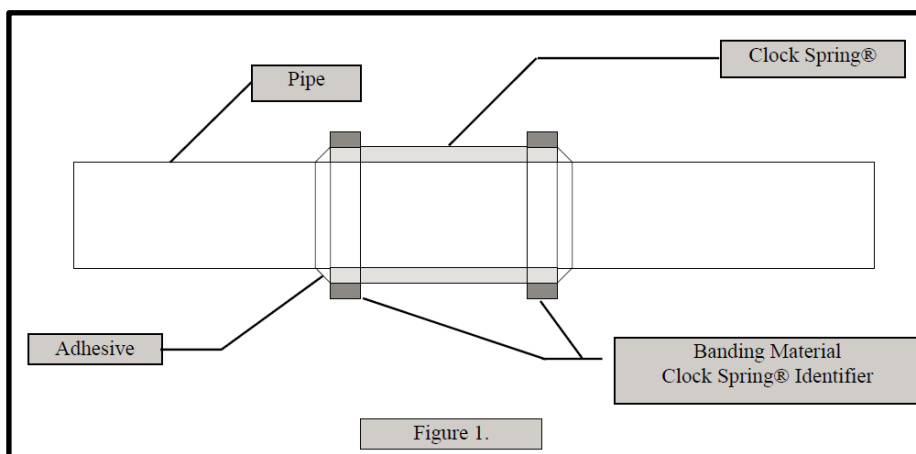


**Fuente: Metalpar SAS.**

#### 7.14.20. Identificación de la Reparación con la Cinta:

Para que en inspecciones futuras se pueda determinar que el defecto ya fue reparado, se recomienda instalar bandas metálicas en cada borde de la cinta instalada, asegurar cinco capas de la banda metálica para que pueda ser identificada la reparación en futuras inspecciones. (Ver gráfica N° 6).

Gráfica N°: 6. Identificación de la reparación.



Fuente: <https://www.cs-nri.com/company>.

#### 7.14.21. Procedimiento Para Reparación de Soldaduras, Abolladuras y Curvas:

Soldaduras, abolladuras y curvas pueden ser reparadas haciendo uso del sistema, para lo cual se deberá consultar el Apéndice L, Apéndice M - N y Apéndice O respectivamente que se encuentran en el Manual de Instalación para el Método “Pasar La Bobina”, Este Manual forma parte de este procedimiento y debe ser de constante consulta por los aplicadores del sistema.

#### 7.14.22. Recomendaciones Para la Aplicación:

El sistema se puede aplicar en diversas condiciones de clima como temperaturas muy frías o alta humedad, sin embargo, el área de instalación se debe proteger cuando las condiciones del clima son severas, las siguientes recomendaciones se deben tener en cuenta en el caso que las condiciones climáticas así lo requieran:

### **Aplicación sobre tubo mojado o con condensación:**

- La superficie del tubo cuando se encuentra mojada dificulta la instalación de la almohadilla iniciadora y la aplicación del material de relleno, para prevenir esto se puede aplicar algunos de los siguientes procedimientos:
- Limpiar la superficie del tubo con Acetona o MEK y aplicar aerosol adhesivo 3M súper 77 antes de que se desarrolle la condensación, esperar 1 a 2 minutos hasta que el adhesivo se encuentre pegajoso al tacto y proceder a instalar la almohadilla iniciadora. El mismo procedimiento se puede utilizar para la aplicación del material de relleno. No se debe usar el adhesivo para inhibir la condensación en el tubo restante.
- Secar la superficie del tubo con un paño y aplicar aerosol adhesivo 3M súper 77 antes de que se desarrolle la condensación, esperar 1 a 2 minutos hasta que el adhesivo se encuentre pegajoso al tacto y proceder a instalar la almohadilla iniciadora. El mismo procedimiento se puede utilizar para la aplicación del material de relleno. No se debe usar el adhesivo para inhibir la condensación en el tubo restante.
- Limpiar la superficie del tubo con Acetona o MEK y pegar la almohadilla cuando el solvente se haya evaporado, pero antes que la condensación se desarrolle. Usar el mismo procedimiento para la aplicación del material de relleno.
- Calentar la superficie del tubo con un dispositivo de calefacción que sea conveniente hasta que la superficie esta seca y tibia al tacto, inmediatamente instalar la almohadilla y aplicar el material de relleno.

**NOTA:** El adhesivo 3M Súper 77 puede inhibir el curado del adhesivo y del activador, por lo cual solo se debe usar para la instalación de la almohadilla iniciadora y la aplicación del material de relleno.

### **Condiciones de clima severo:**

- Las siguientes son recomendaciones para instalaciones a temperaturas  $< 5^{\circ}\text{C}$
- Se debe mantener la almohadilla iniciadora, el adhesivo, el llenador y los activadores en un lugar cálido hasta ser usados.
- Se debe asegurar que la superficie no tenga humedad, hielo o escarcha.
- Para aumentar la velocidad de curado si llega a ser necesario se puede calentar la superficie con una pistola de aire caliente o con un aparato de calentamiento eléctrico hasta que la superficie se sienta caliente. Si se usa llama para el calentamiento se debe alejar el adhesivo y los demás materiales inflamables, el curado del adhesivo no se debe acelerar con llama debido a que el adhesivo cuando no ha curado puede encenderse.
- Para mejores resultados y un fácil mezclado de los componentes, el adhesivo y el activador se deben almacenar entre  $10^{\circ}\text{C}$  y  $27^{\circ}\text{C}$  hasta que el tubo se encuentre preparado y listo para la reparación.
- Se debe asegurar que el adhesivo y el activador queden mezclados totalmente, la mezcla debe quedar uniforme en cuanto al color.
- En condiciones de lluvia o nieve se debe cubrir el área de la instalación con una carpa, el suelo se debe cubrir con un plástico limpio para prevenir que durante la aplicación el sistema se contamine con basura accidentalmente.

### **Limpieza y preparación de la superficie:**

- Se requiere cumplir con los requerimientos mínimos indicados en el numeral 6.3 de este procedimiento para garantizar una buena limpieza y una rugosidad suficiente para la instalación. Todo borde filoso debe ser removido ya que representan concentradores de esfuerzos.
- El alquitrán de hulla y el zinc debe ser completamente removido ya que estos residuos inhiben el curado y pegado del adhesivo, el alquitrán se puede utilizar como recubrimiento de tubería solo hasta que el adhesivo haya alcanzado un curado total.
- No se debe utilizar cepillo de alambre para la limpieza, este no es un método recomendado para la preparación final de la superficie.

### **Curado del Adhesivo:**

- El adhesivo tiene un tiempo de curado general de dos horas, sin embargo este tiempo puede variar dependiendo de las condiciones ambientales del sitio donde se realice la aplicación, el curado total del adhesivo se puede verificar de dos formas, la primera consiste en dejar pasar como mínimo las dos horas de tiempo estimadas y proceder a tocar el adhesivo con la yema de los dedos verificando que el adhesivo se encuentre completamente seco y que no se adhiera adhesivo a la yema del dedo, La segunda consiste en hacer una prueba de dureza para lo cual se debe utilizar un durómetro en la escala de dureza Shore “A” y el mínimo de dureza del adhesivo debe ser de 40 en dicha escala.

### **Recubrimiento:**

- Sensible a los rayos U-V, las aplicaciones en donde quede instalado en tramos aéreos deberá aplicarse una capa de recubrimiento para protegerlo, el esquema de pintura puede ser el mismo que se utilice sobre el tubo. Para las aplicaciones en tramos se puede aplicar el mismo esquema de pintura que se aplique al tubo. Lo importante es que el sistema siempre cuente con un recubrimiento que sirva como barrera externa.

### **Uso de Materiales Adecuados:**

- No se deben usar herramientas con recubrimiento galvanizado ya que podría inhibir el correcto curado del adhesivo.
- No se debe utilizar solventes que no sea Acetona o Metil Etil Ketona para la preparación de la superficie o la limpieza.
- El sistema no se debe instalar sobre materiales elastómeros, estos materiales a base caucho, uretano, etc. interfieren con la transferencia de carga instantánea al producto pegado.

### **Condiciones del Área para su Instalación:**

- Para aplicaciones en donde la tubería es enterrada, las excavaciones deben contemplar 1,2 metros de área de trabajo a ambos lados del tubo y 0,6 metros en la parte inferior del tubo.

### **Temperaturas para Aplicación:**

- Las temperaturas que se debe medir y tener en cuenta para la aplicación son la temperatura del sustrato (temperatura de chapa) y la temperatura del ambiente, de estas dos se debe tomar la temperatura más alta para determinar la cantidad de activador que se debe mezclar con el filler y con el adhesivo, la cantidad se indica en las tablas impresas en el empaque del filler y del adhesivo.

### **7.15. CONTROL DE CALIDAD TRABAJOS EJECUTADOS:**

La ejecución de los trabajos hace necesario seguir y cumplir con un plan de calidad, el cual debe corresponder a los procesos y características específicas del proyecto. El plan de calidad especifica las responsabilidades del personal involucrado en el proyecto. La matriz de calidad contiene como mínimo la siguiente información:

- Actividades o etapas del proyecto
- Procedimientos de las actividades a desarrollar
- Plan de inspección y ensayos
- Responsables de la ejecución de los trabajos
- Características de la calidad a controlar
- Cuadro de control y equipos utilizados
- Criterios de aceptación
- Métodos de control (documentos de control)
- Frecuencia de medición
- Equipos y herramientas utilizados
- Registros generados

#### **7.15.1. Control de Calidad Localización y Replanteo:**

Para la ejecución de estos trabajos se debe verificar el estado y calibración del equipo GPS (Sistema de Posicionamiento Global), utilizado, verificar que el sistema de coordenadas de replanteo en campo sean las suministradas en la documentación de intervención de cada paquete de excavación y evitar así, errores de desplazamiento en el lugar de trabajo.

**Fotografía N°: 46. Localización tubería en área a excavar.**



**Fuente: Metalpar SAS.**



### **7.15.2. Control de Calidad Excavación:**

Los trabajos de excavación sobre la tubería en el derecho de vía deben realizarse de acuerdo a los estándares y condiciones exigidos por la empresa propietaria de la infraestructura del gasoducto, donde se debe realizar un apique manual antes de iniciar a excavar con maquinaria, y el alcance de las maquinas deber ser hasta unos 60cm por encima del lomo o (T.O.P) de la tubería, esta condición también se cumple para los costados (izquierda y derecha) de la misma. La excavación que debe hacerse por debajo del (B.O.P) de la tubería debe realizarse de forma manual. Todo lo anterior se realiza con el objetivo de no impactar o golpear la tubería (ver fotografía N° 47). La excavación debe hacerse en terrazas o en talud, para garantizar la estabilidad del terreno de acuerdo a las condiciones geotécnicas. Cuando el tamaño de la excavación supera los 12m de longitud, se deben dejar soportes o presillas para evitar el pandeo de la tubería. También se debe evitar que el material de excavación golpee la línea de gas.

**Fotografía N°: 47. Excavación con maquinaria sobre el gasoducto.**

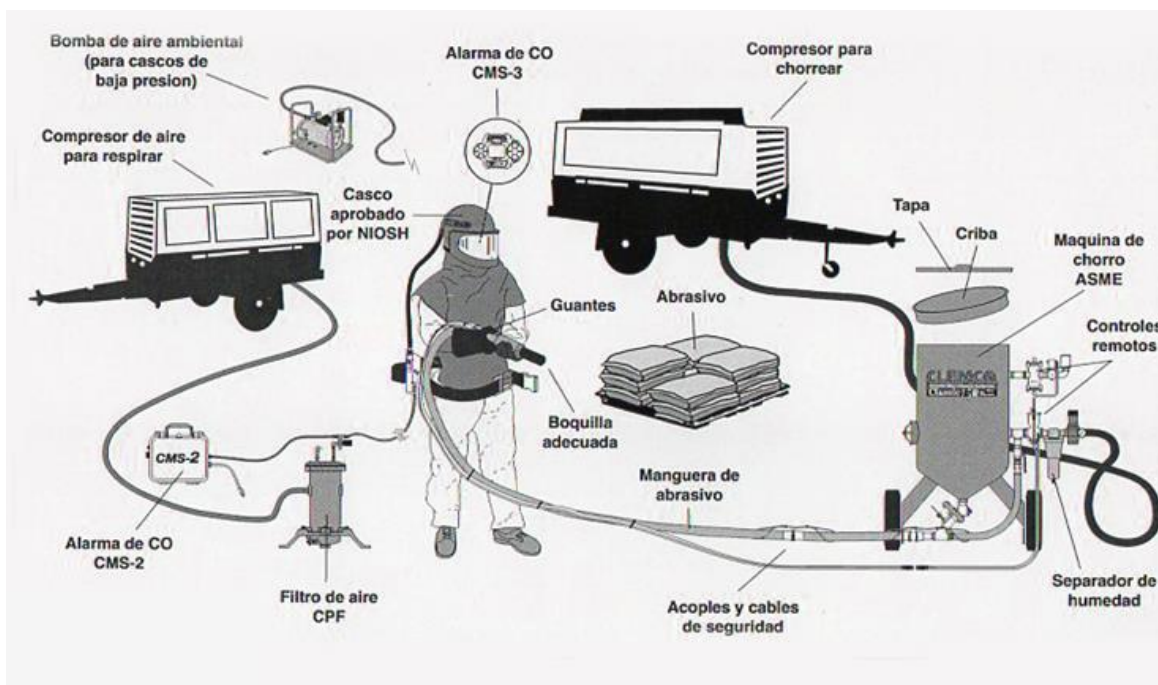


**Fuente: Metalpar SAS.**

### 7.15.3. Control de Calidad Limpieza Tubería:

El proceso de limpieza de la tubería se realizó inicialmente de forma manual (rasqueteo) para retirar el recubrimiento original de la tubería el cual era alquitrán de hulla. Posteriormente se realizó una limpieza con chorro abrasivo (sand blasting) el cual debe cumplir con el nivel de limpieza (SSPC-SP10), y dejar un perfil de anclaje de (3 mils). Los trabajos de sandblasting hacen uso de ciertos equipos como una tolva que mantiene la arena de limpieza presurizada a unos (90psi), una unidad compresora que suministra aire a (175cfm), mangueras con sistemas anti látigos, y los elementos de seguridad personal del operador que ejecuta el trabajo, (escafandra que le permita respirar aire limpio y puro, y un sistema de filtro pulmón para purificar el aire que se respira). Terminado el proceso de limpieza sandblasting se debe verificar el grado de limpieza y la profundidad del perfil de anclaje. El nivel de limpieza se realiza mediante una carta de comparación visual, y el perfil de anclaje se verifica por medio de la cinta replica la cual mide la profundidad de la limpieza. (Ver ilustración N° 11 y fotografías N° 48, 49, 50 y 51).

Ilustración N° 11: Equipo general sandblasting.



Fuente: <http://www.columbec.com/informacion-general-sandblasting-y-preparacion-superficies>

Fotografía N°: 49. Limpieza sandblasting.



Fuente: Metalpar SAS.

Fotografía N°: 48. Equipos sandblasting.



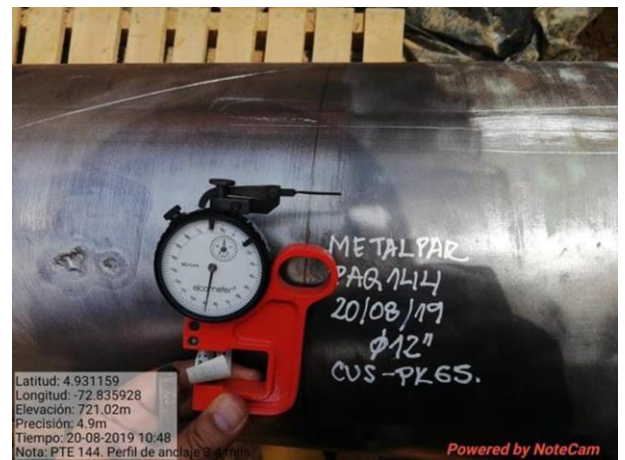
Fuente: <http://www.columbec.com/informacion-general-sandblasting-y-preparacion-superficies>

Fotografía N°: 51. Abrasivo, arena y granalla.



Fuente: <http://www.columbec.com/informacion-general-sandblasting-y-preparacion-superficies>

Fotografía N°: 50. Medición del perfil de anclaje cinta replica.



Fuente: Metalpar SAS.

#### 7.15.4. Control de Calidad Inspección y Valoración Mecánica:

- Se deberá realizar una limpieza superficial con el fin de establecer una superficie (metal o recubrimiento) limpia y libre de sustancias que puedan afectar la inspección. (Ver ilustración N° 12).
- En caso de corrosión externa, se demarcará con marcador metálico cada una de las pérdidas de metal encerrando en un cuadrado a fin de establecer las dimensiones reales de la pérdida de espesor por corrosión, la mínima información que se debe determinar en la caracterización de la anomalía son; Longitud, Ancho, posición horaria al centro de la anomalía, espesor de tubería, espesor remanente.

Ilustración N° 12. Demarcación anomalías pérdida espesor por corrosión.

<p>ABSCISA</p> <p>FLUJO →</p> <p>Longitud</p> <p>ancho</p> <p>Corrosión</p> <p>Esesor tubería</p> <p>Esesor remanente</p> <p>Perdida de espesor</p> <p>Posición Horaria</p>	<p>PK 100+000</p> <p>FLUJO →</p> <p>20 mm</p> <p>12 mm</p> <p>Corrosión</p> <p>t: 5,6 mm</p> <p>tr 3,9 mm</p> <p>Perd: 69.64%</p> <p>5:00</p>
<p>Datos requeridos</p>	<p>Ejemplo</p>

Fuente: Metalpar SAS.

- La localización del punto con Mínimo espesor para corrosión externa se facilita mediante la utilización de galgas medidoras de profundidad, visualmente se identifican varios de los puntos más profundos, se toman medidas preliminares con la galga, medidor de profundidades y finalmente se corrobora el punto más profundo utilizando ultrasonido mediante palpador de lápiz.
- Solo aquellas imperfecciones cuya profundidad exceda 15% del espesor nominal de la tubería deben ser marcadas. Es decir, aquellas imperfecciones con un valor de espesor de pared menores al 75% del espesor nominal.

- En caso de corrosión interna, una vez terminada la limpieza de la superficie del tubo, debe realizarse una inspección visual de toda la superficie descubierta a fin de encontrar áreas con posibles daños producto del proceso de excavación. Las anomalías o defectos por corrosión interna requieren escaneo total de superficie mediante ultrasonido tipo Scan C. (Ver fotografías N° 52, 53 Y 54).
- Teniendo en cuenta las tolerancias en las mediciones reportadas por la herramienta de inspección ILI, la localización inicial del defecto requiere de un barrido general mediante Scan A, alrededor de la zona objetivo para determinar la posición aproximada del defecto. El perímetro de la imperfección incluye todas las áreas que interactúan donde el espesor de la pared sea menor al 90% del espesor de pared nominal. En caso de encontrar áreas con pérdidas por metal tanto internas como externas estas serán consideradas como una sola. En este caso se requiere de mediciones del espesor de pared mediante el uso de palpadores tipo lápiz

**Fotografía N°: 53. Identificación de anomalías.**



**Fuente: Metalpar SAS.**

**Fotografía N°: 52. Medición de espesor tubería con palpador pencil**



**Fuente: Metalpar SAS.**

**Fotografía N°: 54. Medición profundidad corrosión profundímetro.**



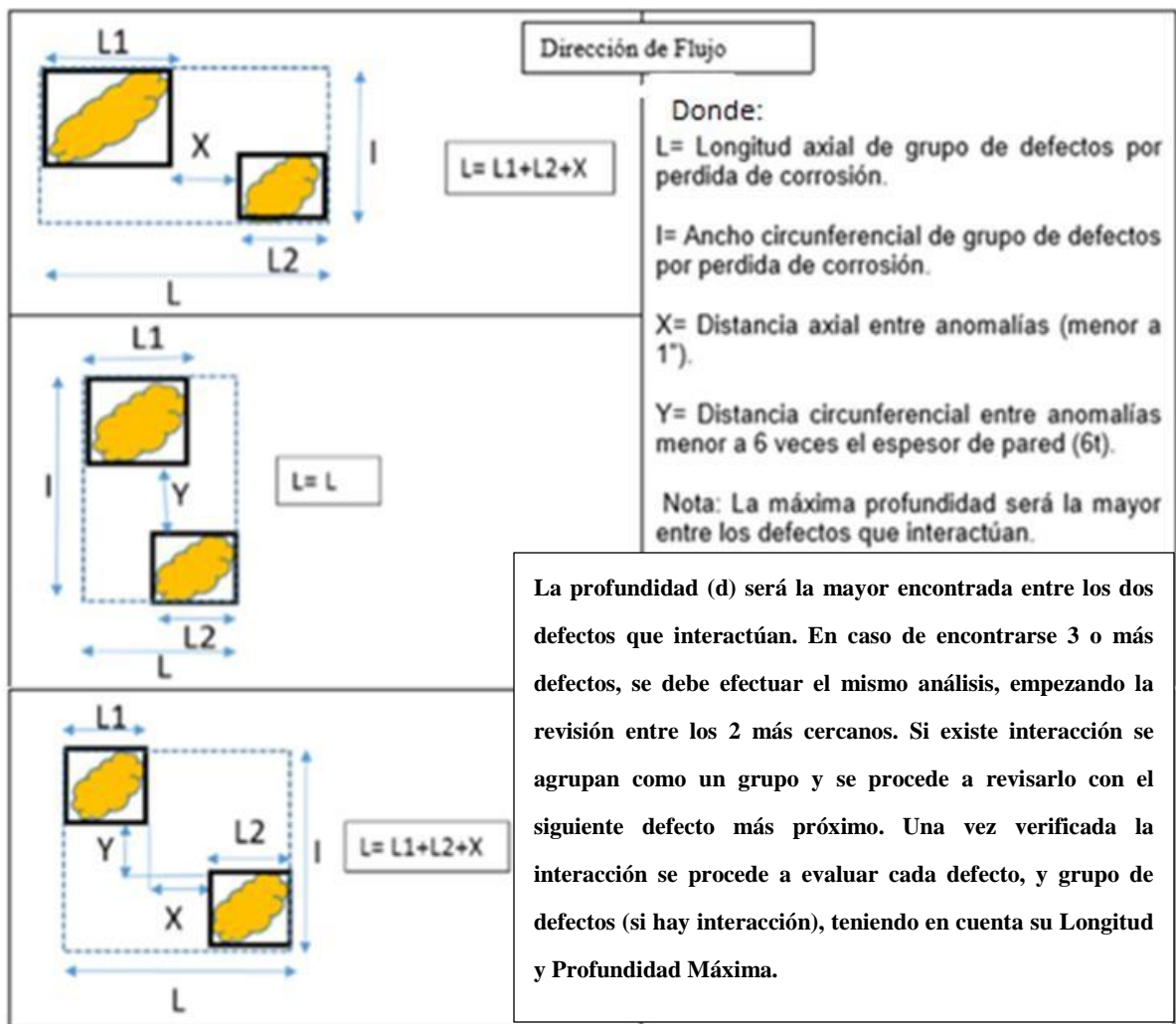
**Fuente: Metalpar SAS.**

### 7.15.5. Control Calidad Interacción Entre Anomalías:

Para el caso de la caracterización de varias anomalías que se encuentran cercanas se debe tener en cuenta las siguientes reglas de interacción:

- Ver gráfica N° 7; Si las anomalías individuales de pérdida se encuentran a una distancia axial (X) menor de 1" (25mm) y distancia circunferencial (Y) menor a seis (6) veces el espesor de pared del tubo (6t), se considera que estas imperfecciones interactúan formando un grupo. En la gráfica se da un ejemplo esquemático de la metodología de verificación de interacción.
- Cada imperfección debe ser tratada individualmente y comparada con todas las otras imperfecciones a su alrededor. En caso de existir interacción, las anomalías o defectos se consideran como uno solo, denominado grupo y su longitud axial (L), longitud circunferencial (l) y su profundidad (d), tal como se muestra en la gráfica.

Gráfica N°: 7. Interacción entre anomalías.



Fuente: Metalpar SAS.

### 7.15.6. Control Calidad Ensayo de Partículas Magnéticas:

Se debe de inspeccionar por partículas magnéticas todas las imperfecciones por pérdida de metal, así como las soldaduras circunferenciales expuestas en la excavación con el propósito de descartar algún tipo de grieta inducido sobre la deflectología encontrada y sobre la soldadura. En caso de encontrarse grietas se debe reportar a ingeniero de integridad TGI y determinar la acción a seguir

- criterios de evaluación y tipo de reparación a realizar de anomalía

Para evaluar la criticidad de los defectos y determinar la metodología de reparación se debe tener los criterios establecidos en la tabla N° 21.

Tabla N°: 20. Criterios de evaluación de anomalías por pérdida de espesor (corrosión).

Descripción del defecto	Valoración	Tipo de reparación
Defectos con profundidad menor del 10% del espesor de tubería.	Ninguna	Realizar preparación de superficie y aplicar recubrimiento.
Defecto se encuentra entre 10% y 40% de espesor de tubería.	Determinar la presión segura de operación y el ERF, formato digital MGO-01-08-17- MGF 21.	Si la presión de segura de operación está por encima de la presión de operación en ese sector y el ERF es menor que 0.95 realizar preparación de superficie y aplicar recubrimiento. Si el ERF es mayor 0,95 y/o la presión segura es menor a la presión de operación, el tramo debe ser reparado. Como opción instalar grapa mecánica (en caso de presentar fuga).
Defecto se encuentra entre el 40% y el 80% de espesor de tubería	Determinar la presión segura de operación y el ERF, formato digital MGO-01-08-17- MGF 21.	Si la presión segura de operación se encuentra por encima de la presión de operación y el ERF es menor 0,95 instalar cinta de refuerzo.
Descripción del defecto	Valoración	Tipo de reparación
		Si el ERF es mayor 0,95 y/o la presión segura es menor a la presión de operación, el tramo debe ser reparado.
Defecto se encuentra por encima de 80% del espesor de tubería.	Determinar la presión segura de operación y el ERF, formato digital MGO-01-08-17- MGF 21.	Informar a departamento de integridad de TGI, el cual informara a operaciones para solicitar (si se requiere) bajar la presión de operación de la línea.  Proceder a reparación con cinta de refuerzo.  En caso de presentar fuga se debe instalar grapa mecánica.

Fuente: Metalpar SAS.

**Nota 1:** En caso de que las pérdidas de espesor por corrosión contengan grietas el tramo debe ser remplazado.

**Nota 2:** Para las pérdidas de metal que sean reparadas con cintas de refuerzo se requiere suavizar con motortool cualquier concentrador de esfuerzos (arista viva) presente en la superficie con corrosión. Esta rotundamente prohibido el uso de pulidora para este proceso.

**Nota 3:** Si la pérdida de metal por corrosión se encuentra sobre una soldadura circunferencial o longitudinal se debe informar al departamento de integridad Bogotá y con base en la información encontrada en campo determinar el tipo de reparación a realizar.

**Nota 4.** Cualquier valoración que se requiera teniendo en cuenta la norma ASME B31.8S y/o aplicables La profundidad (d) será la mayor encontrada entre los dos defectos que interactúan.

En caso de encontrarse 3 o más defectos, se debe efectuar el mismo análisis, empezando la revisión entre los 2 más cercanos. Si existe interacción se agrupan como un grupo y se procede a revisarlo con el siguiente defecto más próximo. Una vez verificada la interacción se procede a evaluar cada defecto, y grupo de defectos (si hay interacción), teniendo en cuenta su Longitud y Profundidad Máxima.

- Si la superficie de trabajo es el recubrimiento de la tubería, se podrá mediante inspección visual identificar los daños superficiales existentes en el recubrimiento, estos hallazgos se deberán documentar y luego se procederá a realizar las respectivas actividades de reparación de recubrimientos. También es posible determinar deformaciones considerables en el trayecto y la forma del tubo en inspección y establecer la existencia de algunos daños mecánicos como abolladuras.
- Si la superficie de trabajo es el metal desnudo de la tubería, se podrá mediante inspección visual identificar afectaciones sobre la superficie externa de la tubería, afectaciones como corrosión externa, identificación de pitting, existencia de abolladuras u otros daños mecánicos, por medio de instrumentos de medición como galgas, se podrá establecer la profundidad, la longitud y el ancho de los defectos que puedan ser medidos mediante inspección visual.
- Los resultados de la inspección visual deberán ser registrada para que sirva como fuente de consulta al momento de realizar actividades como la limpieza y preparación de la superficie.
- Si el punto en inspección según información suministrada por el cliente o la interventoría tiene perdida de material por corrosión, se deberá identificar los espesores reales del área afectada y el porcentaje de pérdida de material antes de realizar actividades como limpieza y preparación de la superficie o la aplicación de refuerzos no metálicos. Lo anterior se deberá establecer mediante una valoración mecánica realizando medición de espesores por ultrasonido.



### **7.15.7. Control Calidad Valoración Mecánica Ultrasonido:**

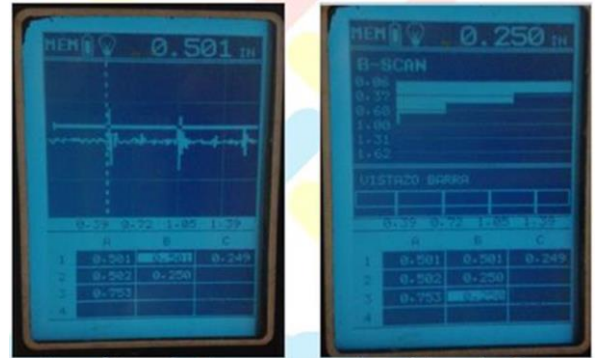
- Haciendo uso de un equipo de medición de espesores por medio de ultrasonido con SCAN A y SCAN B, se puede identificar las pérdidas de material tanto externas como internas y se podrá establecer el espesor remanente y el porcentaje de pérdida de material en un punto o área determinada.
- La medición de espesores por ultrasonido se puede realizar directamente sobre el metal o sobre el recubrimiento.
- Se debe asegurar una superficie (Metal o recubrimiento) limpia y libre de sustancias que puedan afectar la medición.
- La temperatura de la pieza a inspeccionar debe estar entre 14 y 55°C. Si la temperatura es mayor se debe tener los equipos adecuados y debe tenerse en cuenta el factor de corrección de temperatura 1% por cada 55°C. (2010 ASME V Article 5, T-562.6 y ASTM E 797-01 8.5).
- El Acople debe tener las características necesarias para permitir el paso de la onda sónica, para esto se debe utilizar el indicado de acuerdo con la superficie de medición, cumpliendo con los requerimientos de la norma para este producto.
- Se debe verificar los parámetros del equipo antes de cada inspección por medio de una calibración en campo y se debe dejar el reporte en los formatos destinados para tal fin. Este resultado deberá permanecer en poder del inspector archivado para cuando el cliente o interventor lo requiera. Este servirá para llevar la trazabilidad de los parámetros de funcionamiento del equipo.
- La calibración en campo del equipo se deberá realizar antes de iniciar la medición de espesores por ultrasonido como tal.
- La calibración en campo del equipo se deberá realizar de acuerdo con el procedimiento establecido por el fabricante del equipo a utilizar.
- Se deberá ajustar el cero y ajustar la calibrar de la velocidad para el respectivo transductor a utilizar, la calibración se deberá verificar haciendo uso de la escalerilla patrón del equipo al rango de espesores que van a ser medidos.
- Calibrado el equipo se procede a realizar la medición de los espesores, las mediciones se deben registrar en las herramientas de almacenamiento del equipo de forma ordenada de acuerdo con los ejes que se establezcan para la medición o al mecanismo de medición, los datos serán almacenados de acuerdo con los requerimientos de inspección en SCAN A o SCAN B.

Fotografía N°: 55. Toma de espesores con ultrasonido.



Fuente: Metalpar SAS.

Ilustración N° 13: Imagen de información scan A y Scan B.



Fuente: Metalpar SAS.

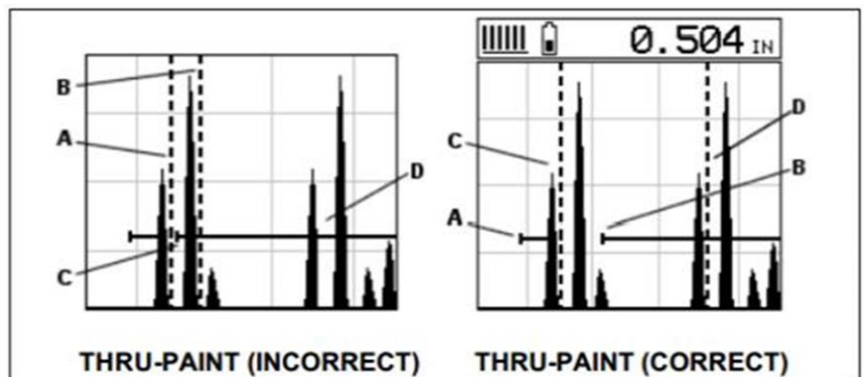
- La medición en SCAN A, es un dato puntual en un sitio determinado, este se toma en forma de radio frecuencia y la distancia se mide del cero de la pantalla en el primer pico o en eco-eco, es la distancia entre dos ecos determinados. (Ver ilustración N° 15).
- La medición en SCAN B es la toma de datos continuos en una longitud de material determinada, el resultado de esta medición permite ver la sección transversal de pared que está siendo medida. (Ver ilustración N° 14).
- Para medir espesores en materiales con recubrimiento se requiere que el equipo se trabaje en Modo Eco- Eco, y se deben analizar los picos que aparecen en la pantalla teniendo en cuenta los generados por el espesor del recubrimiento.
- Los resultados de la valoración mecánica por medio de medición de espesores por ultrasonido deberán ser registrada en el formato DTO0755OMEP para que sirva como fuente de consulta al momento de realizar actividades como la limpieza y preparación de la superficie o la instalación de cintas de refuerzo mecánico en la tubería

Ilustración N° 15: pantalla de un equipo para descuento de Pintura. Modo: eco-eco.



Fuente: Metalpar SAS.

Ilustración N° 14: Ilustración información Dakota MVX, Dakota Ultrasonics10.



Fuente: Metalpar SAS.

#### **7.15.8. Control Calidad Cambio de Recubrimiento:**

Antes de iniciar las actividades de limpieza, se debe verificar que hayan sido realizados los END (ensayos no destructivos) al material a inspeccionar y a las juntas de soldadura en tuberías y/o estructuras cuando el procedimiento lo requiera o aplique. El procedimiento de aplicación y controles en la aplicación del recubrimiento será el indicado por el fabricante en la ficha técnica del producto a utilizar. Toda pintura debe suministrarse en recipientes sellados y debe almacenarse bajo cubierta en las condiciones fijadas por el fabricante. Todas las superficies deben estar secas antes de la aplicación de la pintura. No se debe aplicar pintura en condiciones atmosféricas adversas tales como: lluvia, niebla, humedad o tormentas de polvo, o cuando la humedad relativa sea tan elevada que se considere que una superficie no deba ser pintada a causa de la condensación. Los siguientes elementos integrales de equipos o líneas de tubería no deben ser recubiertos mientras no se especifique algo diferente en forma explícita:

- Graseras y accesorios
- Superficies maquinadas
- Uniones roscadas
- Superficies de rodamientos
- Biseles de soldaduras antes de soldar
  
- Vástagos de válvulas, conexiones móviles, ejes de bombas o compresores o cualquier superficie similar que normalmente este lubricada o tenga pequeñas tolerancias de trabajo.
- Superficies de acero inoxidable, vidrio, alambrado, acero galvanizado o cualquier otra superficie que normalmente no sea pintada.

La aplicación de la pintura se realizará por medio de un equipo de atomización con aire comprimido, con equipo airless y/o por medio de aplicación manual mediante brocha y rodillo, las técnicas que se utilicen para la aplicación del recubrimiento deberán estar permitidas por el fabricante. En el uso de equipos de atomización se podrá aplicar la pintura sobre capas aun húmedas con pasadas paralelas, traslapando un 50% para evitar poros, áreas sin cubrir y hoyuelos, si es necesario se debe continuar con aspersion cruzada en ángulos rectos.

- Las superficies que han sido limpiadas con chorro de arena o granallado deberán pintarse antes de que sufran oxidación; si esto llegare a ocurrir, la superficie deberá limpiarse nuevamente con chorro abrasivo. En ningún caso, el tiempo entre la limpieza y la aplicación del recubrimiento podrá ser, mayor de cuatro (4) horas.
- La pintura se mantendrá limpia conservándola en los recipientes originales cerrados, para prevenir contaminación con polvo, agua u otras materias extrañas y para prevenir la pérdida de solvente por evaporación. El contenido de cada lata será completamente mezclado y agitado antes de extraer la cantidad a usarse inmediatamente. Se comprobará las buenas condiciones del contenido antes de ser utilizado.
- Al preparar la pintura para su aplicación se debe tener en cuenta que la mezcla tiene un tiempo de uso, por lo cual se recomienda no mezclar más cantidad de la que se puede utilizar, los componentes serán cuidadosamente mezclados empleando utensilios limpios, y siguiendo las instrucciones del fabricante la mezcla se podrá preparar revolviendo los componentes por medio de un taladro de bajas revoluciones, la temperatura de la mezcla debe estar entre 10 y 32°C. En ambientes donde la temperatura sea demasiado baja se podrá controlar la temperatura de la mezcla por medio de calentadores y en ambientes donde la temperatura sea demasiado alta se podrá controlar enfriando la mezcla.
- Las indicaciones y recomendaciones de las fichas técnicas y de seguridad o MSDS (**hojas de datos de seguridad de materiales**) de los fabricantes de pinturas serán tenidas en cuenta y se deberán seguir de forma estricta. El almacenamiento de la pintura en el punto de intervención deberá realizarse en un sitio asignado para el almacenamiento de sustancias químicas en cumplimiento de la matriz de almacenamiento y compatibilidad de sustancias químicas establecido por el fabricante en la ficha de seguridad o MSDS del producto a utilizarse, implementándose o conservando las medidas necesarias para garantizar un área de trabajo segura.
- El espesor de película seca a obtener será de 20 a 30 milésimas de pulgada (mils)  $\pm$  2 mils, La pintura terminada y seca será inspeccionada para verificar que no se presenten bajos espesores, bajas adherencias y discontinuidades de la película aplicada. Es responsabilidad de METALPAR el control de calidad de las superficies previa y posteriormente a la aplicación de las pinturas. La medición del espesor de película húmeda será responsabilidad del pintor, con el fin de minimizar las reparaciones por discontinuidades que se lleguen a presentar por este tipo de actividades.
- Se tendrá especial cuidado en las áreas donde se encuentran juntas de aislamiento, conexiones a tierra, protección catódica, etc., de tal manera que no se aisle la conexión.

- Después que la operación de pintura sea terminada en el área a aplicar, todas las herramientas, equipos y desechos generados por la operación de la pintura, deberán ser removidos. Esto también incluirá quitar la pintura derramada accidentalmente a superficies u objetos que hayan sido manchados y que no requieran pintura.
- En caso de que haya superficies para repintar, toda pintura desprendida o no adherida será removida. Los bordes gruesos que quedan de pintura vieja serán eliminados de manera que la superficie repintada tenga una apariencia uniforme.
- Para la aplicación del recubrimiento la temperatura ambiente debe estar entre 30 y 48 °C y la temperatura de chapa debe estar entre 5 y 50 °C durante el proceso de aplicación. Si las temperaturas no se encuentran dentro de estos rangos se deberá tener en cuenta las recomendaciones del fabricante del recubrimiento. La humedad relativa deberá ser menor al 90% durante todo el proceso de aplicación, la humedad relativa y las temperaturas especificadas se deben monitorear constantemente mediante un Termo higrómetro en el sitio de aplicación del recubrimiento. La temperatura de chapa debe ser como mínimo de 3°C por encima de la temperatura de rocío. Si es necesario se podrá controlar las condiciones ambientales por medio de encerramientos, flujos de aire caliente y/o calentadores. (Ver tabla N° 22).

**Tabla N°: 21. Condiciones ambientales aplicación de pintura.**

<b>CONDICIONES AMBIENTALES PARA LA APLICACIÓN DE PINTURAS</b>	
<b>VARIABLE</b>	<b>CONDICIÓN</b>
Temperatura de Mezcla [Tm]	$10\text{ °C} \leq T_m \leq 23\text{ °C}$
Temperatura de la superficie o de chapa [Ts]	$5\text{ °C} \leq T_{amb} \leq 50\text{ °C}$
Temperatura de la superficie o de chapa [Ts]	$T_s \geq \text{Temperatura de Rocío} + 3\text{ °C}$
Temperatura Ambiente [Tamb]	$48\text{ °C} \leq T_{amb} \leq 30\text{ °C}$
Humedad Relativa [RH]	$RH < 90\%$
Espesor de película seca [t seco]	$20\text{ mils} \leq t\text{ seco} \leq 30\text{ mils} \pm 2\text{ mils}$

**Fuente: Metalpar SAS.**

## Reparaciones a la pintura:

- La aplicación de pintura debe realizarse sin que se produzcan excesos, chorreaduras o deficiencias de espesor. En los casos de chorreaduras, se debe lijar y aplicar nuevamente las pinturas correspondientes. Cuando se encuentren deficiencias de espesor, debe aplicarse pintura hasta alcanzar el espesor definido.
- En el ajuste de la consistencia de la pintura con solventes debe mantenerse las condiciones del fabricante. La regla general para disolver pintura es que al pintar nuevamente una capa no debe existir evidencias de hilos o rayas, de modo que no quede a la vista la capa anterior a la superficie del metal base.

Fotografía N°: 57. Medición de parámetros ambientales antes de pintar.



Fuente: Metalpar SAS.

Fotografía N°: 56. Medición de espesores del nuevo recubrimiento.



Fuente: Metalpar SAS.

Fotografía N°: 59. Medición de adherencia de la pintura aplicada.



Fuente: Metalpar SAS.

Fotografía N°: 58. Medición de continuidad holiday de la pintura



Fuente: Metalpar SAS.

Tabla N°: 22. Control de calidad e inspecciones de limpieza y recubrimientos.

<b>CONTROLES DE CALIDAD E INSPECCIONES PARA LAS ACTIVIDADES DE LIMPIEZA Y PINTURA</b>		
<b>CONTROL O INSPECCIÓN</b>	<b>REQUERIMIENTO</b>	<b>FRECUENCIA</b>
Aire comprimido limpio (sin humedad y sin aceite). Si la aplicación se realiza con equipo de pulverización	Uso de secador entre el compresor y el equipo de aplicación.	Siempre
Equipo de aplicación limpio y en buen estado.	Pre operacional y ficha técnica.	Siempre
Temperatura de la superficie [Ts]	5 a 50 °C	Siempre
Temperatura de rocío [Tpr]	$T_s - T_{pr} \geq 3^{\circ}\text{C}$	Siempre
Humedad relativa [RH] para limpieza	$HR \leq 85\%$	Siempre
Humedad relativa [RH] para aplicación de pintura	$HR < 90\%$	Siempre
Verificación de las condiciones ambientales tanto para limpieza como para aplicación de pintura.	Inspección visual	Siempre
Ausencia de defectos de aplicación	Inspección visual	100%
Ausencia de contaminantes antes de aplicar pintura o entre capa y capa	Inspección visual	100%
Verificar los tiempos de secado y curado con respecto a la temperatura y la humedad relativa	De acuerdo a la información técnica suministrada por el proveedor.	100%
Verificación de espesores secos [t seco]	20 mils a 30 mils $\pm$ 2 mils	100% después de curada cada capa de recubrimiento
Verificación del perfil de anclaje	2.0 a 4.0 mils	100% una muestra cada 12 metros lineales
Verificación de película húmeda [t húmeda]	De acuerdo a la información técnica suministrada por el proveedor.	Cada vez que se aplique una capa de pintura
Prueba de discontinuidad del recubrimiento	No debe quedar ningún punto de discontinuidad	100%
Verificar adherencia del recubrimiento	Tubería aérea 900 psi Tubería enterrada 1600 psi	100%
Verificación de calidad de los materiales pinturas y abrasivos	Certificados de calidad e identificación de lotes, envase y condiciones de almacenamiento	100%

Fuente: Metalpar SAS.

### **7.15.9. Control Calidad Instalación Cinta Refuerzo:**

Para obtener los resultados esperados en el desempeño de la cinta de refuerzo se debe cumplir con los requisitos y procedimiento descritos en el numeral (7.14 Instalación de cintas de refuerzo). Además se debe realizar el siguiente checklist clock spring coil pass Method.

#### **Inspección previa a la instalación:**

- La información de reparación se registra correctamente en el formulario provisto en la Guía de instalación.
- El adhesivo y el relleno están dentro de las fechas de caducidad.
- La preparación de la superficie del área de reparación cumple con los estándares NACE # 3 o equivalentes.
- La temperatura ambiente y la superficie de la tubería se registran correctamente.
- Las marcas de guía de instalación están hechas para garantizar un margen de 2 pulgadas (50 mm) más allá de cada lado del defecto.
- La condensación de la tubería se elimina según sea necesario usando acetona y rocío de contacto en la ubicación del defecto.

#### **Inspección de instalación:**

- La cantidad apropiada de activador se mezcla con adhesivos y materiales de relleno.
- La capa de relleno en el área del defecto, a lo largo de la costura longitudinal, y el borde delantero de la almohadilla de arranque son adecuados. (El relleno debe extenderse al menos 2 pulgadas (50 mm) por encima y por debajo de la costura longitudinal, el distancia completa entre las marcas de guía de instalación).
- Se aplica una cobertura adhesiva suficiente a toda la superficie de la tubería, la capa de relleno y la almohadilla de arranque.
- Los instaladores confirman continuamente la aplicación adecuada de adhesivo en el cuadrante inferior del tubo.
- Los instaladores confirman continuamente que la manga del resorte del reloj se ajusta correctamente a la tubería en la posición de las 6 en punto.
- Se aplica una cobertura adhesiva adecuada al laminado Clock Spring a medida que avanza la envoltura.



### **Apriete de la manga o de la bobina de la cinta:**

- La correa de velcro en la barra de cincha está en buenas condiciones.
- Se aplica presión constante durante todo el apriete.
- El borde de ataque no se ha alejado de la almohadilla de arranque, lo que hace que la bobina gire.

### **Inspección de finalización:**

- Los instaladores eliminan el relleno extruido y el adhesivo de ambos bordes del Clock Spring.
- Los instaladores deben verificar que no haya espacios o huecos entre las envolturas o entre la tubería y la manga.
- Después de que el adhesivo haya curado, verifique la dureza con el durómetro (40 Shore A) o con la impresión en miniatura.
- Las bandas marcadoras metálicas se colocan aguas arriba y aguas abajo del área de reparación, si se desea.
- La reparación está recubierta como una reparación estándar. El revestimiento opaco se utiliza para tuberías sobre el suelo. (Ver fotografía N° 60).

Fotografía N°: 60. Kit de instalación cinta clock spring.



1. Clock Spring Sleeve
2. Accessory Kit
3. Adhesive
4. Adhesive Activator (Blue)
5. Filler
6. Filler Activator (Orange)

Fuente: <https://www.cs-nri.com/wp-content/uploads/2019/10/CSNRI-Coil-Pass-Guide-28Jan20-web.pdf>

## 7.16. RELLENO Y COMPACTACIÓN:

Este trabajo consiste en el transporte, suministro, manejo y construcción de relleno compactado con material seleccionado, de préstamo lateral o de cantera (recebo), conforme lo establezcan los planos del proyecto. (Ver fotografías N° 61, 62 y 63).

- Comprende la preparación del terreno, esparcida del material en capas uniformes entremezclándolo para obtener una adecuada distribución de tamaños, retiro de los sobre-tamaños o materiales desechables y material o suelo orgánico, control de la humedad del material, compactación de las capas cada 15 centímetros.
- Se utilizarán materiales escogidos de los producidos en las excavaciones localizadas según los planos de diseño.
- Los materiales escogidos producto de las excavaciones para los rellenos materia de esta sección deberán ser homogéneos, libres de raíces, troncos, piedras de tamaño superior a las 2 pulgadas y cualquier otro elemento objetable.
- El terreno que sirva de base a los rellenos deberá estar totalmente libre de vegetación, tierra orgánica, materiales de desecho de construcción y otros materiales objetables
- Donde el material de relleno contenga grandes trozos o rocas, se debe proteger la tubería con costales rellenos de material (suelo-tierra) pequeño y maleable.

Fotografía N°: 63. Relleno mecánico de la excavación.



Fuente: Metalpar SAS

Fotografía N°: 62. Compactación con equipo Manual.



Fuente: Metalpar SAS

Fotografía N°: 61. Compactación con equipo Mecánico.



Fuente: Metalpar SAS

## 7.17. REVEGETALIZACIÓN:

Actividad que consiste en la plantación de estolones (estolón: porción del corno de tallo de planta de pasto que contienen hijuelos) o macetas de pasto (céspedes de pasto de forma aproximadamente rectangular y dimensiones regulares), o semillas con suelo orgánico sobre áreas de suelos rellenos, suelos en cortes u otras áreas de suelos desprovistas de vegetación. Esta actividad debe incluir, la conservación de las áreas revegetalizadas.

- Todos los especímenes de siembra deben conseguirse de acuerdo al aprovechamiento forestal de la región con sus respectivos permisos.
- Se debe hacer siembra con estolón y semilla o pasto
- Se debe abonar el terreno previo a la siembra de la revegetalización
- Se debe hacer riego a la siembra con agua limpia
- El terreno debe nivelarse o reconfigurarse previo a la siembra
- La separación entre los especímenes sembrados deberá ser máximo de 30cm
- El área revegetalizadas deberá ser protegida del ingreso de semovientes mediante la instalación de cerca de alambre de púas. (Ver fotografías N° 64 y 65).

Fotografía N°: 64. Revegetalización con estolón.



Fuente: Metalpar SAS

Fotografía N°: 65. Revegetalización con pasto.






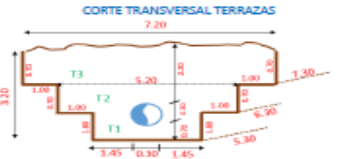
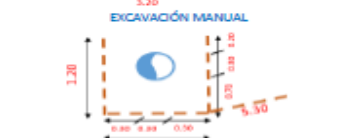
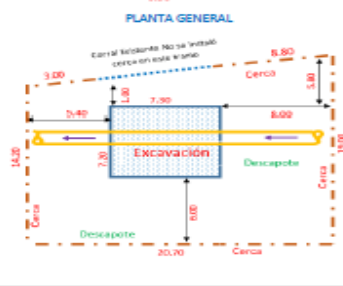
Fuente: Metalpar SAS

## 7.18. ACTAS DE COBRO CANTIDADES DE OBRA EJECUTADAS:

De acuerdo al avance del proyecto se van ejecutando y finalizando trabajos o tareas en campo y oficina. Cada ítem ejecutado debe cumplir con toda la normatividad y especificaciones técnicas del proyecto. Posteriormente terminada o culminada cada actividad se debe cuantificar la cantidad de obra ejecutada, para ello se deben medir en campo todas las variables de acuerdo a la unidad de medida correspondiente al ítem ejecutado. Deben hacerse por cada ítem un resumen o memoria de campo la cual será el soporte para el cobro y respectivo pago de los trabajos ejecutados y terminados a satisfacción del cliente. (Ver tablas 24 y 25).



Tabla N°: 23. Ejemplo memoria de cálculo ítem excavación.

Ver Anexo 01: Ejemplo memoria cálculo ítem.

 Identificación, Excavación, suministro e instalación de cisternas de refuerzo mecánico y reparaciones de saneamiento de las tuberías en servicio de TGI S.A. SSP		 METALPAR															
MEMORIA DE CÁLCULO																	
AREA:	CIVIL	MECÁNICA	ELECTRICA														
PAQUETE N°:	392 GUADIN	CONTRATO:	781887														
		ORDEN DE TRABAJO:															
		CONTRATISTA:	METALPAR														
<b>CORTE LONGITUDINAL</b> 		<b>Memoria de Cálculo</b> (1): APICES: (Largo x Ancho x Profundidad) Volumen del Apice = $1 \times 1,00 \times 3,20 = 3,20 \text{ m}^3$															
<b>CORTE TRANSVERSAL TERRAZAS</b> 		(2): VOLUMEN TERRAZAS M³: (Largo x Ancho x Alto) (2.1) Volumen T1 = $3,20 \times 3,20 \times 1,00 = 10,24 \text{ m}^3$ (2.2) Volumen T2 = $3,20 \times 3,20 \times 0,70 = 7,24 \text{ m}^3$ (2.3) Volumen T3 = $3,20 \times 3,20 \times 0,70 = 7,24 \text{ m}^3$ Volumen Total Terrazas = $24,72 \text{ m}^3$															
<b>EXCAVACIÓN MANUAL</b> 		(3): EXCAVACIÓN MANUAL M³: (Largo x Ancho x Alto) Área Terreno T² = $3,20 \times 3,20 = 10,24 \text{ m}^2$ Volumen que Ocupa la Soltura de la Excavación = $10,24 \times 3,20 = 32,77 \text{ m}^3$ De este debe descontar del volumen de la excavación manual, el volumen que ocupa la soltura $32,77 - 3,20 = 29,57 \text{ m}^3$															
<b>PLANTA GENERAL</b> 		(4): RELLENO M³: Volumen = $32,77 - 29,57 = 3,20 \text{ m}^3$															
		(5): EXCAVACIÓN MECÁNICA M³: Volumen = $32,77 - 3,20 = 29,57 \text{ m}^3$															
		(6): ROCERÍA M²: (Largo x Ancho) $20,70 \times [(14,20 + 18,00) / 2] = 244,61 \text{ m}^2$															
		(7): REVIGETALIZACIÓN M²: (Largo x Ancho) $20,70 \times [(14,20 + 18,00) / 2] = 244,61 \text{ m}^2$															
		(8): CERCA 4 HILOS ML: (Perímetro x Altura) $[(8,20 + 14,20 + 20,70 + 18,00) \times 3,20] = 161,70 \text{ ML}$															
RESUMEN CANTIDADES: 392 GUADIN																	
		<table border="1"> <tr> <td>APICES =</td> <td>3,20 m³</td> </tr> <tr> <td>EXCAVACIÓN MANUAL =</td> <td>29,57 m³</td> </tr> <tr> <td>RELLENO =</td> <td>3,20 m³</td> </tr> <tr> <td>EXCAVACIÓN MECÁNICA =</td> <td>29,57 m³</td> </tr> <tr> <td>ROCERÍA =</td> <td>244,61 m²</td> </tr> <tr> <td>REVIGETALIZACIÓN =</td> <td>244,61 m²</td> </tr> <tr> <td>CERCA 4 HILOS =</td> <td>161,70 ML</td> </tr> </table>		APICES =	3,20 m³	EXCAVACIÓN MANUAL =	29,57 m³	RELLENO =	3,20 m³	EXCAVACIÓN MECÁNICA =	29,57 m³	ROCERÍA =	244,61 m²	REVIGETALIZACIÓN =	244,61 m²	CERCA 4 HILOS =	161,70 ML
APICES =	3,20 m³																
EXCAVACIÓN MANUAL =	29,57 m³																
RELLENO =	3,20 m³																
EXCAVACIÓN MECÁNICA =	29,57 m³																
ROCERÍA =	244,61 m²																
REVIGETALIZACIÓN =	244,61 m²																
CERCA 4 HILOS =	161,70 ML																
ELABORADO:	ALVARO MORALES	APROBADO:															

Fuente: Metalpar SAS

Tabla N°: 24. Ejemplo de cuadro acta de cobro.

				<b>ANEXO No.2 OBRA CANTIDADES Y PRECIOS</b>	
<b>PRESUPUESTO:</b> <b>SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CINTAS DE REFUERZO MECÁNICO Y REPARACIÓN/CAMBIO DE CINTAS DE REVESTIMIENTO PARA EL RESTABLECIMIENTO DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LAS TUBERÍAS EN SERVICIO DE LO QUE REQUIERAN CON BASE EN EL PLAN DE MANEJO DE INTEGRIDAD DE TGI SA ESP, PARA DIÁMETROS MAYORES A 6" Y HASTA 14"</b>					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT. ESTIMADA	TGI SA ESP	
				VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
<b>1</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>				
1.1	Movilización y Desmovilización	Und		\$ 0	\$ 0
1.2	Gestión de predios, localización y	Und		\$ 0	\$ 0
1.3	Rocería, limpieza y descapote	M <sup>2</sup>		\$ 0	\$ 0
<b>2</b>	<b>APIQUES Y EXCAVACIONES</b>				
2.1	Excavación Con Maquinaria	M <sup>3</sup>		\$ 0	\$ 0
2.2	Excavación Manual en material común	M <sup>3</sup>		\$ 0	\$ 0
2.3	Apiques	M <sup>3</sup>		\$ 0	\$ 0
2.4	Relleno compactado con material de préstamo lateral	M <sup>3</sup>		\$ 0	\$ 0
<b>3</b>	<b>COBERTURA VEGETAL</b>				
3.1	Revegetalización con reconfiguración del terreno, estolón y semilla	M <sup>2</sup>		\$ 0	\$ 0
3.2	Cerca de alambre de 4 hilos	ML		\$ 0	\$ 0
<b>4</b>	<b>CAMBIO REPARACIÓN REVESTIMIENTOS</b>				
4.1	Cambio recubrimiento Tubería Aérea	ML		\$ 0	\$ 0
4.2	Cambio recubrimiento Tubería Enterrada	ML		\$ 0	\$ 0
<b>5</b>	<b>INSPECCIÓN VALORACIÓN MECÁNICA</b>				
5.1	Inspección valoración mecánica con pérdida de metal externa	Und		\$ 0	\$ 0
5.2	Inspección valoración mecánica con pérdida de metal interna	Und		\$ 0	\$ 0
5.3	Instalación de grapas (6" a 22") apernadas	Und		\$ 0	\$ 0
<b>6</b>	<b>INSTALACIÓN DE REFUERZOS NO METÁLICOS</b>				
6.1	Instalación de refuerzos no metálicos de 30 cm profundidades entre 60 y 80%	Und		\$ 0	\$ 0
<b>SUB- TOTAL COSTO DIRECTO</b>					\$ 0
<b>ADMINISTRACIÓN</b>				<b>10%</b>	\$ 0
<b>UTILIDAD</b>				<b>5%</b>	\$ 0
<b>VALOR TOTAL (ANTES DE IVA)</b>					\$ 0
<b>VALOR I.V.A</b>				<b>19%</b>	\$ 0
<b>VALOR TOTAL OBRA (INCLUIDO IVA)</b>					\$ 0

Fuente: Metalpar SAS

### **7.19. INFORME FINAL DOSSIER:**

El dossier es un documento escrito, en soporte físico o en versión digital, que presenta información acerca de todos los aspectos del proyecto, en éste debe estar consignada toda la información técnica, administrativa y financiera del proyecto. También debe registrar los documentos o formatos de control de calidad, registros fotográficos, actas etc. El objetivo del informe final o dossier es poseer y resguardar la memoria de cómo se llevó a cabo o se ejecutó el proyecto, también sirve como material o documento de consulta.

El dossier tendrá consignado como mínimo los siguientes aspectos: Ver fotografías 66 y 67.

**a). Resumen ejecutivo de las reparaciones realizadas.**

**b). Información general de las reparaciones realizadas que incluya:**

- Antecedentes del Contrato.
- Alcance de los trabajos.
- Características técnicas generales.
- Objetivos.
- Estrategia de ejecución.
- Organización utilizada para el desarrollo del proyecto.
- Resumen de problemas y acciones correctivas presentadas.
- Contratos adicionales u otrosíes.
- Formulario general de avance.
- Resumen histórico de avances del proyecto.
- Curva “s” de avance general.
- Histograma de horas hombre general.

**c) Programación y control:**

- Estructura de división del trabajo.
- Resumen de los trabajos adicionales ejecutados.
- Adicionales al Contrato.
- Trabajos adicionales.
- Diagrama de barras (ejecutado vs. Programado).
- Índices de gestión del proyecto.
- Curvas “s” de los niveles de programación.
- Curvas s de avance físico.

- Programa de mano de obra por actividad (histogramas).
- Programa de mano de obra por clasificación laboral (histogramas).
- Programa general de maquinaria y equipo (histogramas).

**d) Materiales y equipos:**

- Resumen de materiales y equipos suministrados parciales y totales.

**e) Costos y facturación:**

- Flujo de desembolsos programado y real.
- Relación de costos adicionales y/o descuentos.
- Costos reales organizados por los niveles de programación.
- Costo real aproximado de los equipos utilizados.
- Resumen de la facturación.
- Resumen fondo de reserva.
- Curvas s de avance financiero.

**f) SST (Seguridad y Salud en el trabajo) HSE:**

- Resumen de actividades realizadas.
- Estadísticas.
- Índices significativos.
- Indicadores.

**g) Medio ambiente:**

- Resumen de actividades para el cumplimiento del plan de manejo ambiental.
- Resumen de las medidas de mitigación, control, prevención y/o compensación.
- Gráficos de control ambiental.

**h) Control de calidad:**

- Resumen de actividades.
- Resumen de no conformidades.
- Evaluaciones de desempeño.
- Indicadores.

**i) Gestión social:**

- Empleos y % de participación de personal.
- Compras nacionales y locales.
- Nóminas.

**j) Lecciones aprendidas:**

- Descripción de lecciones aprendidas

**k) Conclusiones y recomendaciones:**

- Conclusiones
- Recomendaciones

**l) Relación de documentos técnicos entregados:**

**m) Reseña fotográfica histórica**

Fotografía N°: 67. Portada de informe Dossier.



Fuente: Metalpar SAS

Fotografía N°: 66. Informe Dossier del proyecto.



Fuente: Metalpar SAS



## 8. RESULTADOS

En el presente trabajo de monografía se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se pudo evidenciar que los componentes químicos del gas natural corroen la tubería de acero al carbono del gasoducto, debido a que en algunos sectores se detectó hasta el 80% de pérdida en el espesor en las paredes de la tubería.
- El plan de mantenimiento de reparación de las anomalías de la tubería evidenciaron la falta de protección catódica en la línea del gasoducto, y esto genera un mayor y acelerado proceso de corrosión en la infraestructura.
- La limpieza de tuberías por medio del proceso de sandblasting, genera un alto grado de limpieza en tiempos cortos y con resultados favorables.
- El proceso de reparación de la pérdida de espesor en la pared de las tuberías mediante el uso de cinta de refuerzo mecánicos no metálicos, es rápido y seguro.

## 9. CONCLUSIONES

De la presente monografía se puede concluir lo siguiente:

- La inspección de ductos mediante herramientas inteligentes como la herramienta (ILI) in line inspection, es muy útil, acertada y confiable en los resultados obtenidos.
- Los trabajos de excavación realizados con maquinaria pueden ocasionar impactos o golpes a la tubería de gas.
- La inspección de las anomalías y discontinuidades presentes en la tubería se evaluaron de manera acertada y confiable mediante el uso de las técnicas de ultrasonido y partículas magnéticas.
- La reparación de las anomalías generadas por la corrosión en la línea de gas mediante la instalación de la cinta de refuerzo clock spring, presenta una solución acertada, económica pronta y segura y garantizada por su fabricante.
- La aplicación de recubrimientos con productos epóxicos 100% solidos aplicados directamente sobre el acero presenta excelentes propiedades de adherencia en servicio de inmersión, y proporciona resistencia completa al desprendimiento catódico.
- Las cintas de fuerza clock spring usadas en la reparación de ductos funcionan para una pérdida de espesor de hasta el 80% de pérdida de espesor de pared de tubería.

## 10. RECOMENDACIONES

- Se debe instalar un sistema de protección catódica por corriente impresa en la línea del gasoducto, con el objetivo de proteger y mitigar el proceso de corrosión.
- Para mitigar el impacto ambiental generado por el proceso de limpieza con chorro abrasivo seco (sandblasting), se recomienda instalar siempre una cubierta o polisombra para minimizar la cantidad de polución y material particulado que se envía a la atmósfera.
- En tramos de tubería donde la pérdida de espesor de pared de tubería es mayor al 80 % no funciona la instalación de cintas de refuerzo y se debe hacer cambio de tubería.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- Amenazas, u, & del, a. a. (2019, julio). contenido. amenazas en activos de hidrocarburos, 1(corrosión) ,1–37. [tps://avposgrados.uptc.edu.co/posgrados/course](https://avposgrados.uptc.edu.co/posgrados/course).
- American Petroleum Institute (API). (2011). Damage Mechanisms Affecting fixed Equipment in the Refining Industry RP 571. American Petroleum Institute.
- Benítez, E. (2011). Manual De Mantenimiento Y. 117. [www.petroperu.com.pe](http://www.petroperu.com.pe).
- Biomorgi, J., Hernández, S., Marín, J., Rodríguez, E., Lara, M., & Vilorio, A. (2012). Evaluación de los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el Noreste de Venezuela. *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, 32(1), 96–106.
- Bruce Mackay, N. A., Marko Stipanicev, Øystein B., Jackson, E. J., Jenkins, A., Melot, D., Schele, J., & Vittonato, J. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 28(2), 16.
- Corrosión: Un enemigo “natural” en la industria - Biix. (n.d.). Retrieved March 11, 2020, from <https://www.biix.cl/noticia/corrosion-un-enemigo-natural-en-la-industria>.
- International, A. N., & Code, P. (2016). *Sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas*. 2016.




## **12. ANEXOS**

Anexo N°: 1. Memorias de cálculo ítem de excavación.

Anexo N°: 2. Registro control de calidad aplicación recubrimiento.

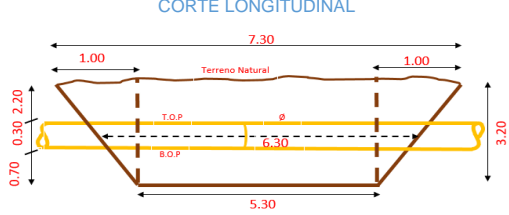
Anexo N°: 3. Registro de reparación anomalías instalación cinta refuerzo.

Anexo 1:

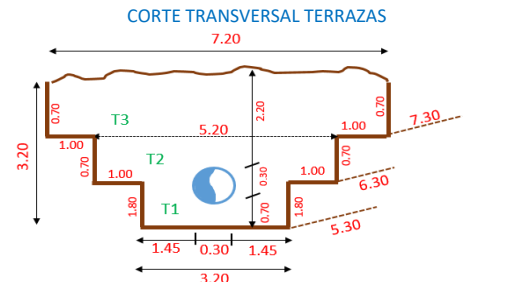
	Identificación, Excavacion, Suministro e instalacion de cintas de refuerzo mecanico y reparaciones de revestimiento de las tuberías en servicio de TGI S.A. ESP*)	
MEMORIAS DE CÁLCULO		
AREA:	CIVIL <input checked="" type="checkbox"/> MECANICA <input type="checkbox"/> ELECTRICA <input type="checkbox"/> INSTRUMENTACION <input type="checkbox"/>	Fecha:
PAQUETE N°: <b>392 GUADIN</b>	CONTRATO: 751097	ORDEN DE TRABAJO
		CONTRATISTA: 

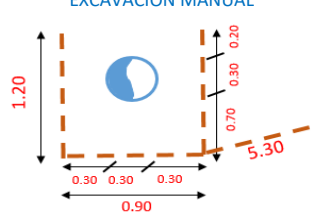
**CORTE LONGITUDINAL**



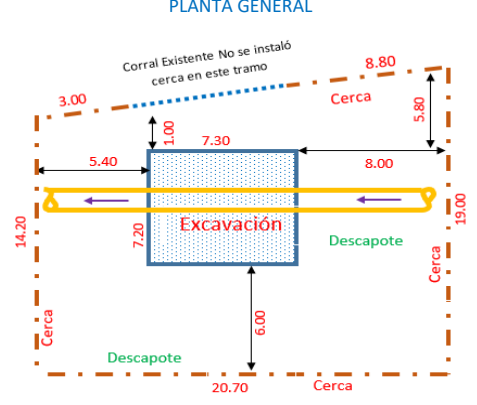
**CORTE TRANSVERSAL TERRAZAS**



**EXCAVACIÓN MANUAL**



**PLANTA GENERAL**



**Memoria de Cálculo**

**(1): APIQUES:** (Largo x Ancho x Profundo)  
 Cantidad: 1  
 Volumen del Apique =  $1 \times 1.0 \times 1.0 \times 2.20 = 2.20 \text{ M}^3$

**(2): VOLUMEN TERRAZAS M³:** (Largo x Ancho x Alto)

(2.1): Volumen T1 =	$5.30 \times 3.20 \times 1.80 = 30.53 \text{ M}^3$
(2.2): Volumen T2 =	$6.30 \times 5.20 \times 0.70 = 22.93 \text{ M}^3$
(2.3): Volumen T3 =	$7.30 \times 7.20 \times 0.70 = 36.79 \text{ M}^3$

Volumen Total Terrazas =  $90.25 \text{ M}^3$  Sin descontar el volumen de la tubería

**(3): EXCAVACIÓN MANUAL M³:** (Largo x Ancho x Alto)  
 Area Tubería 12" =  $0.07 \text{ M}^2$  Es Constante  $[(\pi \cdot R^2) = (3.14159265 \cdot 0.15^2)] = 0.07 \text{ M}^2$   
 Longitud Terraza N° 1 =  $5.30 \text{ M}$   
 Volumen que Ocupa la tubería dentro de la excavación =  $0.37 \text{ M}^3$   
 Se debe descontar del volumen de la excavación manual, el volumen que ocupa la tubería  
 $1.20 \times 0.90 \times 5.30 - 0.37 = 5.35 \text{ M}^3$

**(4): RELLENO M³:**  
 Es equivalente al volumen total de las terrazas - el volumen que ocupa la tubería.  
 También es equivalente a la excavación mecánica + excavación manual + volumen de apiques.  
 $90.25 - 0.37 = 89.88 \text{ M}^3 = 82.33 + 5.35 + 2.20 = 89.88 \text{ M}^3$

**(5): EXCAVACIÓN MECÁNICA M³:**  
 (Volumen Relleno - Volumen Manual - Volumen Apiques)  
 Volumen =  $89.88 - 5.35 - 2.20 = 82.33 \text{ M}^3$

**(6): ROCERÍA M²:** (Largo x Ancho)  
 $20.70 \times [(14.20 + 19.00) / 2] = 343.62 \text{ M}^2$

**(7): REVEGETALIZACIÓN M²:** (Largo x Ancho)  
 $20.70 \times [(14.20 + 19.00) / 2] = 343.62 \text{ M}^2$

**(8): CERCA 4 HILOS ML:** (Perímetro Cerca Instalada)  
 $(3.00 + 14.20 + 20.70 + 19.00 + 8.80) = 65.70 \text{ ML}$




**RESUMEN CANTIDADES: 392 GUADIN**

APIQUES =	1 Und
EXCAVACIÓN MANUAL =	5.35 M³
RELLENO =	89.88 M³
EXCAVACIÓN MECÁNICA =	82.33 M³
ROCERÍA =	343.62 M²
REVEGETALIZACIÓN =	343.62 M²
CERCA 4 HILOS =	65.70 ML

OBSERVACIONES:

ELABORÓ: ALVARO RIVERA VEGA Escalar Ingeniería (Interventor Área Civil)      APROBÓ:

Anexo 2:

		<b>REGISTRO DE CONTROL CALIDAD APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO</b>				
Codigo: DTO0751OMEP				Ver: 1	Rev:01	
					HOJA 1 DE 3	
Nombre del contrato:751097 Suministro e instalacion de cintas de refuerzo mecanico y reparaciones del revestimiento para el restablecimiento de la integridad mecanica de las tuberias en servicio que lo requieran, con base en el plan de manejo de integridad de TGI S.A ESP, para diametros mayores a 6" y hasta 14"				N° Contrato: 751097		
Contratista: Metalpar S.A.S			Abcisa/Distancia de registro:		411+596.080 / 201.0800	
Inspector: Julio Fernando Ruiz			Reporte N°: 47			
Fecha : Junio 25 2019		Orden de trabajo: 44006816 / PQT- 01		Segmento: 191.582 - 198.762		
Longitud de tubería pintada (m): 7,18 m		Diametro:12"		Tipo de recubrimiento: Sika 400 NF		
<b>CERTIFICADOS DE EQUIPOS</b>						
<b>Equipo</b>	<b>Marca</b>	<b>Serie</b>	<b>Fecha de calibracion</b>			
Termohidrometro:	POSITECTOR	707951	13/03/2019			
Termometro de chapa:	ELCOMETER	UF18919	29/06/2018			
Medidor de perfil de anclaje:	ELCOMETER	LB03381	4/02/2019			
Medidor de pelicula seca:	POSITECTOR	827275	27/11/2018			
Medidor de adherencia:	ELCOMETER	TG07522	16/12/2018			
Holiday detector:	ELCOMETER	UE34237	11/02/2018			
<b>PREPARACION DE SUPERFICIE</b>						
<b>CONDICION</b>	<b>HORA: 11:00 am</b>	<b>HORA: 09:30 am</b>	<b>Perfil de anclaje (mils): 3,5 mils</b>		<b>Perfil requ. por especificacion: 2,5 - 3,5 mils</b>	
Temperatura ambiente (°C)	29.6		Tipo de limpieza: Metal casi blanco SSPC SP10		Grado: SSPC-SP10	
Humedad relativa (%):	71.3					
Punto de rocío (°C)	23.5					
Temperatura superficie (°C)	29.2					
<b>MEDICION DE ESPESORES PELICULA SECA</b>						
<b>Norma SSPC-PA2</b>	<b>SPOT 1</b>	<b>SPOT 2</b>	<b>SPOT 3</b>	<b>SPOT 4</b>	<b>SPOT 5</b>	
Lectura N° 1 (mils)	24.1	20.6	31.4	22.9	28.2	
Lectura N° 2 (mils)	22.7	24.4	32.6	23.5	27.3	
Lectura N° 3 (mils)	29.2	23.2	25.7	26.9	29.2	
<b>Promedio lecturas</b>	25.3	22.7	29.9	24.4	28.2	
Espesor de pelicula seca requerido por especificacion <u>20 - 30 mils</u>			<b>PROMEDIO GENERAL:</b>		<b>26.1</b>	
<b>MEDICION DE CONTINUIDAD DE RECUBRIMIENTO</b>						
<b>Espesor de recubrimiento (mils)</b>	<b>Holiday de alta/baja</b>	<b>voltaje usado</b>	<b>Indicaciones</b>		<b>Longitud inspeccionada (ml)</b>	<b>Observaciones</b>
			<b>SI</b>	<b>NO</b>		
26.1	Alta	2,8 Kv		X	7,18 m	No se presentaron discontinuidades
<b>MEDICION ADHERENCIA DE RECUBRIMIENTO</b>						
<b>N° de muestra</b>	<b>Tipo de pegante usado</b>	<b>adherencia requerida</b>	<b>adherencia medida</b>	<b>Tipo de falla</b>		<b>Observaciones</b>
				<b>cohesiva(%)</b>	<b>adhesiva (%)</b>	
1	3M / Scotch-Weld	1200	2162	-	100%	Falla adhesion pegante 100%
2	3M / Scotch-Weld	1200	2838	-	100%	Falla adhesion pegante 100%
<b>DATOS DE RENDIMIENTO</b>						
Cantidad de pintura consumida (Gls):		1.5	Numero de lote pintura:		A: 7000017877 / B: 7000021043	
Area preparada (m2):		7,18 m	Consumo de arena m3 :		N.A	
Area preparada/pintada (m2):		7,18 m				
Rendimiento (m2/Gls):		4				
COMENTARIOS: Se encontró recubrimiento alquitran en tubería deteriorado, se retira el recubrimiento para la evaluación mecánica y valoración directa. Se aumenta la longitud de pintura debido a falta de adherencia de alquitrán.						
NOMBRE: Julio Ruiz		NOMBRE: Wilmer Perez		NOMBRE: Luis Aguilar		
						
Elaboro: Inspector Nace cip 2		REVISO: Cordinador QA/QC		Aprobo: Interventor		

REGISTRO FOTOGRAFICO



FOTO 1: Preparación superficial arenado metal casi blanco SSPC sp 10



FOTO 2: Perfil de anclaje



FOTO 3: Medición de perfil de anclaje



FOTO 4: Condiciones ambientales



FOTO 5: Aplicación de pintura



FOTO 6: Medición de espesores

NOMBRE: Julio Ruiz

NOMBRE: Wilmer Perez

NOMBRE:

Luis Aguilar

Elabora: Inspector Nace Cip 2

REVISO: Coordinador QA/QC

Aprobo: Interventor



REGISTRO FOTOGRAFICO



FOTO 7: Medición de pintura

FOTO 8: Medición de pintura



FOTO 9: Prueba de adherencias 2838 psi, falla pegante 100%

FOTO 10: Prueba de adherencias 2162 psi, falla pegante 100%



FOTO 11: Prueba de discontinuidad

FOTO 12: Pruebas de discontinuidad, sin detección de porosidad.

NOMBRE: Julio Ruiz



NOMBRE: Wilmer Perez






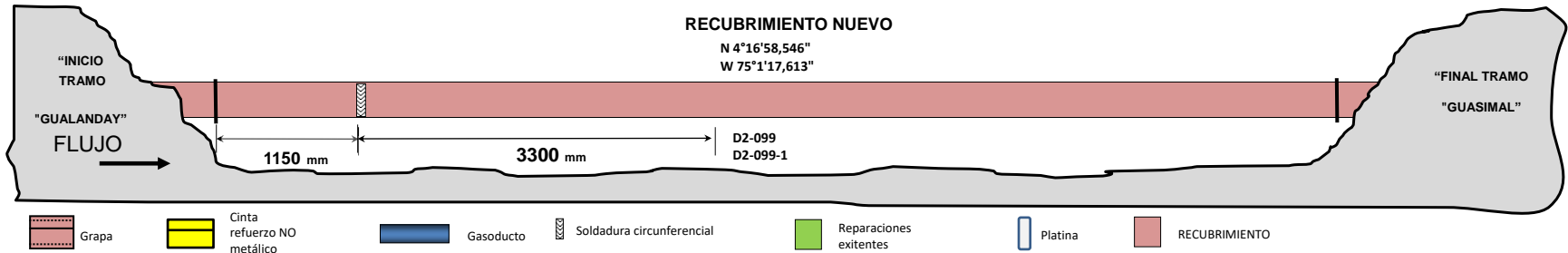
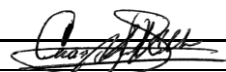
NOMBRE: Luis Aguilar

Elabora: Inspector Nace Cip 2

REVISO: Coordinador QA/QC

Aprobo: Interventor

Anexo 3:

	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. SUMINISTRO E INSTALACION DE KITS DE REFUERZO PARA TUBERIAS EN SERVICIO DE LOS GASODUCTOS DE TGI S.A. E.S.P.		Código: DTO0753OMEPEP Versión: 1 Página: 1						
	CONTRATISTA: METALPAR	CONTRATO No. 751097 ORDEN DE TRABAJO: 44006816 / PQT- 01		Fecha de emisión: 22/11/2018					
Consecutivo Reporte: 47 HOJA 1/1									
<b>FORMATO REPARACION DE DEFECTOS EN TUBERIA</b>									
<b>Equipo de Trabajo</b>		<b>Cargo</b>		<b>Empresa</b>					
Elaboró	CESAR ALVARADO	INSPECTOR QA/QC		METALPAR					
Revisó	WILMER PEREZ	COORDINADOR QA/QC		METALPAR					
Aprobó	LUIS AGUILAR	INTERVENTOR		ESCALAR					
Fecha Reparación Defecto	22/06/2019	Descripción equipos Utilizados • Herramientas manuales, • Gratas y discos abrasivos para limpieza, • Planta Eléctrica, • Pulidoras • Taladro eléctrico							
<b>DATOS TUBERIA</b>									
Gasoducto	GALANDAY - GUASIMAL	Municipio/Dpto	Coello / Tolima	Abscisado superficial:	411+596,080 - 411+596,678				
Comparte DDV	SI	Tipo Recubrimiento	Alquitran	Estado Recubrimiento	DETERIORADO				
				Hay Fuga	NO				
				Diametro tubería [in]	12				
<b>RESUMEN REPARACIÓN</b>									
Defectos reparado	Distancia del inicio del defecto a soldadura más cercana [m]	Distancia del Fin del defecto a soldadura más cercana [m]	Distancia del Inicio de la reparación a la soldadura más cercana [m]	Distancia lámina metálica de referencia a soldadura mas cercana [m]	Longitud de la reparación [m]	Tipo de Reparación	Latitud	Longitud	Observaciones
D2-099	.....	.....	.....	.....	7.180	SIKA EPOXIFENOLICO 400 NF	4°16'58,546"	75°1'17,613"	DAÑO EN REVESTIMIENTO
D2-099-1	.....	.....	.....	.....					
FOTO 1 APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO			FOTO 2; TOMA DE CONDICIONES AMBIENTALES			FOTO 3 PANORAMICA DE LA TUBERIA			
									
<b>RECUBRIMIENTO NUEVO</b> N 4°16'58,546" W 75°1'17,613"									
									
DESCRIPCIÓN ADICIONAL REPARACIÓN: SIKA EPOXIFENOLICO 400 NF CONDICIONES AMBIENTALES: H.RELATIVA : 71.3% TEMP. SUPERFICIE: 29.2°C TEMP. AMBIENTE: 29.6°C TEMP. DE ROCIO: 23.5°C									
RECURSOS: personal calificado en la aplicación de recubrimientos Nota: La Longitud de reparacion por recubrimiento es en total de 7,180 m.			ELEMENTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y MEDIO AMBIENTE:			• Medidor de Condiciones Ambientales, • Equipo medición de gases, • Escafandra o Careta de seguridad dependiendo de la técnica de limpieza a utilizar, • Trajes tyvek o tychem, • Mascara con cartuchos para vapores orgánicos.EPPs			
SE REALIZO APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO TENIENDO EN CUENTA FICHAS TECNICAS, RECOMENDACIONES DE FABRICANTE Y ESPECIFICACIONES TECNICAS TGI. SI: X NO:									
ELABORÓ:	 CESAR ALVARADO			REVISÓ: WILMER PEREZ			INTERVENTOR: LUIS AGUILAR		