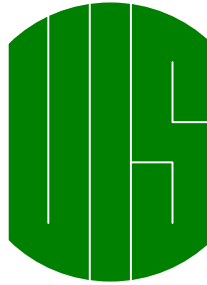


**PROCESO DE RECUPERACIÓN DE REVESTIMIENTOS VIEJOS MEDIANTE
LA TÉCNICA DE MAPEO DE CORRIENTE (PIPELINE CURRENT MAPPER -
PCM) Y APLICACIÓN DE PINTURAS EPOXICAS EFECTUADOS EN EL
TRAMO DINA – GUASIMAL DEL GASODUCTO CENTRO ORIENTE DE
ECOGÁS.**

RAFAEL DANIEL BARRAGÁN BOHORQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2005**



**PROCESO DE RECUPERACIÓN DE REVESTIMIENTOS VIEJOS MEDIANTE
LA TÉCNICA DE MAPEO DE CORRIENTE (PIPELINE CURRENT MAPPER -
PCM) Y APLICACIÓN DE PINTURAS EPOXICAS EFECTUADOS EN EL
TRAMO DINA – GUASIMAL DEL GASODUCTO CENTRO ORIENTE DE
ECOGÁS.**

RAFAEL DANIEL BARRAGÁN BOHORQUEZ

**Monografía para optar al título de
Especialista en Ingeniería de Gas**

**DIRECTOR
EDUARDO CRISTANCHO
Ingeniero de Petroleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2005**

A mi compañera, amiga y esposa Liliam y a mis bebes Daniela, Cristian y Paula quienes siempre esta a mi lado con su apoyo, ayuda y amor, siendo el objetivo de mi luz a pesar del sacrificio del tiempo para ellos. A mis Padres Jesus y Teresa que me formaron para seguir siempre por el camino del bien.

A mis hermanos especialmente a Paty que siempre me sigue acompañando en mis logros

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

La Empresa Colombiana de Gas – Ecogás, al Presidente de la misma Doctor Carlos A. Gómez Gómez que a pesar de las vicisitudes del momento me permitió continuar con los estudios de esta Especialización y al Director de la Monografía y al Cuerpo docente de la Universidad Industrial de Santander UIS.

CONTENIDO

	Página
LISTA DE TABLAS	XIII
LISTA DE FIGURAS	XIV
RESUMEN	XV
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES.	6
1.1 ASPECTOS GERENCIALES	6
1.2 ASPECTOS TÉCNICOS	6
2. INTEGRIDAD DEL GASODUCTO Y EVALUACION DE RIESGOS	8
2.1 PROGRAMA DE INTEGRIDAD DE GASODUCTOS	9
2.2 EVALUACION DE LA INTEGRIDAD DE GASODUCTO	10
2.2.1 Supervisión de corrosión – Externo	10
2.2.2 Supervisión de corrosión – Interno	10
2.2.3 Pigging	11
2.2.4 Investigación Discreta	11
2.2.5 Pruebas Hidrostáticas	11
2.2.6 Detección de escapes en los gasoductos	12
2.3 CORRECCIÓN DE GASODUCTOS	12
2.3.1 Protección de corrosión	13
2.3.2 Reparación y revestimiento	13
2.3.3 Reparación de gasoductos	14
2.3.4 Programas de reposición de gasoductos	15
2.4 RESUMEN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	16
3. REVESTIMIENTO DEL GASODUCTO	22
3.1 JUSTIFICACIÓN DE LOS REVESTIMIENTOS	23

3.2	USO DE LOS REVESTIMIENTOS	24
3.3	COSTO GENERAL DEL REVESTIMIENTO	25
3.4	CARACTERISTICAS DE LOS REVESTIMIENTOS SUBTERRANEOS	26
3.4.1	Aislamiento eléctrico - eficaz	26
3.4.2	Facilidad de Aplicación	27
3.4.3	Adherencia al substrato	28
3.4.4	Condiciones de almacenaje, manipulación e instalación	29
3.4.5	Resistencia al desprendimiento / compatibilidad catódica	30
3.4.6	Facilidad de reparación	31
3.4.7	Temperatura de operación	32
3.4.8	Proximidad del lugar de aplicación y disponibilidad	33
3.4.9	Resistencia Química	33
3.4.10	Resistencia de penetración	34
3.4.11	Resistencia de impactos	34
3.4.12	Resistencia a las fuerzas del suelo	35
3.4.13	Flexibilidad o Polarización de la deformación	36
3.4.14	Características del territorio relleno	37
3.4.15	Resistencia al clima / degradación U.V.	37
3.5	NORMAS Y ESPECIFICACIONES DE PREPARACION DE LAS SUPERFICIES	38
3.5.1	Preparación de la superficie, limpieza	40
3.5.2	Preparación de la superficie, volado	40
3.5.3	Preparación de la superficie – preparado	42
3.5.4	Condiciones ambientales	42
3.5.5	Temperatura de aplicación	43
3.5.6	Métodos de Aplicación	44
3.5.7	Grosor del recubrimiento	44
3.5.8	La cura	45
3.5.9	Detección de los defectos del revestimiento	46
3.5.10	Condiciones de seguridad	46

3.5.11 Especificaciones	47
3.5.12 Pruebas de revestimientos	48
3.5.13 Experiencia de aplicadores	49
3.6 CLASIFICACIÓN DE REVESTIMIENTOS DE GASODUCTOS	49
3.6.1 Por el sitio de aplicación	49
3.6.1.1 Revestimientos aplicados en plantas	49
3.6.1.2 Los revestimientos aplicados en el campo	50
3.6.2 Según el tipo de revestimiento	50
3.6.2.1 Esmaltes bituminosos	51
3.6.2.2 Poliolfino de extrusión	53
3.6.2.3 Fajas termoretractables o mantas termocontraibles	56
3.6.2.4 Resinas termoestables de polvo epóxico	57
3.6.2.5 Sistemas de cinta aplicada en obra	60
3.6.2.6 Revestimientos de resina líquida en dos componentes	63
3.6.2.7 Fusión epoxica de adherencia.	64
3.6.2.8 Polietileno de tres capas	65
3.6.2.9 Líquido uretano	65
3.6.2.10 El sistema de recubrimiento de petrolatum	66
4. PRUEBAS, MANEJO, MANTENIMIENTO Y DAÑOS DE RECUBRIMIENTO	67
4.1 PRUEBAS DE ADHESION A LOS REVESTIMIENTOS	67
4.1.1 Prueba de adhesión de peso colgante	68
4.1.2 Promedio constante de prueba de adhesión de la corteza	69
4.2 PROPIEDADES IMPORTANTES PARA CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN	70
4.2.1 Flexibilidad	70
4.2.2 Dureza / resistencia a la abrasión	71
4.2.3 Resistencia al impacto	72
4.2.4 Resistencia al clima	73

4.3	PROCEDIMIENTOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	73
4.3.1	Transporte, tendido y Limpieza Interna de Tuberías	73
4.3.2	Transporte de tubería	75
4.3.3	Tendido	75
4.3.4	Acopio	75
4.3.5	Transporte local	76
4.3.6	Recubrimiento de Juntas o daños durante la construcción	77
4.3.7	Bajado de Tubería y Tapado de Tubería.	78
4.4	PROCEDIMIENTO DESPUES DE LA CONSTRUCCION – MANTENIMIENTO	80
4.4.1	DETECCION DE DAÑOS DE REVESTIMIENTO	80
4.4.2	Incrementar el sistema de protección catódica	80
4.4.3	Inspeccionar la tubería utilizando un marrano inteligente	80
4.4.4	Rehabilitación y reparación del revestimiento	81
4.5	DAÑOS COMUNES	81
4.5.1	Ejemplos de casos de fallas en el revestimiento	84
4.5.1.1	CASO DE ESTUDIO 1.- América del sur	84
4.5.1.2	Caso de estudio 2. África	87
4.5.1.3	Estudio del caso 3. India	89
4.5.1.4	Estudio de caso 4 - Reino Unido	90
4.5.2	Especificaciones y Calificaciones	92
4.6	SUMINISTRO DE TUBOS	94
4.7	PLANTA DE REVESTIMIENTO E INSPECCION	95
4.7.1	Control de aplicación del revestimiento	95
4.7.2	Aplicación del revestimiento	97
4.7.3	Procedimientos de inspección y prueba	98
4.7.4	Control del sitio de operaciones	99
5.	METODOS PARA DETERMINAR DAÑOS DE REVESTIMIENTO	100

5.1	MÉTODOS ELÉCTRICOS PARA ANÁLISIS DE TUBERÍAS REVESTIDAS SUBTERRÁNEAS	101
5.1.1	Localizando daños de revestimiento en una tubería subterránea	102
5.1.2	El equipo mejorado	103
5.1.3	Métodos mejorados	103
5.1.4	El localización del daño y de la investigación aislada	104
5.1.5	Investigación	104
5.1.6	La localización de la capa critica por electrical capacitance	105
6.	PROCESO DE RECUPERACIÓN DE REVESTIMIENTOS VIEJOS MEDIANTE LA TÉCNICA DE MAPEO DE CORRIENTE (PIPELINE CURRENT MAPPER - PCM)	106
6.1	INSPECCIÓN PCM	106
6.1.1	Conexión y ajuste del transmisor	107
6.1.1	Prueba y ajuste del receptor	108
6.1.2	Registro y análisis de datos	108
6.1.3	Localización de fallas puntuales	110
6.1.4	Requisitos de seguridad	110
6.2	EVALUACIÓN MECÁNICA EN APIQUES	111
6.2.1	Realización de apiques	111
6.2.2	Inspección visual	111
6.2.3	Ensayo de Adherencia	111
6.2.4	Ensayo de Discontinuidad	112
6.2.5	Medición de espesores metálicos	112
7.	APLICACIÓN DE RECUPERACION DE REVESTIMIENTOS EN EL TRAMO DINA – GUASIMAL DEL GASODUCTO CENTRO ORIENTE DE ECOGÁS	113
7.1	OBJETIVO GENERAL	114
7.2	RESULTADOS GASODUCTO DINA GUASIMAL	115

7.2.1	Tendencias	116
7.2.2	Evaluación mecánica apiques	116
7.2.3	Potenciales	117
7.2.4	Ejemplo de resultados	117
7.2.5	Graficas de Mapeo de corriente Gasoducto DINA-Guasimal	118
8.	REPARACION DE REVESTIMEINTO DINA GUASIMAL	136
8.1	LOCALIZACION DEL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE OBRA	136
8.2	ACTIVIDADES PRELIMINARES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL IMPLEMENTADAS EN OBRA	137
8.2.1	Delimitaciones del área de trabajo	137
8.2.2	Control de condiciones ambientales	139
8.2.3	Inspección preoperacional de equipos	139
8.2.4	Disponibilidad de personal	139
8.3	LOCALIZACION DE TUBERIA	140
8.4	ADECUACION, DESPEJE Y LIMPEZA DEL DERECHO DE VIA	141
8.5	EXCAVACION, CAMBIO DE REVESTIMIENTO EN TUBERIA DE 12" DE DIAMETRO Y TAPADO.	142
8.6	RASQUETEO	145
8.7	PREPARACION DE LA SUPERFICIE "SANDBLASTING"	147
8.8	ARENA	148
8.9	LIMPIEZA DE LA SUPERFICIE	149
8.10	REGISTRO DE CALIDAD, OPERACIÓN SANDBLASTING	151
8.11	APLICACIÓN DE PINTURA	152
8.12	TEMPERATURA DE APLICACIÓN	152
8.13	TIEMPO DE SECAMIENTO	152
8.14	EQUIPO DE APLICACIÓN	153
8.15	PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN	154
8.16	PREPARACION DEL PRODUCTO	156
8.17	CONTROL DE CALIDAD, PRODUCTO APLICADO	156

8.18	CONTINUIDAD	158
8.19	ADHERENCIA	159
8.20	PRUEBA DE LABORATORIO	160
8.21	APLICACIÓN SOBRE TRANSLAPES E INTERFASES	160
8.22	BARRERAS EN ZANJAS	161
8.23	LOCALIZACION, EXCAVACION Y TAPADO DE TUBERIA EN SECTORES REPARADOS.	163
8.24	RECONFORMACION DEL TERRENO	166
8.25	CORTACORRIENTES TIPO I	168
8.26	REVEGETALIZACION	170
9.	CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES	172

BIBLIOGRAFIA

LISTA DE TABLAS

		Página
Tabla 1	Pros y contras de las Actividades de Mantenimiento	16
Tabla 2	Estándares de preparación de la superficie según NACE, ISO y BSI	41
Tabla 3	Resumen de severidad de tramos en orden consecutivo Guasimal – Dina identificación en grafica	125
Tabla 4	Resumen de severidad de tramos en orden consecutivo Guasimal – Dina identificación en grafica	126
Tabla 5	Resumen de tramos con severidad de daño entre 0-10 mA/kmPeso nominal de barras de acero	129
Tabla 6	Resumen de tramos con severidad de daño entre 10-20 mA/km	130
Tabla 7	Resumen de tramos con severidad de daño entre 20-30 mA/km	131
Tabla 8	Resumen de tramos con severidad de daño entre 30-40 mA/km	132
Tabla 9	Resumen de tramos con severidad de daño mayor de 40 mA/km	133
Tabla 10	Global de Resultados de mapeo de corrientes PCM en el gasoducto DINA-Guasimal 75 Kmts	134

INDICE DE FIGURAS

		Página
Figura 1	Procedimiento de aplicación de los esmaltes bituminosos	52
Figura 2	Procedimiento de aplicación de las resinas epóxicas	58
Figura 3	Pruebas de adhesión	69
Figura 4	Disposición de la Tubería durante el transporte	76
Figura 5	Arrugas del revestimiento	82
Figura 6	Revestimiento FBE emburbujado	82
Figura 7	Corrosión y SCC observada en la superficie de acero bajo revestimiento desprendido de la cinta	83

RESUMEN

El objetivo principal de éste trabajo es determinar la metodología utilizada dentro de un programa de Integridad para detectar y reparar los daños del revestimiento en tuberías viejas que están trabajando como gasoductos y que por tanto deben cumplir con unos estándares para mantener la seguridad y confiabilidad de un servicio de alto impacto en la economía del país y para los balances financieros de las empresas encargadas del transporte del gas natural. Las tuberías continúan siendo el método más seguro de entregar gas a través de grandes distancias y sobre todo tipo de terreno y que son cientos de miles de tuberías de transmisión en todo el mundo operando las 24 horas invisibles y confiables al público. Por otra parte todos los procesos que se involucran durante el mantenimiento de un sistema de transporte de gas deben estar en armonía con las exigencias de confiabilidad y rentabilidad de las entidades competentes para detener el crecimiento de la corrosión.

En este trabajo se plantean aspectos puntuales que ilustran los procedimientos generales para la detección de daños y la reparación del revestimiento de las líneas de transporte de gas natural y permita a quien consulte este documento la toma de decisiones con el objetivo de garantizar la factibilidad técnica de la inversión para evitar la posible corrosión de las tuberías por falta de la barrera de protección contra agentes mecánicos y químicos, como es el revestimiento y de igual forma se garantice la operatividad del gasoducto en condiciones óptimas de seguridad e integridad.

Con las buenas prácticas de la ingeniería Colombiana y la experiencia de empresas internacionales en el manejo de ductos, se ha podido evidenciar que aunque se han desarrollado muchos proyectos con altas inversiones no existe un criterio claro sobre los aspectos motivo del estudio y que en cualquier momento de ser ignorados podrían incidir perjudicando el desarrollo de las empresas y en muchos casos desequilibrándolo económicamente o en casos extremos comprometiendo las instalaciones.

Autor: Rafael Daniel Barragán Bohorquez, Junio de 2005

Abstract: The primary target of this one work is to determine the methodology used within a program of Integrity to detect and to repair the old damages of the coating in pipe that are working like gas pipe line and that therefore must fulfill standards to maintain the security and trustworthiness of a service of high impact in the economy of the country and for the financial balance of the companies in charge of the transport of the natural gas. The pipes continue being the method more surely to give gas through great distances and mainly type of land and that is hundreds of thousands of pipes of transmission in too the world operating the 24 invisible and reliable hours to I publish. On the other hand all the processes that become jumbled during the maintenance of a system of gas transport must be in harmony with the exigencies of trustworthiness and yield of the competent organizations to stop the growth of the corrosion.

In this work precise aspects consider that illustrate the general procedures for the detection of damages and the repair of the coating of the lines of natural gas transport and allows to that consults east document the decision making with the objective to guarantee the technical feasibility of the investment to avoid the possible corrosion of the pipes by lack of the protective obstacle against mechanical and chemical agents, as coating is him and similarly the operativity of gas pipe line in optimal conditions of security and integrity is guaranteed.

With the good ones you practice of Colombian engineering and the experience of international companies in the handling of ductos, has been able to demonstrate that although many projects with high investments have been developed does not exist a clear criterion on the aspects reason for the study and that at any time of being ignored they could affect economically harming the development of the companies and in many cases unbalancing it or in extreme cases jeopardizing the facilities.

Author: Rafael Daniel Barragán Bohorquez, June 2005

INTRODUCCION

La presente Monografía, responde a un requerimiento de carácter académico como requisito para obtener el título de Especialización de Ingeniería de Gas, y en consecuencia es coherente con el proceso formativo que se lleva a cabo en la Universidad Industrial de Santander UIS de Bucaramanga y estipulado ampliamente en el proyecto educativo institucional.

Los temas aquí tratados serán fundamentados, examinados y sintetizados, conjugando el proceso de aprendizaje con la experiencia profesional del autor. Así mismo, estarán presentes en este documento, las actividades de investigación, validación y análisis de las teorías y/o fundamentos relacionados con el tema y los planteamientos propios del estudiante.

Esta investigación es realizada a través de la consulta de fuentes primarias y secundarias así como la consulta directa a expertos en el tema.

De otra parte es importante aclarar que la presente Monografía esta orientada a la investigación y análisis de las inversiones en el negocio del transporte de Gas Natural en el aspecto económico principalmente, con referencia al entorno nacional.

El documento se presenta como un tratado particular al tema del mantenimiento correctivo del revestimiento como una inversión para alargar la vida de un gasoducto dentro de un programa de integridad netamente gerencial.

El control de la corrosión es la aplicación de los principios y procedimientos de Ingeniería para minimizar la corrosión a un nivel aceptable por el método más económico. Es poco práctico y poco económico eliminar completamente la corrosión y en la práctica uno o más de los métodos enunciados a continuación pueden ser aplicados como parte de un programa de integridad.

Diseño

El primer paso en un programa de integridad con énfasis en el control de la corrosión es la participación de la gerencia de gestión con el equipo de ingeniería de detalle en el diseño. Asegurar que las decisiones tomadas a cerca del proyecto tengan como objetivo minimizar los factores que influyen en la formación de la corrosión. Dentro de los principales criterios a tener en cuenta están:

1. Anulación de trampas de agua sobre la tubería en tierra y la estructura de soporte, o si ellas no pueden evitarse, proporcionar los medio de desagüe necesarios.
2. Uso de soldadura en lugar de tornillos para evitar grietas.
3. Plantear la ruta de la tubería para evitar riesgos de corrosión.
4. Anulación de contacto con metales diferentes usando uniones de aislamiento o seleccionando materiales tan cercanos en potencial como sea posible, según la serie Galvanizada.

Selección del material

Es importante seleccionar un material con una muy alta resistencia a la corrosión con el ambiente. Para hacer esta selección se debe considerar el costo, la fuerza mecánica, fácil producción, soldadura, corrosión bimetálica, etc.

Mientras que es relativamente simple seleccionar un material que no se corroerá, esto no se usa si las otras propiedades requeridas no se satisfacen. Es, por lo tanto de vital importancia, que las decisiones sean tomadas por todas las partes interesadas para cambiar un material.

Control ambiental

Modificar el ambiente para reducir su corrosividad por eliminación o neutralización de elementos corrosivos, por ejemplo:

1. El uso de backfill alrededor de las tuberías.
2. El uso de inhibidores (generalmente usados para el control de la corrosión interna) incluyendo biocidas.

Revestimiento de barrera

Insertar una barrera aislante para minimizar el contacto entre el metal y el electrolito, y reducir el flujo de corrientes de corrosión. Si fuera posible suministrar un revestimiento perfecto, la corrosión podría ser eliminada. Sin embargo, no es posible conseguir esta perfección debido a las limitaciones de los materiales comerciales disponibles, de los procedimientos en la construcción y de manejo, y consideraciones de costo.

Para corrosión atmosférica sobre la tierra, un revestimiento de barrera es una opción normal, por ejemplo, un sistema de pintura convenientemente aplicado. Si el revestimiento se daña será visible y reparar/ repintar se puede hacer fácilmente.

Sin embargo, para estructuras enterradas. Otras condiciones se deben tener en cuenta por las siguientes razones:

1. La cantidad de metal perdido por corrosión es directamente proporcional a la magnitud de la corriente de corrosión de la tubería dentro del electrolito.
2. Por la ley de Ohm, la cantidad de flujo de corriente dependerá de la diferencia de potencial en la superficie de la tubería y de la resistencia del circuito de la celda de corrosión. La diferencia de potencial depende del material y del electrolito. La resistencia se incrementará insertando una barrera aislante, por lo tanto, la corriente de corrosión se reducirá.
3. El porcentaje de corrosión o perforación depende de la densidad de corriente. De esta manera, aunque la corriente de corrosión se reduzca por el revestimiento, el área superficial es reducida por un factor mayor. Por lo tanto, la tubería se puede perforar en un menor tiempo con un revestimiento que si estuviera desnuda.

Protección catódica

Una vez hemos aplicado una primera barrera contra la corrosión como es el caso de los revestimientos, los cuales no logran en ningún caso el 100% de efectividad, aplicamos un método de protección a las áreas descubiertas o desnudas. Este método es conocido con el nombre de Protección catódica y no es más que de transformas las zonas anódicas de la tubería en Cátodos, impidiendo la salida de electrones desde la tubería.

Operación y mantenimiento del sistema de Protección Catódica/Revestimiento

Teniendo ya la tubería protegida mediante alguno de los sistemas, el siguiente paso para el control de la corrosión es el de operar y mantener el sistema de tal forma que la tubería esté siempre recibiendo la cantidad de electrones suficientes para lograr su protección. Dentro de las actividades más relevantes tenemos:

- Recorrido Poste a Poste, Toma de potenciales (on/off)
- Localización de Tubería
- Inspección de gasoductos con sistemas de ánodos de sacrificio
- Inspección de rectificadores
- Inspección de Camas anódicas
- Pruebas de interferencia
- CIS (Close Interval Survey)
- DCVG (Direct Courrent Voltaje Gradient)
- PCM (Piping Courrent Mapper)

1. GENERALIDADES

1.1 ASPECTOS GERENCIALES

El objetivo principal es determinar los factores técnicos básicos que deben ser considerados para determinar el estado y su recuperación del revestimiento en los Gasoductos como parte de un programa de integridad.

Con el propósito de determinar gerencialmente los elementos que intervienen en la integridad de una infraestructura de transporte de gas natural, se plantean diferentes aspectos los cuales son muy importantes analizar.

Una vez se hallan tomado las decisiones de tipo gerencial por parte de la empresa, encaminadas a la Integridad de una infraestructura transporte de gas natural, el propietario iniciará la actividad en el área.

1.2 ASPECTOS TÉCNICOS

A través de los años, las empresas de transmisión han experimentado una cantidad de incidentes en los gasoductos que han afectado de manera directa su rentabilidad del negocio y la credibilidad antes los diferentes agentes de la cadena del Gas Natural. Estos incidentes pueden clasificarse en cinco causas indicadas a continuación:

- Fuerza externa
- Corrosión
- Defectos materiales
- Defectos de construcción

- Otros

Las actividades o los programas de mantenimiento deben cubrir estas causas con el fin de asegurar la integridad del gasoducto. Los principales asuntos que requieren el compromiso con las medidas preactivas para cubrir estas causas son:

- Cuarteado por corrosión con esfuerzo
- Corrosión
- Defectos materiales
- Daños en la construcción
- Cumplimiento de los reglamentos
- Daños por fuerzas externas
- Escapes

La integridad del gasoducto requiere la prevención de daños, la evaluación de integridad y la corrección de daños. Cada uno de estos aspectos se discute con ánimo a asegurar que los asuntos de integridad sean resueltos. Como los asuntos de integridad pueden ser diferentes para cada sistema de gasoductos, se debe indicar un enfoque general para el mantenimiento de gasoductos, dentro del cual para evitar los efectos por corrosión debe ser una actividad primordial la recuperación de los revestimientos para evitar daños directos al tubo.

2. INTEGRIDAD DEL GASODUCTO Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Los programas de mantenimiento de gasoductos son el vehículo utilizado para establecer y asegurar la integridad del gasoducto. Un enfoque estructurado hacia la integridad incluye un proceso llamado evaluación de riesgos. La evaluación de riesgos puede utilizarse cuando se examinan asuntos de integridad y cuando se prioriza el mantenimiento. Como el riesgo asociado con un sistema de transmisión, en términos operacionales, depende mayormente en la condición de un gasoducto, el proceso de establecer la integridad del gasoducto es importante. La priorización de acciones correctivas tiene efecto positivo en el riesgo solo cuando se basa en un enfoque sistemático de recolectar y evaluar los hechos continuamente.

Asegurara la integridad del gasoducto en un proceso dinámico que se está desarrollando con el tiempo mientras se hace disponible nueva información y tecnología, y mientras envejece el sistema de gasoductos. El núcleo del proceso es formado por un sistema que permite:

- La recolección de datos
- El análisis comparativo de datos
- La evaluación de datos
- La selección de acciones correctivas alternativas junto con los riesgos asociados
- Los ajustes cuando cambian las situaciones
- La toma de medidas reactivas y preactivas
- Presupuesto

El proceso requiere que después de la implementación de acciones propuestas, la situación se revise para determinar si el asunto fue resuelto o no. Puede ser

necesario recolectar nuevos datos para alimentar la base de datos para cerrar el ciclo.

2.1 PROGRAMA DE INTEGRIDAD DE GASODUCTOS

Aunque los gasoductos fueron diseñados y construidos para cumplir o superar las especificaciones contemporáneas y las prácticas de garantía de calidad, han experimentado algún nivel de deterioro a través de tiempo. La mayoría de este deterioro es secundario en su extensión y adecuadamente compensado por las tolerancias permitidas en el diseño original. Sin embargo, en algunos sistemas de gasoductos este deterioro ahora se ha manifestado con defectos graves y si no son remediados pueden resultar en un incidente.

Los programas de integridad han sido desarrollados por medio de investigaciones y por medio de evaluaciones de asuntos individuales de integridad cuando se ha presentado. Aunque este enfoque pudo haber sido apropiado para resolver la mayoría de los problemas que fueron descubiertos hasta la fecha existe más evidencia que indica que se necesitan, medidas preactivas. La creciente variedad y complejidad del asunto de integridad que exigen las empresas de gasoductos adopten un plan de acción más integrado y más comprensivo que refleje las realidades de la operación de un sistema maduro de gasoducto.

El desarrollo de un programa de integridad se basa en los siguientes tres aspectos claves:

- Prevención de daños
- Evolución de integridad
- Corrección de daños

Estos aspectos claves pretenden ofrecer un enfoque proactivo que se adaptará continuamente a los asuntos de integridad y los cambios en los ambientes reguladores y la tecnología.

2.2 EVALUACION DE LA INTEGRIDAD DE GASODUCTO

Por lo general el establecimiento de la condición del sistema de gasoducto es por medio de programas pasando de evaluación y corrección. Es difícil ubicar defectos graves específico debido a las limitaciones impuestas por la información disponible, sistemas de integridad pasados, la tecnología existente de evaluación, la compatibilidad del gasoducto con la tecnología y conocimiento de mecanismos que causas los defectos.

Una evaluación precisa es esencial para el desarrollo de un programa eficaz de corrección. Los siguientes programas son recomendados para una evaluación precisa de la evaluación de un gasoducto.

2.2.1 Supervisión de corrosión – externo

Se utilizan estudios tubo – a - tierra para determinar el estado de protección catódica de un gasoducto subterráneo. Los estudios tubo-a-tierra tienen algunas delimitaciones para terminar los niveles de protección de capas protectoras despegada como la cinta de polietileno debido a esta protección. Sin embargo esta es una técnica importante para determinar la extensión de corrección de corrosión.

2.2.2 Supervisión de corrosión – interno

Para línea de productos líquidos, la supervisión de corrosión se logra con el uso de cupones instalados internamente a por el uso de sondas. Donde se utilizan inhibidores, sus concentrados deben inspeccionarse continuamente.

2.2.3 Pigging

El pigging, ofrece una tecnología que puede evaluar las líneas operacionales y conclusiva mente ubicar defectos como abolladuras, ovalidad excesiva y corrosión. En el futuro previsible, los pigs de detección de SCC se pueden haber desarrollado de tal manera que se pueda utilizar en conjunto con un programa de pruebas hidrostáticas permitiendo que gasoducto sea verdaderamente evaluado en cuanto a SCC.

2.2.4 Investigación discreta

Las investigaciones discretas (la excavación de tubería con el propósito de investigación las condiciones real de gasoducto. Ese tipo de investigación es absolutamente esencial cuando se redacta datos para modelos (i.e SCC y el modelo de corrosión) o para propósito de correlación (i .e., para verificar las indicaciones específicas y para evaluar defectos en la tubería de manera apropiada.

2.2.5 Pruebas hidrostáticas

La aprueba hidrostáticas es un método eficaz para remover los defectos de los gasoductos que podrían crecer para causar rupturas. Para la administración de integridad SCC, las pruebas hidrostáticas remunere las grietas que se están acercando a dimensiones que podrían falla en - servicio para sobrevivir grietas sub-criticas hasta la siguiente prueba.

2.2.6 Detección de escapes en los gasoductos

Para asegurar la seguridad del público y mantener la integridad del gasoducto, este debe inspeccionarse regularmente para detectar escapes. Las inspecciones requeridas por los reglamentos canadienses, consisten de patrullas aéreas regulares y estudios anuales de detección de escapes en la línea. La patrulla aérea utiliza helicópteros para inspeccionar el gasoducto para detectar posibles escapes, evidentes por el descoloramiento de la vegetación.

El estudio anual de detección de escapes en la línea que se realiza a pie es un complemento de la inspección de la patrulla aérea. El estudio de detección de escapes es realizado caminando físicamente por todo el gasoducto con detectores de gas portátiles de ionización en llama. El estudio de detección de escapes es capaz de detectar escapes significativamente más pequeños que aquellos perceptibles por la patrulla aérea.

En los últimos años, se ha revisado una cantidad de sistemas alternativos de detección de escapes para investigar el desarrollo reciente en la tecnología de detección de escapes. En este momento, la patrulla aérea y el estudio existente de detección de escapes parecen ser los métodos más eficaces y eficientes para la inspección de escapes.

2.3 CORRECCION DE GASODUCTOS

La decisión, reemplazar o emprender la corrección de un problema de integridad pueden ser a menudo muy discutibles. Esto es porque el concepto de “nivel aceptable de riesgo” puede ser altamente subjetivo. La decisión se complica además por la tremenda variación en los costos de corrección, impactos del

sistema, impactos ambientales y las relaciones costo / beneficio asociado con cada acción y el nivel de riesgos, (i.e., urgencia de corrección) asociados con los defectos. La preferencia de la medida de mitigación también releja la distribución de problemas de integridad y las interrupciones planteadas para el sistema.

La corrección de gasoducto es normalmente el componente más costoso y variable del programa de integridad de gasoductos. Aunque los presupuestos anuales pueden calcularse, es difícil proyectarlos de manera precisa porque la corrección es un proceso reactivo y dependiente de los hallazgos de la evaluación de integridad.

2.3.1 Protección de corrosión

Los programas protección a la corrosión son planes de acción recomendados desarrollados para instalar sistemas de protección catódica para todas las áreas de un gasoducto encontrados por debajo de un criterio establecido de corrosión durante un estudio tubo-suelo. Tales medidas correctivas consiste en:

- Instalar sí es necesario un sensor remoto, ánodos distribuidos, posteria, repuestos rectificadores y sistemas de ánodo continuos con el fin de cumplir los criterios establecidos. Una vez las instalaciones apropiadas se hayan realizado en el área correspondiente, se recomienda estudios posteriores correctivos para confirmar el estado de protección catódica.
- El revestimiento de secciones de la tubería donde la capa protectora para estar despegada, y donde otra acción de protección catódica sería ineficiente.

2.3.2 Reparación y revestimiento

Las empresas de gasoductos por lo general dependen principalmente de la protección catódica para combatir la corrosión por la economía favorable en comparación con reparación. Sin embargo la reparación del revestimiento de una tubería podría convertirse en una opción viable en secciones donde el revestimiento se ha deteriorado substancialmente con el tiempo. Se debe considerar los siguientes tres aspectos cuando se decide reparar el revestimiento:

- **Requerimientos de alto corriente**
El costo asociado con los requerimientos de alta corriente: tanto la inversión capital como los costos de energía
- **Problemas de supervisión**
Los potenciales tubo-suelo sobre el suelo no siempre refleja el potencial real de la tubería dentro de las áreas protegidas, despegadas específicamente con el revestimiento de cintas.
- **Altas temperaturas**
En las estaciones de compresión o inmediatamente corriente abajo (temperatura por encima de 50C°), la carga de tierra se convierte en mas problema con el asfalto y la cinta debido a la naturaleza termoplástico de los de los revestimientos. Como resultado, el revestimiento se arruga a se despega resultando en picaduras en la tubería y problemas SCC.

2.3.3 Reparación de gasoductos

Las reparaciones de gasoductos ocurren debido a que el gasoducto requiere reparación para resolver el asunto de integridad del gasoducto o para cumplir con las normas (i.e., abolladura) las reparaciones de gasoducto normalmente son identificado por la siguiente porción de evaluación del programa de integridad:

- **Pruebas hidrostáticas**

- Excavaciones de investigación (vigilancia, corrosión & SCC)
- PIG
- Escapes de gas

Se realizan reparaciones en los gasoductos con base en lo planeado, mientras que las rupturas en los gasoductos y daños detectados en las pruebas hidrostáticas son reparadas inmediatamente permitiendo así que la línea pueda volver a su servicio.

Los defectos identificados en los gasoductos en operación tienen que evaluarse para saber si se requieren reparaciones se establece con base en la prioridad del riesgo asociado con el defecto y los programas de integridad establecidos

2.3.4 Programas de reposición de gasoductos

Los programas de reposición de gasoductos resultan de dos criterios: asunto de integridad y de cumplimiento con las normas.

Los programas de reposición de gasoductos resultan de un asunto de integridad por el establecimiento de criterios que presentan una amenaza inaceptable para el gasoducto o el público. Hasta la fecha, todos los programas de reposición de gasoductos han sido basados en la seguridad pública.

Las reposiciones de gasoductos para cumplir con las normas resultan de las secciones de la tubería identificadas como deficientes en obertura o por un aumento en la densidad de la población. La mayoría de los trabajos realizados por el cumplimiento con las normas están asociados con un mejoramiento en la localidad pero si se presentan asuntos de cobertura insuficiente.

2.4 RESUMEN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Un resumen de las practicas de mantenimiento requeridas para asegura la integridad del gasoducto indica los asuntos que requieren medidas proactivas para la integridad de gasoducto como se muestra en la tabla 1. donde se describe las medidas de mantenimiento para cada asunto como también una comparación de los pros y los contras de cada actividad.

Tabla 1: Pros y contras de las Actividades de Mantenimiento

Condición	Práctica	Pros	Contras
SCC	Garantía de Calidad	<ul style="list-style-type: none"> • El nuevo revestimiento prevendrá SCC 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo se aplica en instalaciones nuevas
	Pruebas Hidrostáticas	<ul style="list-style-type: none"> • Rompe los defectos críticos (SCC y otros) • Establece la integridad del gasoducto para un periodo definido 	<ul style="list-style-type: none"> • No evalúa los defectos leves que están en proceso de maduración • Una práctica costosa • Se establece la integridad del gasoducto es sólo por un periodo definido • Puede romper las fallas durmientes del gasoducto

Condición	Práctica	Pros	Contras
	Reposición de Gasoducto	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable para todos los defectos 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso • El gasoducto debe sacarse de servicio
	Revestimiento de Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Costos razonables 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable sólo para una porción de los defectos
Corrosión	Garantía de Calidad	<ul style="list-style-type: none"> • Nuevo revestimiento prevendrá la corrosión 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo se aplica en instalaciones nuevas
	Pigging EML	<ul style="list-style-type: none"> • Evalúa la condición de gasoducto 	<ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones fuera de la línea son limitadas debido a su viabilidad y costos • Altos costos para las instalaciones en-línea.
	Pruebas Hidrostáticas	<ul style="list-style-type: none"> • Rompe los defectos críticos (Corrosión y otros) • Establece la integridad del gasoducto para un periodo definido 	<ul style="list-style-type: none"> • No evalúa los defectos leves que se están midiendo • La integridad del gasoducto sólo se establece por periodo definido • Puede romper las fallas durmientes del gasoducto • Es una práctica costosa

Condición	Práctica	Pros	Contras
	Investigación Discreta	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementa el conocimiento de la condición del gasoducto 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso debido a la cantidad de investigaciones requeridas
	Reposición de Gasoducto	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable para todos los defectos 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso • El gasoducto debe sacarse de servicio
	Revestimiento de Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Costos razonables 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable sólo para una porción de los defectos
	Instalaciones C.P	<ul style="list-style-type: none"> • Eficaz para mitigar la corrosión actual 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere supervisión y mantenimiento • No repara los defectos de corrosión existentes
Defectos Materiales	Garantía de Calidad	<ul style="list-style-type: none"> • Asegura la integridad del gasoducto 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo se aplica en instalaciones nuevas
	Pruebas Hidrostáticas	<ul style="list-style-type: none"> • Rompe defectos críticos (defectos materiales y otros) • Establece la integridad del gasoducto 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede romper las fallas durmientes de gasoducto • Es una práctica costosa

Condición	Práctica	Pros	Contras
	Investigaciones Discretas	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementa el conocimiento de la condición del gasoducto • Permite establecer programas de integridad • Puede revelar defectos graves 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso debido a la cantidad de investigaciones requeridas
	Reposición de Gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable para todos los defectos 	<ul style="list-style-type: none"> • Costosos • El gasoducto debe sacar de servicio • Sólo se aplica para defectos de revestimiento
	Revestimiento de Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Costos razonables 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplica sólo para una porción de los defectos
Cumplimiento con las Normas	Reposición de Gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de la seguridad 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso
Daños por Fuerzas Externas	Prevención de Fuerzas Externas	<ul style="list-style-type: none"> • Eficaz 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso

Condición	Práctica	Pros	Contras
	Pigging EML	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica la pérdida de metal (indicadores) 	Pigging EML
	Pruebas Hidrostáticas	<ul style="list-style-type: none"> • Rompe los defectos críticos (daños en la tubería y otros) • Establece la integridad del gasoducto 	<ul style="list-style-type: none"> • Es una práctica costosa. • Puede romper las fallas durmientes del gasoducto
	Patrullas Aéreas y Terrestres	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica daños recientes y potenciales en la tubería 	<ul style="list-style-type: none"> • No puede identificar daños antiguos existentes
	Reposición de Gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable para todos los defectos 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso • El gasoducto debe sacarse de servicio
	Revestimiento de Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Costo razonables 	<ul style="list-style-type: none"> • No se aplica para todos los daños de tubería
Escapes	Pruebas Hidrostática	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica los escapes 	<ul style="list-style-type: none"> • No se puede encontrar todos los escapes
	Patrulla Aérea y Terrestre	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica los escapes 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil de ubicar (indicaciones falsas)

Condición	Práctica	Pros	Contras
	Patrulla Aérea y Terrestre	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica los escapes 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil de ubicar (muchas indicaciones falsas)
	Reposición de Gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicable para todos los defectos 	<ul style="list-style-type: none"> • Costoso • El gasoducto debe sacarse de servicio

3. REVESTIMIENTO DEL GASODUCTO

Los revestimientos constituyen la primera línea de defensa en el contexto de un programa de control de corrosión subterránea y a largo plazo, puesto que son utilizados conjuntamente con un sistema adecuado de protección catódica, que permiten obtener los mejores resultados posibles en materia de costos.

Un revestimiento adecuadamente aplicado facilitara la máxima reducción de costos contra la corrosión partiendo de una medida por metro cuadrado, por año de operación, sin embargo si una estructura solo se pudiera proteger por sistema de protección catódica. Estos costos se elevarían considerablemente. Así un programa de control de la corrosión que combine la protección catódica del revestimiento se comprueba como un enfoque razonable desde los niveles técnicos y económicos.

El revestimiento aísla el metal de los electrolitos en el suelo, por ende reduce los requerimientos de energía para la protección catódica; la protección catódica protege el metal expuesto al ambiente en los puntos sin revestimiento. Los nuevos revestimientos en los tubos pueden brindar un 99% de protección al tubo, sin embargo el sistema de protección catódica proporciona protección adicional, ya que la tubería de todas maneras se deteriora lentamente.

Por lo tanto los revestimientos, son un medio efectivo (a nivel de costos) para proteger tubos de acero enterrados de los ambientes moderadamente corrosivos. Ellos son un sistema protector que crea un escudo (físicamente) en el tubo de acero que lo protege de los electrolitos en el suelo. Los revestimientos constituyen la primera línea de defensa en el contexto del programa de control de corrosión subterránea con un sistema adecuado de protección catódica con lo que permiten obtener los mejores resultados posibles en materia de costos en el proceso de

Integridad. Por lo tanto se debe conocer en qué casos se debe utilizar cada uno de ellos, cómo se deben aplicar y cómo se debe efectuar la inspección a fin de obtener una duración de vida óptima.

Los cuatro elementos fundamentales de un sistema de revestimiento satisfactorio son:

1. Selección del material.
2. Especificaciones por respetar.
3. Aplicación del recubrimiento.
4. Inspección del revestimiento.

Si se desatiende uno u otro de estos elementos, se arriesga bastante el sistema por no atender su duración de vida máxima, y porque se eleva su costo en el mantenimiento y operación.

Discutiremos también las características deseables de un sistema de revestimiento, además de la selección del material, procedimientos de inspección y métodos de verificación sobre el terreno. Aunque el asunto de los revestimientos internos y atmosféricos también tenga su importancia, sólo bosquejaremos brevemente estos dos aspectos particulares.

3.1 JUSTIFICACION DE LOS REVESTIMIENTOS

La mayoría de los problemas relacionados con la corrosión externa en la industria del gas y del petróleo son debido a la selección pobre, o inapropiada, o al tipo, de recubrimiento aplicado. Los entendimientos básicos de la ciencia del recubrimiento y las condiciones a las que serán expuestos los recubrimientos mejoraran la seguridad, integridad del ducto y ahorrara dinero a largo plazo.

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

La importancia del revestimiento exige personal de control de la corrosión y familiarizarse con las cualidades básicas de los revestimientos subterráneos, y de conocer las ventajas y los límites para un ambiente dado.

3.2 USO DE LOS REVESTIMIENTOS

En la industria del petróleo los recubrimientos pueden ser clasificados de acuerdo a lo que van a cubrir. También, un tipo diferente del producto de recubrimiento es usado para los diferentes componentes de la tubería; los recubrimientos pueden ser usados.

- Tuberías.
- Soldaduras circunferenciales.
- Ensamblajes / estación de tuberías (válvulas, Tes., etc.)
- Tanques y recipientes

- Empalmes
- Reparar recubrimientos.
- Condiciones del proceso de soldadura.

Los recubrimientos también pueden ser clasificados según el lugar en que son aplicados

- Aplicado en plantas
- Aplicado en el campo (nuevas construcciones)
- rehabilitación de cubrimientos (aplicación de ductos existentes)

3.3 COSTO GENERAL DEL REVESTIMIENTO.

Los proyectos de ductos son usualmente basados en la ganancia. El costo inicial de un recubrimiento es uno de los componentes del costo mientras que el problema de integridad debido al recubrimiento pobre que ocurre sobre el tiempo de vida operacional del ducto, es otro. Es mucho más fácil cuantificar el costo mas tarde.

Cuando se varía opciones de recubrimiento, el recubrimiento mas barato para un tipo de servicio podría ser bien limitado para otra aplicación. En cierta circunstancia, el recubrimiento barato que no ha ejecutado bien podría ser mejor opción (Ej. Concurrencia de ducto con un corto tiempo de servicio).

Hay 4 elementos que conforman el costo general del revestimiento, estos son: el costo del revestimiento aplicado en planta, los costos de revestimiento de juntas, costos de reparación de campo, y la vida esperada de la tubería (costos de amortización).

El último punto es importante, ya que es relativamente fácil sobre-diseñar o sobre-especificar un revestimiento con el consiguiente incremento del costo. La alternativa o elección debería por lo tanto reflejar completamente el diseño de vida útil del tubo.

3.4 CARACTERISTICAS DE LOS REVESTIMIENTOS SUBTERRANEOS

Un revestimiento subterráneo, que calificaremos simplemente de "revestimiento" desde ahora, debe tener las cualidades básicas siguientes a fin de proveer una protección eficaz contra la corrosión:

3.4.1 Aislamiento eléctrico - eficaz

Un sistema de revestimiento bajo tierra debe tener buena fuerza eléctrica para asegurar alta resistencia dieléctrica. Esta resistencia no debe cambiar apreciablemente con el tiempo o con exposición a agua.

Aunque los revestimientos no necesitan continuas tensiones de alto voltaje normalmente asociados con aislamiento eléctrico, por ejemplo, los revestimientos son expuestos a 1500 a 7500 voltios durante la detección de superficies sin esmaltar (pintar) y de uno a 3 voltios durante la aplicación de la corriente de protección catódica que se le imprime al tubo.

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

Sin embargo los recubrimientos no necesitan resistir las fuerzas de continuos altos voltajes normalmente asociados con el aislamiento eléctrico, los sistemas de recubrimiento deben exhibir una buena resistencia los defectos del revestimiento y de 1 a 3 voltios durante la aplicación de la protección catódica de corrientes impresas. El recubrimiento que tiene baja o degradación de la fuerza dieléctrica requerirá mas protección catódica que los recubrimientos con buena fuerza dieléctrica.

3.4.2 Facilidad de aplicación

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

Se podrá obtener una calidad válida de revestimiento, presentando un mínimo de faltas, por la utilización de un sistema de revestimiento que sea afectado lo menos posible por parámetros incontrolables, tales como la falta de experiencia de los obreros, las condiciones meteorológicas y los tiempos de instalación. Las especificaciones del revestimiento deberían tener en cuenta las condiciones bajo las cuales será aplicado el revestimiento.

Las habilidades de los trabajadores y las condiciones ambientales juegan un papel importante en la especificación de un recubrimiento y la creación de los procedimientos de la aplicación. Las siguientes condiciones ambientales son importantes a considerar: temperatura ambiental, puntos débiles, humedad, protección a la precipitación y a los rayos del sol. Las condiciones ambientales también pueden estar compuestas por el precalentamiento, postcalentamiento y la acumulación.

El entretenimiento de los trabajadores y la familiarización con la superficie y la aplicación de los productos es muy importante para asegurar una alta calidad de recubrimiento que es aplicado.

Cuando la selección de un sistema de recubrimiento, es a veces mejor seleccionar el sistema que es técnicamente menos superior si sus aplicaciones son mucho más fáciles o menos clementes ambientalmente. Un buen recubrimiento que es pobremente aplicado es pobre sistema de recubrimiento justo

3.4.3 Adherencia al sustrato

La adhesión permanente del revestimiento es esencial, ya que un desprendimiento de este, puede permitir acumulación de humedad entre el tubo y el revestimiento, y con ello crear un ambiente favorable, para la corrosión. Una adhesión del revestimiento refleja su habilidad para resistir el daño por desdoblamiento, desprendimiento catódico y tensión del suelo, así como la calidad de la aplicación del revestimiento y la preparación de la superficie del tubo. Una prueba de adhesión consiste de sumergir una muestra de revestimiento en 75°C +/- 3°C por 48 horas y/o a 95°C +/- 3°C por 24 horas.

Mientras la muestra está todavía caliente un rectángulo es marcado al sustrato, este es entonces enfriado con aire a 20°C +/- 3°C (tiempo máximo de una hora) y una acción de apalancamiento se usa para remover el revestimiento hasta que este demuestre resistencia definitiva a varios grados, entonces son asignados de la siguiente forma:

Grado 1.- El revestimiento no puede ser removido limpiamente.

Grado 2.- Menos del 50% del revestimiento puede ser removido.

Grado 3.-Más del 50% del revestimiento puede ser removido, pero este demuestra resistencia a la acción de apalancamiento.

Grado 4.- El revestimiento es fácilmente removido en tiras o pedazos grandes.

Grado 5.- El revestimiento puede ser completamente removido como una sola pieza

Es imperativo por lo tanto, que la superficie de la base del tubo sea apropiadamente preparada. Esto implica más que simplemente remover el sucio de la superficie y el óxido. La presencia de contaminantes invisibles tales como sales solubles puede tener un efecto muy negativo en la vida del revestimiento (NEAL 1999).

A fin de realizarlo bien, los revestimientos necesitan mantener una unión adhesiva fuerte a lo largo de su vida útil o activa. Alta fuerza inicial adhesiva será obtenida de tener una superficie adecuadamente preparada, y un buen flujo de revestimiento y humedecido durante la aplicación. La longevidad de la adherencia está relacionada a las propiedades del revestimiento, su resistencia a la penetración de la humedad, fuerza del suelo, y desprendimiento catódico, todos factores los cuales serán discutidos más tarde en el capítulo.

3.4.4 Condiciones de almacenaje, manipulación e instalación

La capacidad de un revestimiento para respaldar los daños es función de su resistencia a la abrasión, al impacto, lo mismo que a sus propiedades de flexibilidad. Al estar sometida la tubería a numerosas operaciones manipulables entre la aplicación del revestimiento y el momento de relleno subterráneo, se comprenderá que ciertos revestimientos son más tolerantes que otros a los malos tratos que puedan surgir. Los rayos ultravioleta pueden ser muy destructores sobre los revestimientos al alquitrán de carbono y al epóxico del alquitrán del

carbono, necesitando algunas veces medidas de protección particulares: las tuberías revestidas pueden durar hasta cinco años sobre un siso de almacenaje, por lo que se obliga a protegerlas adecuadamente. Mencionemos finalmente que ciertos revestimientos podrán ser víctimas de las Inclemencias del frío" si son almacenados por mucho tiempo sobre una superficie dura, sin relleno.

La duración del almacenamiento de los revestimientos en dos componentes líquidos disminuye puesto que la temperatura excede regularmente los 40OC, lo que impide la correcta catalización del revestimiento, que se solidifica entonces bajo la forma de una capa porosa.

3.4.5 Resistencia al desprendimiento/Compatibilidad catódica

En áreas donde el revestimiento ha sido dañado, o está ausente, la protección catódica es usada para proteger al metal de la corrosión, sin embargo, la protección catódica puede inducir la evolución de gas de hidrógeno en la superficie expuesta e incrementar la presencia de agua al sitio con efecto en el revestimiento. Estos dos efectos pueden individualmente o en combinación incrementar la pérdida de adhesión del revestimiento al borde de una superficie sin esmaltar o pintar (holiday), que está en un punto de falla en el revestimiento.

Pruebas de desprendimiento catódico son usadas para determinar la compatibilidad del revestimiento con la protección catódica. Típicamente una muestra del revestimiento con un espacio no cubierto de esmalte o pintura (holiday) previamente perforado es inmerso en un 3% de solución salina a 20°C por 28 días, durante la prueba, las muestras del revestimiento son mantenidas a un nominal -1.5 potencial de voltio.

Después de completar el período de prueba, una acción de apalancamiento es usada para levantar el revestimiento alrededor de un espacio sin pintar (holiday), hasta que el revestimiento demuestre una resistencia definitiva a la acción de apalancamiento, el radio del desprendimiento es medido y reportado.

Dependiendo de las condiciones evaluadas a las que el revestimiento puede estar sujeto en períodos de prueba, se toman los siguientes puntos:

28 días 20°C 14 días 35°C 14 días 50°C 14 días 65°C 48 horas 65°C 24 horas 65°C a -3.5 V.

La cantidad de corriente protectora por ser directamente proporcional a la resistencia del revestimiento, ciertos revestimientos de demasiada débil densidad no podrán impedir que el hidrógeno atómico que se forma sobre una parte de metal puesta al desnudo para desprender el revestimiento alrededor del defecto de la superficie. Los revestimientos subterráneos son regularmente probados en laboratorio a fin de determinar cuáles son los efectos y bajo qué condiciones, este fenómeno es susceptible de producirse. Ningún revestimiento está completamente al amparo de este género de problema y las corrientes parásitas de interferencia pueden engendrar un campo de tensiones mayor a la potencia de ensayo de laboratorio de -1.50 voltios. Lo que remarca la importancia de una selección adecuada del material del revestimiento, lo mismo que a su aplicación y al control de calidad.

3.4.6 Facilidad de reparación

Los revestimientos perfectos no son la norma, de modo que debe preverse la necesidad de reparar las imperfecciones y cubrir las conexiones sobre el terreno. Asegurarse de la compatibilidad del producto de reparación con el revestimiento

original, y seguir las instrucciones del fabricante. Las reparaciones de terreno en el revestimiento deberían ser el objeto de las mismas especificaciones, procedimientos de inspección y métodos de verificación que el revestimiento de taller original.

3.4.7 Temperatura de operación

Vale la pena conocer la gama de temperaturas de las operaciones del gasoducto, tanto en períodos normales como en períodos intensos lo mismo que las variaciones constantes o cíclicas. Considerar la temperatura atmosférica en la cual será expuesto el gasoducto durante la construcción;

La temperatura de recubrimiento del gasoducto es uno de los parámetros en la selección del sistema de recubrimiento, muchos de los sistemas de recubrimiento son limitados por una temperatura máxima, antes que el recubrimiento sea degradado y falle. Del mismo modo algunos recubrimientos ofrecen mejor protección a bajas temperaturas que otros; además la temperatura de operación del gasoducto, corriente debajo de la estación de compresión y las facilidades de producción son la base para la selección del recubrimiento tomando en cuenta la parte mas caliente del gasoducto. El polipropileno también se fractura en construcción en inviernos fríos. Podría ser una buena idea el colocar una temperatura ambiental mínima en un procedimiento de recubrimiento.

Los fabricantes pueden recomendar los rangos de temperatura citados en sus productos, tales recomendaciones deben ser rectificadas por pruebas de recubrimiento en el laboratorio y la examinación en servicio para evaluar las propiedades del recubrimiento en las temperaturas de operación previniendo las condiciones similares de suelo. De los resultados de las pruebas, un

recubrimiento puede ser seleccionado según su resistencia al despegue, al derretido, al hundimiento, y ablandamiento.

3.4.8 Proximidad del lugar de aplicación y disponibilidad

La obra de relleno puede situarse a alguna distancia del depósito; prever los efectos del transporte y de la manipulación, así como las condiciones de almacenaje. Ciertos productos o sus equipos de aplicación podrían no estar disponibles en todos los lugares. Impuestos de importación, consideraciones económicas y políticas podrían también influenciar la selección del recubrimiento. La consideración debe ser dada a la fuente geográfica del ducto, la disponibilidad y el lugar de las facilidades de aplicación del recubrimiento y el método probable de transportación de los ductos recubiertos. Hay ocasiones en donde el análisis final de estos factores lleva a la selección de un sistema de recubrimiento que es aplicado en el campo con equipo portátil o en la facilidad de recubrimiento portátil.

3.4.9 Resistencia química

Un sistema de recubrimiento debe ser resistente a los agentes químicos que tienen contactos con el recubrimiento; mientras muchos acorren naturalmente los suelos son completamente químicos, muchos de los sistemas de ducto pasan a través de plantas químicas y petroleras y comparten el camino con ductos con líquidos que tienen el potencial de derrame su producto dentro del suelo. Tales potenciales de exposición líquidos que tienen el potencial de derramar el producto dentro del suelo. Tales potenciales de exposición deben ser evaluados, las pruebas de resistencia químicas llevadas a cabo para exponer el recubrimiento a la fase líquida y de vapor de un químico por un periodo específico de tiempo. Al final del periodo el grado de degradación del recubrimiento es evaluado y comparado con otros recubrimientos.

3.4.10 Resistencia a la penetración

Durante el almacenamiento y el servicio operacional, los revestimientos están sujetos a presiones concentradas ejercidas por el peso de la estructura y/o base en situaciones donde piedras o rocas no han sido retiradas de la cama del tubo o base; estas presiones pueden ser suficientes para penetrar y eventualmente perforar el revestimiento.

Un sistema de revestimiento debe ser capaz de resistir penetración y deformación bajo condiciones de carga estática. La resistencia a la penetración es evaluada sujetando un grosor de revestimiento conocido a una constante estática. El porcentaje de grosor estático penetrado es evaluado.

Esta prueba determina la resistencia relativa del sistema de revestimiento a la penetración y deformación bajo carga estática. Esto es llevado a cabo colocando un área de grosor conocido bajo una varilla de penetración por 14 días, el grosor es entonces medido y el porcentaje de penetración calculado, con un máximo de permisibilidad del 50%.

3.4.11 Resistencias de impactos

Un recubrimiento capaz debe ser capaz de resistir puntos de carga como ocurre durante el manejo y las operaciones de relleno sin desprenderse. Los contratistas deben encausados a usar apropiadas técnicas de manejo de tuberías para reducir el impacto en el recubrimiento. El ducto puede detectar los efectos de recubrimiento inmediatamente antes para bajar y asegurar que este libre de defectos de revestimiento. Las mediciones ser tomadas para minimizar el impacto durante el

relleno. En terrenos rocosos, sobre recubrimiento o recubrimiento rocoso, relleno especial deberían ser considerados.

El método de evaluación de la resistencia consiste de un quebrador y un peso que es lanzado desde varias alturas para producir un “punto de impacto” en el recubrimiento. El punto de falla esta entonces, relacionado a la altura del cual se el peso rompe la película de recubrimiento y expone la superficie de acero de abajo. La resistencia al impacto en la cantidad de energía requerida para causar la falla. La falla es usualmente juzgada cuando el espécimen falla una inspección de defecto de revestimiento. Las pruebas son realizadas sobre un amplio rango de las temperaturas para anticipar la cantidad de daño que podría ocurrir a una temperatura decaonstruccion dada.

3.4.12 Resistencia a las fuerzas del suelo

Los recubrimientos están sujetos a deformaciones y daños por las fuerzas del suelo; particularmente cuando se entierra en arcilla cohesivo que se expande con la absorción de la húmeda y subsecuentemente se contrae durante el seco. Esta arcilla puede exhibir suficiente acción de agarre como para remover el recubrimiento el recubrimiento debe ser capaz de resistir este tipo de movimiento de suelo. Tal fuerza de suelo tiende a llevar a despegar el recubrimiento y las fallas por corrosión subsecuente en numerosos ductos. Una caja de suelo es usado para evaluar la resistencia del recubrimiento a la fuerza de suelo. Las muestras recubiertas se entierran en un suelo de arcilla cohesiva. Un instrumento es circulado dentro de las muestras a una temperatura conocida. Un ciclo consiste en humedecer la arcilla y permitir que se saque. Después de un determinado número de ciclos que se han enlazado, la arcilla es removida y el recubrimiento se examina para saber la perdida de adhesión.

3.4.13 Flexibilidad o Polarización de la deformación.

El recubrimiento del ducto deberá soportar las torsiones del campo que pueden ser sobre 1.5 grados por diámetro de Ducto. La flexibilidad del recubrimiento debe ser probado en un rango de temperatura esperadas durante su construcción.

El desprendimiento catódico del revestimiento deformado es llevado a cabo para observar el efecto que el doblamiento del tubo en el campo tendrá en la compatibilidad del revestimiento con la protección catódica y la resistencia al desprendimiento.

El método de la prueba es el mismo de las pruebas de desprendimiento catódico excepto que la forma de los paneles permite un doblamiento o torsión de 2.5°. Los paneles de prueba son doblados a la más baja temperatura operacional que el tubo y el revestimiento pueda experimentar y entonces ponerlos en prueba por 28 días a 20-30°C .

Ellos entonces son visualmente inspeccionados para ver la presencia de cualquier marca de deformación o grietas.

Por la naturaleza de la construcción, el material recubrimiento soporta una gran cantidad de manejo desde el tiempo que el recubrimiento es aplicado, hasta que la construcción es terminada. Un recubrimiento debe tener la habilidad de resistir la abrasión y cualquier otro daño durante el envío. Manejo, relleno y condiciones de servicio. Los recubrimientos suaves son más susceptibles a daños que los duros. La dureza del recubrimiento es usualmente evaluada con un durámetro "shore d duramáter".

3.4.14 Características del terreno de relleno

El relleno y las características del terreno relleno deben ser consideradas cuando la selección un recubrimiento. Un relleno rocoso o congelado requiere de un recubrimiento con una excelente resistencia de impacto y penetración. Arcilla o rocoso glacial – requiere de un recubrimiento con excelente resistencia a las fuerzas del suelo. Un terreno undulatorio para los sistemas aplicados en plantas, la selección de un recubrimiento con suficiente flexibilidad para las torsiones del campo bajo las condiciones de construcción.

Ambientes húmedos requiere un recubrimiento con excelente características de adherencia con agua y mínimo desprendimiento catódico.

3.4.15 Resistencia al clima / degradación UV

El recubrimiento podría ser aplicado bien en ventaja de la construcción propuesta y/o en datos de servicio. Sin embargo los recubrimientos para el uso bajo el suelo deberían ser resistentes a la degradación ultra violenta y los cambios externos de temperatura.

La degradación ultravioleta y los efectos de la temperatura son evaluados por la exposición de los recubrimientos en área donde el almacenamiento de recubrimiento puede ocurrir. Después de un periodo específico de tiempo, los efectos de exposición sobre el recubrimiento son determinados por la reexaminación visual y por el desprendimiento por la realización catódica, las pruebas de flexibilidad y resistencia impactos. Los resultados de la prueba obtenidos de una muestra de recubrimiento sin condición climatológica.

En algunas instancias, una resistencia del recubrimiento a la degradación de UV, o incremento la cantidad de estabilidad en el recubrimiento.

3.5 NORMAS Y ESPECIFICACIONES DE PREPARACION DE LAS SUPERFICIES

El lanzamiento o chorro abrasivo es el método de limpieza más eficaz para los gasoductos de acero en carbono. Este método elimina toda traza de herrumbre, depósito y otras impurezas de la superficie, no dejando más que el metal de base, de apariencia uniformemente gris mate. Un estándar mínimo de limpieza para las estructuras subterráneas debería corresponder al Terminado comercial por abrasión, como se define de acuerdo con la norma SSPC6 SP-6 conocida como la norma 3 de NACE. La calidad inmediatamente superior de preparación de superficie se expresa como Terminado metálico casi blanco, sea la norma SSPC SP-10, o la norma 2 de NACE. Ciertos revestimientos en el epóxico lograrán una duración de vida máxima con la norma SSPC SP-5, o NACE número 1, Terminado abrasivo de metal blanco. Más adelante detallaremos la lista de normas vigentes en Norte América:

SP-1	Limpieza del solvente
SP-2	Limpieza con utensilios manuales
SP-3	Limpieza con utensilios motorizados
SP-4		Obsoleto
SP-5		Terminado abrasivo de metal blanco (NACE #1)
SP-6		Terminado comercial por abrasión (NACE #3)
SP-7		Terminado abrasivo por cepillado (NACE #4)
SP-8		Conservación
SP-10		Terminado metálico casi blanco (NACE #2)
SP-11-87T		Limpieza con metal desnudo con utensilios motorizados.

El método NACE utiliza en la práctica trozos de metal ya preparados para el acero nuevo, mientras que las normas ilustradas suecas ilustran el efecto de las diferentes normas de preparación sobre las muestras de acero nuevo, ligeramente corroído y fuertemente mohoso. Las normas ilustradas han permitido refrescar la memoria de más de uno sobre la obra, que se asemeja a una norma específica comparada con la estructura en curso de limpieza. La limpieza de chorro es dispendiosa y debería ser atentamente inspeccionada.

Ante todo la preparación mecánica de la superficie, el tubo debería limpiarse con trazas de aceite, de grasa, de marcas de creta y otras materias deletéreas con la ayuda de un solvente, según la norma SP-1. Aunque los solventes son empleados, conviene asegurarse de respetar las normas de seguridad así como las instrucciones de desecho indicadas en la etiqueta del contenido.

Aunque se haya demostrado que la limpieza por abrasión sea el método más eficaz, y que se haya efectuado fácilmente en la obra, queda sin embargo, el método menos apreciado para la preparación de superficies sobre la cantera, en razón de los costos iniciales elevados y asociados con el equipo y su transporte sobre el sitio de trabajo, lo mismo que al control del polvo en los sectores residenciales. Se recurre más frecuentemente a la preparación de superficies sobre la cantera para la limpieza con un trapo o con la ayuda de utensilios manuales o eléctricos/neumáticos, según las normas SP-2, SP-3 o SP-11. La mayoría del tiempo, sin embargo, la limpieza por chorro abrasivo requiere menos tiempo de trabajo, el costo del equipo y de su transporte siendo amortizable con el tiempo por una duración de vida prolongada del revestimiento.

3.5.1 Preparación de la superficie, limpieza

Antes de la limpieza del volado, suciedad, grasa y aceite deben ser removidos de la superficie de acuerdo con el procedimiento tales como SSPC SP-1 (Consejo de pintura de estructura de acero) usando cepillos de alambre espátulas y un solvente como el xylene. La limpieza del volado no remueve toda la grasa de la superficie y esta grasa residual puede causar que el recubrimiento falle si un volador continuo que recicla la arenisca llegara a estar contaminada con aceite o grasa, toda la arenisca tendrá que ser desechada.

3.5.2 Preparación de la superficie, volado

Mucho de los recubrimientos requieren de una superficie volada. El volado realiza dos tareas: limpia el oxido y la escala milimétrica de la superficie y provee un perfil para que el recubrimiento se adhiera. Muchos de los recubrimientos requieren de una limpieza y perfil dado, los estándares de limpieza de SSPC (según siglas en ingles) para el volado en orden de incremento de limpiezas son.

SSPC-SP7	limpieza del volado con cepillo.
SSPC-SP6	limpieza del volado comercial.
SSPC-SP10	limpieza del volado hasta acercarse al metal blanco.
SSPC-SP5	limpieza del volado hasta el metal blanco.

Hay otros estándares para añadir a los SSPC: Nace, ISO y BSI son de lo más común. La siguiente tabla es la lista comparativa de los diferentes estándares de limpieza. Los estándares no son exactamente equivalentes.

Tabla 2: Estándares de preparación de la superficie según NACE, ISO y BSI

DESCRIPCIÓN DE LA LIMPIEZA DEL VOLADO ABRASIVO	SSPC	NACE	ISO 8501-1	BSI BS 7079 Parte A1
Con cepillo	SSPC – SP 7	NACE No 4	Sa 1 (limpieza del volado ligeramente)	Igual que ISO Sa 1
Comercial	SSPC – SP 6	NACE No 3	Sa 2 (limpieza minuciosa del volado)	Igual que ISO Sa 2
Cerca al metal blanco	SSPC – SP10	NACE No 2	Sa 2_ (limpieza muy minuciosa del volado)	Igual que ISO Sa 2_
Metal blanco	SSPC – SP 5	NACE No 1	Sa 3 (limpieza del volado hasta un acero limpio visualmente)	Igual que ISO Sa 3

Los comparadores visuales están disponibles para revisar que una pieza volada de acero ha alcanzado un nivel de limpieza requerido. Los comparadores son aun de variedad fotográfica, tales como: el ISO 8501-1:1988 o de una variedad de la muestra de metal volado, como el comparador visual NACE.

3.5.3 Preparación de la superficie-preparado

Algunos recubrimientos serán mejores con la aplicación de un pretratamiento a la superficie del volado y antes del recubrimiento. FBE (según siglas en ingles, fusión epoxica de adhesión) es el principal recubrimiento usado en la industria del petróleo y gas que también un pretratamiento aplicado al metal.

Los dos principales pretratamientos son: los ácidos Chrómate y fosfórico. Normalmente uno de los dos es aplicado a la superficie. El Chromate es aplicado a la superficie y se le deja seca sobre la superficie para un grosor final de 50m a 75m. El ácido fosfórico es reducido en concentraciones con agua y aplicado al ducto a una temperatura dada por un tiempo mínimo requerido para que la superficie sea marcada por el ácido. El ácido fosfórico es luego enjuagado de la superficie con agua destilada.

3.5.4 Condiciones ambientales

La temperatura ambiental como los puntos de rocío, humedad relativa, protección a la lluvia o nieve y la exposición a los rayos solares pueden todos afectar los acabados de recubrimiento. Los diferentes productos tendrán diferentes tolerancias a las condiciones ambientales.

La temperatura ambiente y los requerimientos de curado del producto dictaran si o no se usara un precalentado en sustrato de acero. Cuando un precalentamiento es usado, el tiempo del sustrato para enfriarse a la temperatura del aire ambiental debe tomarse en cuenta para asegurar una cura total.

Los puntos de rocío es la temperatura en la cual la humedad en el aire que se precipitara como agua libre. Ya que muchos de los recubrimientos son

intolerantes al agua hasta que son curados, es necesario asegurarse que la superficie será recubierta hasta debajo de los puntos de rocío, normalmente por 5 C, y mantenerlo hasta que el curado se haya realizado.

La humedad relativa es una medida de cómo el agua se presenta en el aire, expresando como porcentaje de la cantidad máxima de agua que el aire puede mantener a una temperatura dada. Muchos de los recubrimientos constan de componentes volátiles (Ej. Solventes o agua) que se evaporan durante el proceso de curación. Con una humedad relativamente más baja, será más fácil, que los solventes se evaporen del recubrimiento húmedo y será más rápido la curación del recubrimiento. Muchos de los recubrimientos especifican el máximo de humedad relativa sobre la cual la aplicación no es recomendada.

Como mencionamos anteriormente las condiciones ambientales pueden ser simuladas por el precalentamiento, poscalentamiento y la acumulación. Es importante asegurarse que las condiciones ambientales existan hasta que el curado sea totalmente realizado, no solamente durante la aplicación.

3.5.5 Temperatura de aplicación

Muchos de los productos cuentan con una ventana de temperatura de aplicación que asegure un curado completo. La aplicación fuera de este rango de temperaturas recomendadas podría resultar un recubrimiento fallido.

La temperatura de aplicación para los productos de rápida curación tales como el FBE es crítico por que si la temperatura del sustrato es muy caliente, el producto se fijara antes que se escurra completamente en todo el contorno de la superficie. Y si la temperatura es demasiado baja el producto no se curara totalmente presentara propiedades inferiores.

3.5.6 Métodos de aplicación

Existen muchas maneras de aplicar un recubrimiento a la superficie de acero. El método de aplicación debe adaptarse a la forma del material de recubrimiento así como a la medida y forma del área a cubrir. Los recubrimientos líquidos tales como el epoxico líquido, son común mente aplicados con brocha en las soldaduras circundantes y aplicados a spray en los componentes largos, también con una carga correspondiente en el thixotropico del producto.

El FBE es un polvo seco, en una planta FBE es licuado electrostáticamente cargado y aplicado como spray sobre el ducto precalentado. El FBE es reunido sobre la soldadura circundante en el campo por el spray no licuado, no cargado de polvo en una soldadura circundante precalentado.

El polietileno de dos capas aplicado a planta usa dos sobresaliente para aplicar el almácigo sobre el acero y después de aplicar el polipropileno sobre el ducto.

El polipropileno de tres capas envuelve el ducto desde el lado o el polipropileno en polvo rociado por encima del ducto.

3.5.7 Grosor del recubrimiento

Los recubrimientos más gruesos exhiben mejor dureza, resistencia al desprendimiento catódico, resistencia a impactos, etc. Los recubrimientos más gruesos tienden a facturarse con las torsiones. Y ya que los costos de los recubrimientos están relacionados con su grosor, es una buena idea de determinar cuanto recubrimiento se requiere para una aplicación dada y especificar esta como un grosor mínimo.

El grosor del recubrimiento también varía sobre la superficie recubierta. El grosor varía más con una aplicación de recubrimiento viscoso a mano que un producto aplicado en planta. Una especificación dará las medidas pertinentes a llevar a cabo el rango de las medidas para estar arriba de un mínimo especificado. Adicionalmente, un grosos mínimo es colocado también en las lecturas individuales (el mínimo de las lecturas individuales serán menores que la lectura del rango mínimo especificado).

3.5.8 La Cura

Los recubrimientos deben curarse antes de estar listos para usarse. El tiempo de curación va desde el minuto para un FBE a muchas horas para un epoxico líquido o urethano. Los tiempos de curado están influenciados por las condiciones de ambiente y temperatura así como la propia química del recubrimiento. El comportamiento del curado de un hierro de FBE podría ser diferente de otra, y ligeramente diferente de un proceso a otro.

Los fabricantes generalmente prueban cuanto tardan sus productos en curarse a una temperatura dada y proveen esta información con su producto. La temperatura máxima de la superficie para aplicar el producto, el tiempo mínimo de curación.

La cantidad de curación, expresado como un porcentaje, puede ser calculada usando una máquina DSC y una muestra material virgen y material curado. La maquina llamada Calorímetro Buscador Diferencial (DSC según las siglas en Inglés) compara el comportamiento termal de un material virgen, como al curado, a aquel del conjunto del material.

3.5.9 Detección de los defectos del revestimiento

Cuando un recubrimiento ha sido curado y su temperatura esta cerca al del ambiente, la superficie es revisada para encontrar hoyos e imperfecciones en le recubrimiento con un detector de defectos de revestimiento con voltaje DC. Un lado del circuito es conectado al acero que esta siendo inspeccionado, el otro al final con un cepillo metálico o espátula conductora que es pasada sobre la superficie revestida. Si un hoyo existe en el revestimiento, o es un aporte delgada, una chispa salta por la brecha y una luz o silbido avisa al operador de la inspección. Cuando los defectos son encontrados, deben ser corregidos con un remiendo apropiado.

Si le número de los defectos del revestimiento es excesivo, será necesario rechazar el recubrimiento y se tendrá que quitarse, y el objeto tendrá que recubrirse.

3.5.10 Condiciones de seguridad

Hay unos números de condiciones de seguridad que son muy numerosos y detallados para cubrir en este resumido instructivo para recubrimientos. Algunos de los asuntos de seguridad comúnmente son:

- Volados abrasivos son malos para el sistema respiratorio. Use ventilación, usar capuchas cerradas y seguir los requerimientos regulatorios y suplir el equipo que los fabricantes recomiendan. No exponer a otros al volado por los productos.
- los recubrimientos son químicos. Antes de manejar y aplicar leer Hoja de Datos de Seguridad del Fabricante (MSDS, según siglas en Ingles).

3.5.11 Especificaciones

Las aplicaciones pueden ser ampliamente categorizadas dentro de las especificaciones realizables, y especificaciones orientados al proceso. Una especificación de aplicación simplemente le dice a un aplicador que características de la aplicación debe tener el producto terminable. (Ej. Una resistencia al impacto de por lo menos 3 joules). Una especificación orientado al proceso le dice al aplicador como llevar a cabo el proceso. (Ej. El ducto no debe ir más rápido de 4m/minutos).

Las especificaciones deben ser si practicables, tan resumidas como sea posible y deben ser revisables. Una especificación revisable es aquella en la cual un inspector puede revisarla y claramente decidir si o no un objeto revestido es aceptable. No deben haber confusiones de con el revestimiento es aceptable.

Por ejemplo, la siguiente declaración es difícil de revisar porque es vago y puede llevar a diferentes opiniones en el que es una cantidad “excesiva” de defectos del recubrimiento, y que hacer si esta situación aumenta.

“Excesivos defectos del revestimiento no deben ser permitidos”.

Una mejor declaración podía ser:

“El número máximo de defectos en el recubrimiento permitido debe ser de 1.0 por metro cuadrado del área de la superficie revestida. Los ductos con más defectos deben ser rechazados, desvestidos completamente y revestidos de nuevo de acuerdo con esta especificación.”

Muchas especificaciones ya existen que convendrán al trabajo de revestimiento. Para los revestimientos de polietileno y FBE aplicados en plantas, existen numerosas especificaciones industriales tales como CSA Z245.20 (FBE) y CSA Z245.21 (polietileno). Muchos de los fabricantes también producen un procedimiento de aplicación o especificación que pueden ser usados. Si el existente procedimiento o aplicación no esta completo o no conviene totalmente a la aplicación, se le pueden hacer los cambios. Las especificaciones deben estar acordadas por escrito tanto por el aplicador como por el especificador. La especificación debe estar fechada y reverenciada en la orden de compra.

3.5.12 Pruebas de revestimientos

Es siempre una buena idea revisar los resultados de las pruebas para los revestimientos bajo consideraciones. Las previas deben reflejar las condiciones de servicio esperadas y deben estar estandarizadas hasta donde sea posible (Ej. ASTM o CSA, etc.). Si un laboratorio y técnico calificado están disponibles, es buena idea realizar las pruebas en casa tanto porque es más barato y puede producir resultados de pruebas tangibles que pueden ser usados por los ingenieros especificados. Los resultados de laboratorios independientes pueden también ser una buena fuente de información pero cuesta dinero. Si ninguna de estas opciones es disponible, el fabricante tendrá probablemente los resultados disponibles.

Uno debe ser cuidadoso en considerar como los resultados del laboratorio son obtenidos y así como estos pueden afectar los resultados. Estés incluye la preparación de la muestra, aplicación del recubrimiento, grosor y métodos de prueba. Por ejemplo, el grosos del recubrimiento afectara el radio del desprendimiento catódico; más grosor en el recubrimiento, menos despegue catódico pude ocurrir. Si dos productos son comparados y sus grosos son

diferentes así que puedan explicar los diferentes resultados del desprendimiento catódico.

La prueba del revestimiento debe llevarse a cabo cada vez que sea formulado un cambio, aún si es un pequeño cambio para un ingrediente inactivo. Aún los pequeños cambios químicos cambiarán las propiedades del revestimiento en uno o más de sus áreas claves.

3.5.13 Experiencia de aplicadores

Los aplicadores pueden ser calificados por un proceso de tres pasos. Primero, las instalaciones deben ser visitadas y examinadas en detalle. El proceso debe ser examinado con la pregunta en mente de: ¿Qué podría salir mal?” Las habilidades del personal y las plantas de entrenamiento de la compañía deben también ser examinados. Segundo, una muestra de la producción del revestimiento debe ser sometido a las pruebas y finalmente, una especificación debe ser creada, que señale los requerimientos técnicos y cualquier área que concierna en el proceso de aplicación.

3.6 CLASIFICACION DE REVESTIMIENTOS DE GASODUCTOS

3.6.1 Por el sitio de aplicación

3.6.1.1 Revestimientos aplicados en plantas

Normalmente, la línea principal de recubrimiento para los ductos es aplicado en plantas. Esto permite una más alta calidad del revestimiento que el que se puede alcanzar en el campo. Los revestimientos aplicados en plantas son usualmente: FBE, polietileno multi-capas, epoxico alquitran carbón, cinta o esmalte de asfalto.

Los revestimientos aplicados en plantas son normalmente sobre la base continua donde los ductos pasan continuamente a través del proceso que corre en un estado continuo. Los revestimientos aplicados en plantas también pueden ser hechos en procesos cortos en el cual una pequeña cantidad del ducto es revestido durante cada ciclo del proceso.

3.6.1.2 Los revestimientos aplicados en el campo

Las industrias previas que aplicaron revestimientos principales en el campo han declinado significativamente, sin embargo, aún es posible aplicar el revestimiento en el campo. La línea principal más común de revestimiento para aplicar en el campo son cintas aplicadas en frío y esmalte asfáltico.

El revestimiento de las soldaduras circundantes es aplicado en el campo. Los tipos de revestimiento especificados son descritos arriba en “tipos de revestimientos”. Es importante seleccionar un material de revestimiento para la soldadura circunferencial que sea compatible con el revestimiento de línea principal y para crear un procedimiento para las aplicaciones y la inspección del revestimiento. Tal procedimiento debe ser fácil de entender e inspeccionar. La inspección debe ser realizada así como por los requerimientos de los procedimientos de recubrimiento de la soldadura circunferencial.

La mayoría de los tipos de revestimiento subterráneos han sido utilizados a través de los años, ciertos conocen más el éxito que otros. Los materiales mencionados anteriormente representan los tipos de sistemas de revestimiento más comúnmente empleados.

3.6.2 Según el tipo de revestimiento

3.6.2.1 Esmaltes bituminosos

Comúnmente llamados esmaltes, son los productos elaborados a partir del asfalto del alquitrán de carbón o de asfalto natural (gilsonito) y vendidos por uso invernal o estival han sido ampliamente utilizados desde principios de siglo como revestimientos protectores. Ellos están generalmente constituidos por un apresto, de un manto protector aplicado al calor y de fieltro o fibra de vidrio como envase externo; este envase externo de fieltro o de fibra de vidrio procura una resistencia al impacto y una fuerza mecánica adicional. Varios de estos sistemas de revestimiento son finalmente recubiertos en papel kraf a fin de prevenir todo tipo de daños debido a los rayos ultravioleta. Ellos han sido el hierro de la boquilla en la industria del gasoducto habiendo dado su costo relativamente débil y su buena duración de vida puesto que son aplicados y manipulados adecuadamente.

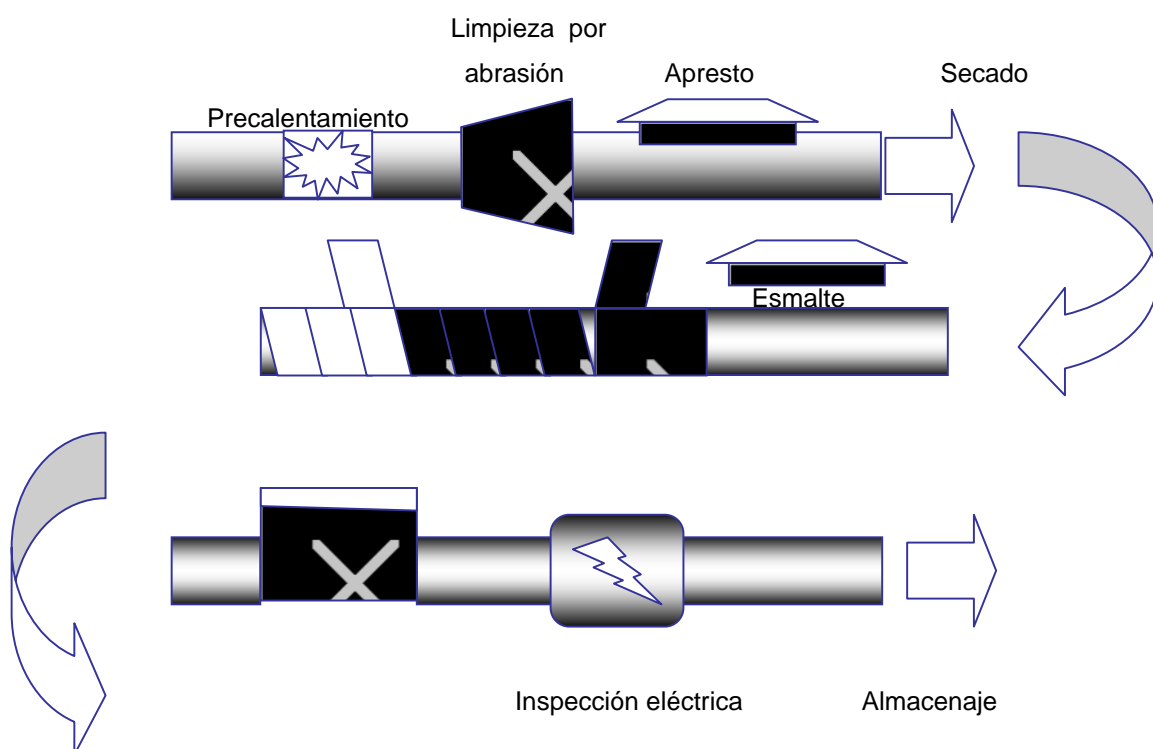
Los sistemas en esmalte funcionan bien para la gama de temperaturas que se extienden desde 00 hasta 500C. La aplicación sobre el terreno en temperaturas inferiores a SOC exige, sin embargo, cuidados adicionales a fin de prevenir el crujido y la pérdida de adhesión sobre el tubo. Los esmaltes en el asfalto están particularmente afectados por los hidrocarburos y necesitan un manto protector suplementario para rellenar el reblandecimiento y la ruptura. Cierta controversia ha rodeado esta materia en relación con el fortalecimiento de los lazos concernientes a la salud, seguridad y polución del aire.

Inicialmente, el tubo es sometido a una precalefacción a fin de eliminar todo vestigio de humedad o condensación y de dilatar el depósito de fabricación pues se limpia inmediatamente con chorro de arena, partículas de acero o polvo de acero o alguna combinación de abrasivos, a fin de obtener la limpieza requerida para un terminado abrasivo de calidad comercial que responda a la norma SP-6.

Se aplica posteriormente un apresto sintético que se deja secar antes de envolver el tubo por sumersión con un material bituminoso caliente, seguido de un envase en forma de espiral. El revestimiento precalentado es bombeado por un hervidor hacia un esparcidor del cual el revestimiento inunda la superficie del tubo. El material de envoltura debe ser correctamente fundido y transportado gradualmente a su temperatura de aplicación, en un hervidor que permite remover la mezcla. La figura 1 ilustra el ensamblaje del proceso de aplicación de un revestimiento de esmalte.

El esmalte caliente es habitualmente reforzado con una espesura de fibra de vidrio, luego se recubre por un envase exterior apropiado de fieltro mineral, aumentando su resistencia mecánica a la manipulación y su resistencia con las condiciones ambientales. El espesor variará aproximadamente de 2.4 a 4 mm.

Figura. 1 Procedimiento de aplicación de los esmaltes bituminosos



Ventajas:

- Más de 90 años de uso;
- Susceptibilidad mínima en la formación de imperfecciones de la superficie;
- Débil corriente de protección catódica requerida;
- Buena resistencia a la descomposición catódica;
- Buena adherencia al acero;
- Aplicable sobre una amplia gama de grosor de tubos (de 2 a 350 cm de diámetro exterior)

Inconvenientes:

- Menos disponible que otros materiales más recientes, cuyo costo es más elevado;
- Cancerígeno (problemas con el amianto y el alquitrán del carbón);
- Problema de polución del aire durante la aplicación;
- Sujeto al ataque de los hidrocarburos;
- No recomendado para uso externo;
- Las conexiones y remiendos sobre el terreno deben ser compatibles;
- Se fisura con las temperaturas bajas.

Una inspección eléctrica del sistema compuesto completo debe ser hecha en conformidad con los procedimientos vigentes.

3.6.2.2 Polioléfino de extrusión

Desarrollada en 1956, esta familia de revestimientos se ha agrandado un poco y se ha industrializado extensamente. Habiendo evolucionado notablemente, la tecnología de los plásticos desde entonces, ciertos problemas iniciales de fisura debido al estrés y estrechamiento han podido ser disminuidos por una mejor calidad de resina de polietileno de peso molecular elevado.

Los sistemas de polietileno son empleados en Europa después de la década del 60, utilizando métodos de extrusión de costado o de cabeza cruzada. Además del adhesivo de butilo o de la masilla de asfalto, ciertos sistemas de 3 capas depositan primero un apresto de epóxico, seguido por un adhesivo copolímero de polietileno y terminados por una extrusión de polietileno, por un espesor total entre 3 a 3.5 mm. Este sistema requiere una temperatura de recalentamiento elevada (entre 90° a 200°C) para la aplicación del apresto y del adhesivo. La resistencia al impacto como al desprendimiento (mayor de 12.5 Kg en cm lineales) es excelente.

Dos sistemas son disponibles en los Estados Unidos: uno consiste en una envoltura de polietileno de extrusión en una cabeza cruzada, aplicada sobre una base de 0.25 cm de espesor de masilla de asfalto. El otro proviene de una doble extrusión al costado de la masilla del butilo, seguida de múltiples bases fundidas en polietileno enrollado en espiral. El método de extrusión de costado permite obtener un enlace máximo con un mínimo de estrés.

El método de extrusión por cabeza cruzada permite el revestimiento de tubos entre 10 a 600 mm de diámetro, puesto que la doble extrusión sobre el costado está actualmente disponible por los tubos entre 6 a 300 cm de diámetro. La temperatura de operación de los sistemas de polietileno de extrusión (P.E.) se extienden entre -400 a 800C, la del polipropileno tiene entre -200 a 900C. Ciertos materiales de P.E. han podido inclinarse entre 1.90 de longitud de diámetro de tubería en 400C. Se podrá observar un relleno del revestimiento de ciertos ambientes donde están presentes los hidrocarburos, dependiendo del método de entrecruce utilizado por el P.E., pero la rigidez dieléctrica sigue siendo excelente. La selección apropiada de una resina de P.E., con el 2.5% de negro de carbono,

permitirá una larga duración de almacenaje y utilización de sistemas de doble extrusión.

Estos dos sistemas necesitan un precalentamiento y una limpieza con chorro abrasivo de calidad comercial del tipo SP-6. En el sistema de doble extrusión, el tubo a limpiarse gira con una rapidez calibrada, el primer extrusor aplica una longitud y espesor predeterminado de adhesivo en butilo, la capa se funde en dos bases sobre el tubo en rotación.

Mientras que el butilo está aún en estado semi-líquido, el segundo extrusor aplica varias capas de polietileno con un peso molecular elevado, de longitud y espesor predeterminados, para formar un revestimiento completamente consistente de 1.3 a 2.5 mm de espesor. Las longitudes del tubo son remojadas en agua, revisadas con la ayuda de un detector a alta tensión, y cortadas en las dimensiones deseadas teniendo el apilamiento.

Mencionemos aquí las ventajas e inconvenientes consistentes con el empleo de sistemas de revestimiento de poliolfeno obtenidos por doble extrusión sobre el costado:

Ventajas:

- Disponible después de 1972;
- Susceptibilidad mínima de formación de imperfectos de superficie;
- Se aplica sobre el tubo con un mínimo de faltas;
- Resiste a la formación de imperfecciones de superficie una vez recubierta.
- Poca exigencia de corriente de protección catódica;
- Excelente resistencia a la descomposición catódica
- Adhesivo secante por si mismo;

- Gama extensa de temperaturas de operación (P.E.: -400 hasta 800C)
- Compatible con los tipos de tubería de acero;
- Excelente adherencia al acero;
- Disponible para una extensa gama de tubos (de 65 a 3500 mm de diámetro exterior);
- Permite una larga duración de almacenaje;
- No es contaminante y requiere poca energía en la aplicación;
- Fácil de aplicar;
- Excelentes propiedades mecánicas para la manipulación, con una fuerte resistencia al impacto.

Inconvenientes:

- Revestimiento difícil de desprender;
- Costo inicial elevado para los tubos de pequeño diámetro.

3.6.2.3 Fajas termo retractables o mantas termocontraibles

Las fajas termo retractables de polietileno para aplicar sobre el sitio de trabajo se han popularizado a mediados de los años 80, particularmente aquellos con un endoso irradiado de polietileno cruzado. Las fajas son empleadas para recubrir las uniones o conexiones soldadas y reparar las faltas de superficie y son virtualmente idénticas en el revestimiento producido en la obra. También son usados para reparar plantas aplicando recubrimientos de polietileno. Las mantas termocontraibles son también de dos o tres capas dependiendo del recubrimiento de las piezas a recubrir. Una manta termocontraible de dos capas consiste de una capa adhesiva con un respaldo de polietileno preestirado, mientras que una manta termocontraible de tres capas es un producto similar aplicado sobre el primer epoxico liquido. En área de soldadura circunferenciales prevolado se calienta, se aplica la manta y entonces el calor es aplicado en la parte externa de

la manta termocontraible para contraerlo en un lugar. Se recomienda rotar la manta termocontraible para remover el aire atrapado y aumentar la adherencia.

Estas fajas no necesitan ningún apresto y presentan una rigidez dieléctrica excepcionalmente elevada (cerca de 20 KV/mm), al igual que excelentes características de adherencia, puesto que han sido sumergidas en temperaturas por encima de 100 C.

La superficie es preparada por cepillado metálico, manual o mecánicamente, lo que deja una resistencia de desprendimiento de 5.3 kilos por centímetro lineal, según la dureza y la naturaleza del sellamiento. La perforación rápida de un tubo revestido formará con frecuencia un desprendimiento de cinta utilizada sobre las conexiones soldadas, acrecentando así el nivel requerido de protección catódica y generando un efecto de blindaje bajo la cinta desprendida. Fajas especiales han sido desarrolladas para este efecto, permitiendo al polietileno del revestimiento soldarse con la faja en el sitio de la imbricación impidiendo así el desprendimiento de las conexiones bajo ciertas condiciones.

3.6.2.4 Resinas termoestables de polvo epóxico

Se les conoce generalmente como resinas de epóxico; las primeras formulaciones datan de 1959 y se comercializan desde 1961. De todos los sistemas de revestimiento del tubo, la resina de epóxico es la que resiste mejor a los hidrocarburos, ácidos y álcalis. Su mayor ventaja quizás, es que no puede recubrir las imperfecciones de superficie del tubo visto en el espesor de la capa, permitiendo así una excelente inspección del acero después del revestimiento.

Las resinas termoestables requieren de gran cuidado y una atención con los detalles con el objeto de ser aplicadas correctamente. Antes de la limpieza, el tubo es precalentado para eliminar la humedad o la condensación y dilatar el

depósito de fabricación. Es necesario limpiar la superficie para obtener un terminado metálico casi tan blanco como lo define la norma SP-10 o NACE #2.

El tubo es enseguida calentado uniformemente con la temperatura de aplicación recomendada (2000 a 2600C); es de observar que cada producto posee sus propias exigencias y tolerancias de aplicación, que deben seguirse al pie de la letra. Si se requiere un apresto, existe un mínimo y un máximo de tiempo que debe respetarse para la aplicación de las bases de relleno sucesivas. La resina pulverizada es aplicada por deposición electrostática, en una capa de 0.3 a 0.6 mm de espesor.

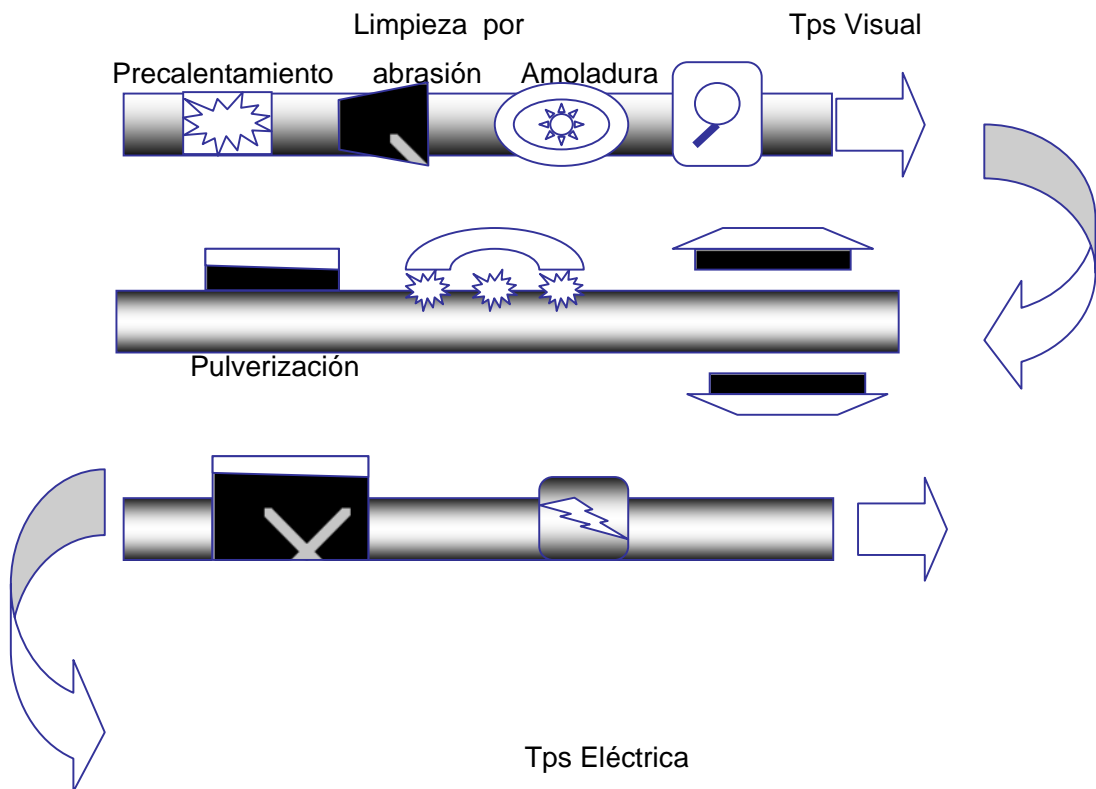


Figura 2. Procedimiento de aplicación de las resinas epoxicas

Se resume aquí algunas de las ventajas e inconvenientes propios de los sistemas de revestimiento en resina termo endurecedores de polvo epoxico:

Ventajas:

- Más de 30 años de utilización (1961);
- Poca exigencia de corriente de protección catódica;
- Buena resistencia a la descomposición catódica;
- Gama extendida de temperaturas de operación (-40,1 hasta 90<1C);
- Excelente adherencia al acero;
- Disponible para una extensa gama de tubos (de 2 a 120 cm de diámetro exterior);
- Excelente resistencia a los hidrocarburos;
- Permite una excelente inspección del acero.

Inconvenientes:

- Requiere un terminado metálico casi blanco;
- El tubo debe ser calentado con una temperatura de aplicación elevada (2300C);
- Difícil de aplicar uniformemente;
- La calidad de la preparación de la superficie es crítica.

Es de observar que ciertas resinas deben ser calentadas después de la aplicación. Se recomienda proceder a una inspección eléctrica, con un mínimo de 4000 voltios por mm de espesor. Los tubos necesitan reparaciones menores, del orden de un defecto por metro cuadrado, por razón de las imperfecciones del revestimiento o de defectos de superficie, a ser reparadas con la ayuda de una mezcla de remiendo en fusión de polímero termo endurecedor; el material epóxico, líquido o sólido puede servir también a las reparaciones. Una vez más, la aplicación del material de remiendo debe seguir las recomendaciones del fabricante.

3.6.2.5 Sistemas de cinta aplicada en obra

Viene en una variedad de dimensiones y composiciones, son diseñados para un amplio rango de las aplicaciones. Comúnmente, consiste de 1um de almacigo (butil o caucho sintético) con 250 um de respaldo de polietileno o pvc. Las cintas son normalmente aplicada en frío son también usados para la reparación del recubrimiento o para los oportunos recubrimientos en Tes. y salientes. Que son usados después de la construcción. Son justamente fácil de aplicar, no requiere mucho precalentamiento (si alguno) y no requiere del curado antes del relleno. Las cintas aplicadas en calor aplicado en plantas o acero limpio y volado como recubrimiento de la línea principal. Las cintas modernas de recubrimiento difieren el grosor milimétrico de estilo usado en los 70`s estos son aplicado a un sustrato mucho mas preparado, con un almacigo mas amplio y con mas adherencia. Las cintas de polietileno también es enrollable caliente en un almacigo, así que el enlace de las cintas se sintetizan juntas.

Para las condiciones normales de construcción, las cintas aplicadas en frío están constituidas por un apresto, de una primera base de cinta sellante (la base interna) y de una segunda base de cinta (la capa externa), a modo de protección mecánica.

Las cintas aplicadas en frío son concebidas por ser puestas tanto sobre la obra como sobre la cantera. Los sistemas de bases múltiples permiten ajustar el espesor del revestimiento en las condiciones impuestas por el medio ambiente.

Este tipo de sistema es disponible para la aplicación en obra sobre tubos de 5 hasta 300 cm de diámetro y aunque se limita generalmente su temperatura máxima de inmersión en 60OC, ciertos sistemas están actualmente disponibles para inmersión hasta 100°C.

La función del apresto es la de penetrar las asperezas del metal para aumentar la conexión entre la superficie del tubo y el revestimiento. La cinta interna está hecha por materia aislante negra con un endoso plastificado (habitualmente del P.E. o del polibutileno)

El endoso está previsto por oponer una resistencia a la penetración durante el relleno, pero permite aplicar sobretodo cierta tensión sobre el sellante fuera de la aplicación, aquel que se adhiere entonces a la superficie del tubo sin que se reduzca indebidamente el espesor del sellante bajo tensión.

Los sellantes deben soportar la protección catódica, disponer de una fuerte rigidez dieléctrica, proporcionar un sólido enlace entre el tubo y la cinta, además de presentar una poca permeabilidad en el agua y tener una tasa mínima de absorción de la humedad. El espesor mínimo del ensamblaje de la base interna varía de 0.85 hasta 1.30 mm. Es de observar que ciertos operadores no utilizarán más que el apresto y la cinta sellante puesto que el material de relleno está previsto por estar exento de gravilla u otras partículas rocosas.

En cuanto a la capa externa está constituida por un endoso de plástico sobre un adhesivo sensible a la presión, este último consolida la fijación con la cinta interna. Esta capa, de por lo menos 0.64 mm de espesor, procura una protección contra los golpes y contusiones de la superficie durante la instalación del gasoducto, además de resistir a los elementos durante el almacenaje en el exterior. El diámetro del tubo y las condiciones de almacenaje y de construcción determinarán el espesor del sistema.

Después de una limpieza con chorro abrasivo según la norma SP-6, un delgado manto de apresto en secado rápido es aplicado en un índice aproximado de 20 m² por litro sobre las superficies de acero nuevo; las superficies corroídas pueden

exigir un relleno al nivel de 10 m² por litro, sin hablar del despilfarro y pérdidas en la aplicación. La capa interna es enrollada en espiral alrededor del tubo, con un recubrimiento de 2 cm entre cada espiral, la operación es efectuada por un equipo mecánico que aplica una tensión uniforme de 1.8 Kg por centímetro del largo de la cinta, produciendo un revestimiento apretado, sin pliegues o arrugas.

La capa externa es aplicada simultáneamente bajo una tensión mínima de 2 a 2.5 kg. por centímetro de largo de la cinta. El material está situado de tal modo que la zona de recubrimiento de la capa externa no coincide con la de la capa interna.

Un detector de alta tensión de 6000 voltios es habitualmente suficiente para localizar los imperfectos. El tubo revestido debería ser manipulado cuidadosamente a fin de proteger la conexión de las soldaduras longitudinales o espirales. Los tubos de soldadura en espiral deberían separarse y apilarse sobre tablas de madera.

Las cintas puestas en la cantera sobre tubos de diámetro importante o de grandes longitudes utilizan una máquina de envoltura que coronen o rematen la zanja; esto reduce los daños físicos sobre la superficie, la manipulación del tubo es entonces mínima. Las pequeñas superficies pueden ser cubiertas manualmente. La aplicación sobre la cantera torna el sistema más vulnerable a los defectos causados por la humedad y temperaturas extremas sin mencionar la presión impuesta sobre los obreros por reencontrar los registros de vencimiento.

Recordemos aquí las ventajas e inconvenientes relacionados con el empleo de cintas de polietileno aplicados en la obra:

Ventajas:

- Más de 35 años de utilización (1956)

- Susceptibilidad mínima en la formación de imperfectos de superficie; Se aplica sobre el tubo con un mínimo de faltas;
- Gama extendida de temperaturas de operación (de -400C hasta 900C);
- Disponible para una vasta gama de tubos (de 5 a 350 cm de diámetro externo);
- Compatible con todos los tipos de tubería de acero;
- No es contaminante y requiere poca energía en la aplicación;
- Fácil de aplicar.

Inconvenientes:

- Restricciones de manipulación: expedición e instalación;
- Hinchazones de origen térmico

Las cintas aplicadas en la cantera sobre las secciones de tubería inclinada o sobre las conexiones de soldadura podrían hacer uso del alquitrán de carbón, de P.E. o de materiales sellantes aplicados en la antorcha, combinados con un apresto.

3.6.2.6 Revestimientos de resina líquida en dos componentes

Es un recubrimiento para planta de dos componentes que consiste de un betún almáciga (EL adhesivo) estirado en acero prevolado y precalentado seguido con una capa estirada de polietileno. El grosor del almácigo es típicamente de 125um a 200 um, y el grosor del polietileno es de 500um a 1,000um

Existen varios sistemas líquidos que procuran una barrera dieléctrica importante por entrecruce químico de las moléculas componentes del revestimiento, la reacción es provocada por cualquier agente de tratamiento. La resina líquida más frecuentemente empleada es la epóxica, disponible a priori en forma sólida o bajo una variedad de solventes.

Las características del agente de tratamiento determinarán la densidad más frecuente y la resistencia química de la capa resultante. Generalmente, los epóxicos utilizan un agente de tratamiento al poliamida o animado.

Para los sistemas aplicados en obra, el tubo se coloca por turnos o rotaciones, montados sobre una carretilla sobre rieles, el tubo se clava automáticamente dentro de una máquina que efectúa la abrasión a chorro de arena de la superficie. El tubo es entonces transferido en una cámara de vapor donde la superficie exterior será untada o bañada por dos capas distintas, el espesor total de la capa seca es de 0.3 hasta 0.4 mm. A fin de acelerar el tratamiento, se puede también soplar aire caliente sobre el tubo durante un tiempo predeterminado. El tubo revestido es enseguida revisado eléctricamente con poca tensión, remendado, reverificado, y luego apilado.

Todos los epóxicos en alquitrán de carbón son sensibles a los rayos ultravioleta y desarrollarán, según la concentración de rayos y el tiempo de exposición, una delgada capa superficial que impedirá que toda capa subsecuente de una a las precedentes, provocando una falta de cohesión. Una limpieza con cepillo, tal como la define la norma SP-7, después de una exposición máxima de 24 horas completas a los rayos ultravioleta, podrá limpiar suficientemente esta capa para permitir la ligadura de las capas adicionales sobre las existentes.

3.6.2.7 Fusión epoxica de adherencia.

Este recubrimiento es usado para recubrir las soldaduras circunferenciales en el campo, en ductos que han sido recubiertos en FBE (según siglas en ingles). También son aplicados a mano o en spray, los recubrimientos de expósito líquido son usualmente aplicados entre 600 um y 800 um de grosos. El exposico líquido puede ser también esparcido en el montaje de ductos. El exposico es mezclado

de una resina y un endurecedor; Es importante asegurarse que los porcentajes de mezcla especificados sean conocidos y las dos partes sean completamente mezclados. El líquido epoxico tiene una “vida pot” que aun es muy larga, el líquido epoxico requiere de cierto tiempo a una temperatura dada para curarse, Entre más caliente el acero y la temperatura del aire, el curado se dará más rápido, el epoxico no se cura esta muy frío.

Pero el FBE es usado primeramente como un recubrimiento aplicado en plantas para la tubería. La fisión epoxica de adherencia es un polvo fino que fluidificado y esparcido sobre una superficie de la tubería limpia, volada, y precalentada. Se requiere una cierta cantidad de tiempo a una temperatura dada para curar el epoxico.

3.6.2.8 Polietileno de tres capas

Son aplicados en plantas y consiste en una primera capa de líquido o fusión de epoxico adhesivo sobre el ducto de acero, seguido por un espolvoreado de polietileno adhesivo un adhesivo estirado o un polietileno adhesivo del tipo cinta engrampado lateral luego es totalmente recubierto con un abrigo total de polietileno engrampado lateral, o espolvoreado o estirado. El rango del grosor total del sistema de 1000 um a 3000 um

3.6.2.9 Líquido uretano

Son usados primeramente en los empalmes de las tuberías ello son igualmente aplicados en spray y pueden ser también aplicados a mano. Los recubrimientos de líquido uretano son similares a los líquidos epoxicos en que ellos requieren la mezcla. Una superficie volada limpia y calor para curar. Generalmente los uretanos son menos caros que los epoxicos, los uretanos son menos resistentes químicamente y requiere más grosor para alcanzar los mismos resultados de las

pruebas de laboratorio para la adhesión, impactos y resistencia catódica. Los epoxicos pueden ser aplicados para un sustrato mas caliente que los uretanos.

3.6.2.10 El sistema de recubrimiento de petrolatum

Consiste en una pasta primaria, seguida por una cinta o manta impregnada de cera, un material gruesamente relleno es disponible para contornear alrededor de objetos de formación irregular como bordes o abulnados; diferente a la cinta aplicada en frió, un sistema petroleum ofrece una adherencia mínima a la superficie. Recae sobre su naturaleza grasosa para proteger del agua la superficie de acero.

4. PRUEBAS, MANEJO, MANTENIMIENTO Y DAÑOS DE REVESTIMIENTO

El conjunto de un Sistema de Protección Catódica y el revestimiento adecuado permitirá preservar la integridad del tubo a largo plazo, por lo tanto debe tener una prioridad de manejo durante la construcción de los ductos, así como posteriormente en los programas de mantenimiento enmarcado en la detección de daño de revestimiento y su reparación dentro de un plan de integridad Gerencial.

La revisión de las fallas en el revestimiento por parte de las industrias, indican que los siguientes elementos deben ser considerados para tener un revestimiento de tubería muy exitoso y libre de problemas, Norma 2002.

- Especificación apropiada de revestimiento.
- Apropiado procedimiento de aplicación y calificaciones. -Planta de revestimiento y método de inspección
- Control de aplicación y revestimiento AC -Preparación de la superficie. - Aplicación del revestimiento -Prueba e inspección
- Supervisión y técnica de construcción -Control de operación

4.1 PRUEBAS DE ADHESION A LOS REVESTIMIENTOS

Llevada a cabo en revestimientos de polietileno extruído, estas pruebas de adhesión determinan si hay adhesión satisfactoria entre ambas, el tubo y la almástiga y el revestimiento de polietileno, ellos reflejan la calidad de los materiales así como el calibre de aplicación.

Dos métodos de prueba son empleados

4.1.1 Prueba de adhesión de peso colgante

En esta prueba, una fuerza conocida es aplicada al revestimiento y la velocidad de viaje es calculada durante un período de tiempo predeterminado.

La muestra de prueba es un anillo completo (de prueba de la tubería), cortes del substrato son hechos 25 mm aparte de la zona 90° a la zona 180° alrededor del anillo de prueba y una saliente es halada hasta 45°.

La prueba es realizada desde la zona 450 hasta la zona 1800 y el tiempo y la distancia descortezada son medidos (mm), el proceso de retirado de corteza puede también ser terminado cuando el tiempo, calculado por la siguiente fórmula haya sido excedido.

$$T = \frac{0.125 \times 3.13 \times D}{10}$$

Donde,

T = prueba de tiempo en minutos.

D = tubo nominal fuera del diámetro en mm a un decimal. Velocidad corteza, 10 mm / mino

Durante la prueba cualquier incremento en la velocidad es anotado así como la causa probable del incremento tales como una bolsa de aire o punto descubierto en el tubo. La velocidad de descortezado es entonces calculada de

$$PS = \frac{D}{t}$$

Donde

PS = Velocidad de descortezado en mm/min

D = distancia descortezado en mm

t = tiempo de descortezado en mino

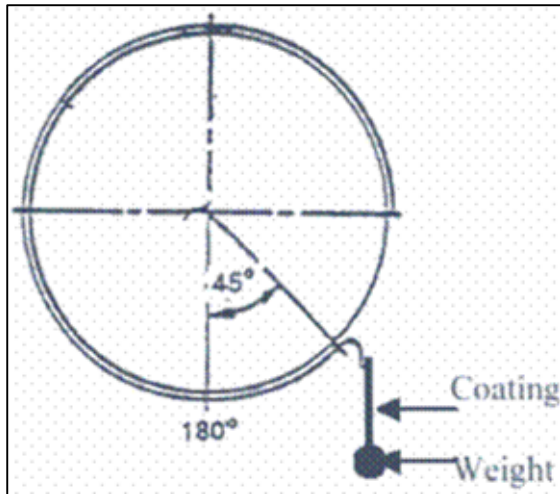


Figura 3. Pruebas de adhesión

4.1.2 Promedio constante de prueba de adhesión de la corteza

En esta prueba de la corteza la velocidad de recorrido es constante y la fuerza requerida para mantener la velocidad de recorrido es medida a lo largo de un determinado período de tiempo.

La muestra de la prueba es preparada en la misma forma excepto que los cortes al sustrato son hechos alrededor del tubo de modo que la mínima longitud de la corteza será 75 mm. Un Instron es usado para realizar tal tarea con la corteza a un promedio de 10 ± 1 mm/min. La prueba es continuamente monitoreada por el operador de nuevo para determinar desniveles en la carga (indicados por valles en la gráfica) los cuales pueden ser debidos a elongación del polietileno, vacíos entre el sustrato y el polietileno, agotamiento de la masilla y otros varios factores. La carga requerida para descortezar el revestimiento es entonces registrada. La prueba es una falla si más del 5% de la longitud total descortezada, está debajo del valor mínimo especificado. Si el polietileno se rompe más de tres veces la prueba es terminada y la fuerza mínima de descortezado es calculada, de:

$$P = LP \times 9.81$$

Donde,

P = Fuerza de la corteza, N.

LP = Carga mínima de descortezado, Kg (excluyendo fondo 5%)

4.2 PROPIEDADES IMPORTANTES PARA CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN

4.2.1 Flexibilidad

Los recubrimientos deben ser lo suficientemente flexibles para resistir el agrietamiento o desprendimiento durante la construcción.

Por ejemplo revestimiento aplicado en planta requiere suficiente flexibilidad para su torsión o doblamiento en el campo. La flexibilidad del recubrimiento está determinada doblando una correa revestida sobre un husillo de radio fijo correspondiente a la máxima cantidad de curvatura esperada. Las pruebas son llevadas a cabo a lo largo de un amplio rango de temperatura para determinar los límites de doblez de un sistema de revestimiento.

La evaluación de la flexibilidad es diseñada para brindar una indicación cuantitativa de la habilidad de un revestimiento aplicado en planta para resistir agrietamiento, rasgadura, desprendimiento o cualquier otro daño mecánico como resultado de un doblez en el campo durante la construcción. En esta prueba, muestras revestidas de 25 mm x 200 mm cortan paralelas al eje del tubo con bordes suaves y redondeados para remover cualquier incremento de tensión potencial; ellos están sujetos a un número de curvas de radio corto sobre una serie de husillos los cuales están diseñados para simular varios grados de doblez

del tubo. Muestras del revestimiento son dobladas en un ángulo mínimo de deflexión de 2.50 por longitud del diámetro del tubo usando la siguiente fórmula:

$$R = 22.43 \times t$$

Donde,

R = Radio requerido del husillo (mm)

t = Espesor de la muestra en (mm)

Las tres muestras son cada una probadas a -30°C, 0°C ,20°C. Entonces les es permitido regresar a la temperatura del sitio y son inspeccionadas en busca de cualquier forma de daño tal como marcas blancas, marcas de estiramiento o agrietamiento.

4.2.2 Dureza / resistencia a la abrasión

Por la naturaleza de la construcción, los materiales revestidos están bajo una cantidad de manipulación desde el momento en que el revestimiento es aplicado, hasta que el material recubierto es descendido en la zanja y el relleno de la operación está completo. Un revestimiento debe tener la habilidad de resistir la abrasión de cualquier otro daño durante el envío, manejo, llenado y en condiciones de servicio. Los revestimientos blandos son más susceptibles a daño que los revestimientos duros.

La resistencia del revestimiento a estos factores es medida en términos de su dureza (habilidad para disipar una carga dinámica) la cual es medida usando un Shore D durómetro a -50°C, -30°C, -10°C, DoC, 20°C, 50°C Y 75°C a fin de reflejar varias condiciones de campo.

4.2.3 Resistencia al impacto

Es importante para el revestimiento resistir daño mecánico durante la instalación y llenado. El método de evaluar la resistencia al impacto consiste de un penetrador de peso fijo, el cual se deja caer desde varias alturas para producir un "punto de impacto" en el revestimiento.

El punto de falla es entonces relacionado con la altura desde la cual el peso que fue dejado caer causa una ruptura en la película protectora y expone la superficie del acero que está recubierta. La resistencia al impacto es la cantidad de energía requerida para causar la falla.

Esta prueba evalúa la habilidad de los revestimientos para resistir el daño causado por las rocas y relleno compacto que caen sobre el tubo revestido durante el relleno. Para sistemas aplicados en planta esta es también una indicación de la resistencia de los revestimientos al daño mecánico causado durante el envío, transporte y manejo en el sitio de construcción.

El impacto sobre el tubo revestido es producido dejando caer una esfera (ball-bearing) llevando un kilogramo de masa sobre un tubo ranurado para producir un punto de impacto en la superficie del tubo.

El kilogramo de masa es dejado caer desde una altura inicial y la muestra es inspeccionada en busca de cualquier golpe o ralladura, tanto visualmente como con un detector de espacios sin pintar (holiday) a 1800 V, a 2200 V para FBE y uretanos y a 10.000 V a 16.000 V para revestimientos de poliuretano extruido. Si después de tres ensayos solo un ensayo falla, una re-prueba es realizada y si el revestimiento resiste el impacto, la altura es incrementada; si el revestimiento se agrieta o quiebra, la altura es disminuida.

Este procedimiento es repetido hasta obtener un constante valor de energía máximo- impacto-resistencia en Joules (altura* masa* 9.81 m / s²).

Las pruebas son hechas a lo largo de un amplio rango de temperaturas para anticipar la cantidad de daño que puede ocurrir a una temperatura de construcción dada. Pruebas de impacto son realizadas a 30°C, -10°C, DoC, 20°C, 50°C Y 75°C.

4.2.4 Resistencia al clima

El revestimiento puede ser aplicado, bien antes de una construcción propuesta, o en fechas de servicio.

Por lo tanto, los revestimientos deben ser resistentes a degradación ultravioleta y a extremos cambios de temperatura. La degradación ultravioleta V los *efectos* de temperatura son evaluados colocando compuestos de revestimiento en almacenamiento de revestimiento, expuestos a la intemperie.

Después de un período de tiempo especificado, los efectos de la exposición sobre el revestimiento son determinados por medio de la inspección visual y realizando desprendimiento catódico, pruebas de flexibilidad y resistencia al impacto. Los resultados de la prueba de la muestra del revestimiento expuesto al clima son comparados con los resultados obtenidos de una muestra del revestimiento no expuesta a esta.

4.3 PROCEDIMIENTOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

4.3.1 Transporte, tendido y Limpieza Interna de Tuberías

Consiste en el cargue y recibo de la tubería en los centros de acopio establecidos por el propietario y su posterior cargue y transporte a los sitios de acopio en la obra y al tendido de la tubería en el Derecho de Vía, donde el revestimiento esta expuesto por dicha manipulación.

Los materiales fungibles requeridos por esta actividad son entre otros sin limitarse a: polines, sacos, manilas para guiar la tubería, eslingas, espaciadores de nylon, sondas y otros materiales menores.

El equipo mínimo requerido se compone de Grúa para el cargue de tubería, tiende tubos para el descargue de la tubería en campo y para su posterior tendido, tractomulas con cama alta para el transporte de la tubería y demás elementos que se requieran para la ejecución de las obras.

Los ganchos de las grúas o equipos utilizados para el manejo de la tubería deben ser de un diseño adecuado para esta labor y deben estar recubiertos con una banda de caucho de 1.0 cm de espesor, o de otro material que garantice la protección de los biseles de la tubería; los protectores de bisel, cuando existan, deben mantenerse en su sitio durante estas operaciones.

Durante toda la operación de manejo de la tubería debe tenerse especial cuidado con los biseles de la misma, evitando que éstos sean golpeados con los remolques o contra otros tubos. Para facilitar el manejo debe contarse con manilas que sirvan para evitar movimientos bruscos.

Durante el cargue de la tubería en el remolque, deben manejarse los tubos sin dejarlos caer y se colocan pareados en su longitud con los otros tubos. Después de acomodarlos, se aseguran con eslingas de *nylon*, debidamente protegidas para fijar la carga a los apoyos. Se deben utilizar cojines de caucho o manilas de *nylon* para evitar el contacto tubo a tubo; los apoyos deben ser suficientemente

anchos para distribuir la carga. Durante el viaje debe evitarse el deslizamiento de los tubos.

4.3.2 Transporte de tubería

Se deben hacer los arreglos necesarios para la recepción, descargue y almacenamiento de todos los tubos, los deben ser transportados hasta los sitios convenientes escogidos cerca del lugar de las obras y debidamente distribuidos de acuerdo con las necesidades.

En todo momento se debe proteger convenientemente los tubos en el transporte, cargue y descargue, acopio y tendido de forma tal que estos no sufran daños. La tubería deberá quedar soportada al menos cada seis (6) metros y deberá hacerse directamente sobre los diferentes tipos de soportes previstos en estas especificaciones.

4.3.3 Tendido

La tubería no podrá bajarse al terreno sin las debidas protecciones a fin de evitar abolladuras o daños al revestimiento, condiciones que se deberán mantener hasta que sea instalada en la zanja; antes de soldar cada tubo, deberá estar apoyado sobre polines de madera o sacos rellenos de material suelto, libre de partículas duras que puedan dañar el revestimiento, para evitar el contacto con el suelo.

4.3.4 Acopio

Se refiere al almacenamiento de los tubos en los sitios previamente adecuados y en la forma conveniente, para evitar daños a aquellos.

Los lugares escogidos deben estar localizados en terrenos firmes y bien nivelados, con las pendientes y drenajes adecuados, que permitan la escurriencia y no pongan en peligro el deslizamiento de los tubos provocando el daño del revestimiento.

La primera hilada de tubos se debe apoyar sobre durmientes de madera o montículos de tierra revestida con sacos o similar y en ningún caso sobre el terreno natural. Para evitar el contacto tubo a tubo se debe emplear lazos (manilas) de *nylon* (1/2"), adecuadamente dispuestas en sentido transversal a la tubería en cada tercio de su longitud. (ver figura 1)

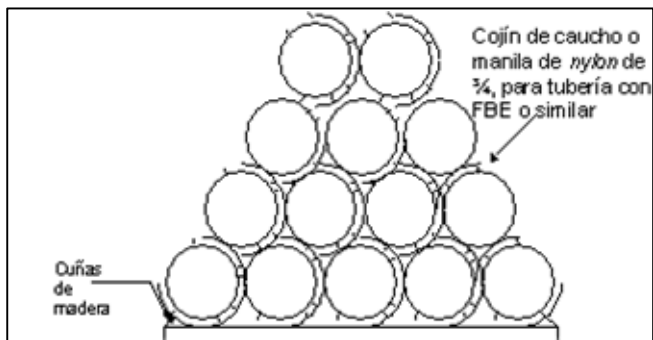
Se deben extremar los cuidados en el manejo y acopio de los tubos con el fin de evitar en ellos distorsiones, aplastamiento, abolladuras u otros daños; debe, además, garantizarse la estabilidad de los acopios.

4.3.5 Transporte local

Se define como el transporte de la tubería desde los sitios de acopio hasta los puntos de instalación a lo largo del Derecho de Vía.

El transporte debe realizarse utilizando los equipos convenientes (carga-tubos), cuyos soportes ("cunas") deben estar debidamente protegidos con bandas de caucho. Deben tomarse las medidas necesarias para evitar el contacto tubo a tubo durante el transporte.

Figura 4: Disposición de la Tubería durante el Transporte.



4.3.6 Recubrimiento de juntas o daños durante la construcción

Las partes averiadas o discontinuidades de los recubrimientos, ya sea por poros o rayones, deberán ser reparadas con el mismo producto utilizado para el recubrimiento de las juntas.

Para el revestimiento de juntas o para las reparaciones del revestimiento se deberá calificar un procedimiento y bajo las condiciones de humedad y temperatura, imperantes en la región del proyecto y bajo control de una entidad de reconocido prestigio y experiencia, además de garantizar asesoramiento técnico por parte de los fabricantes de los recubrimientos para las juntas, antes y durante el proyecto. Las visitas técnicas deben ser por lo menos una mensual, iniciando desde que empiece el proceso de reparación del revestimiento de poros y rayones.

Antes de la aplicación de resina epóxica líquida, se debe preparar el área a revestir retirando los contaminantes y limpiando la superficie hasta metal blanco, con chorro de arena, posteriormente aplicar lijado hasta metal casi blanco, y limpiar con grata o lima escofina el Polipropileno adyacente. Después se aplica el adhesivo estructural especificado por la casa fabricante.

Después de aproximadamente QUINCE (15) minutos (cuando el adhesivo ya no se transfiera al tacto), se aplica la resina epóxica líquida con brocha sobre el área a revestir y sobre el extremo del Polipropileno al que le fue aplicado el adhesivo. Al completarse la operación de revestimiento se debe inspeccionar para verificar la continuidad del recubrimiento, utilizando un detector “Holyday Detector”, a un voltaje adecuado, de acuerdo con el espesor y lo indicado por el fabricante del recubrimiento original de la tubería, con el fin de localizar roturas, agujeros, variación en el espesor y discontinuidades. No se permitirán grietas, ampollas o burbujas o cualquier tipo de daño que permita vulnerabilidad de la tubería al óxido.

4.3.7 Bajado de tubería y tapado de tubería

Se refiere a las actividades relacionadas con el traslado de la tubería desde el sitio de alineación y soldadura hasta el fondo de la zanja y posterior llenado de la misma.

La tubería solo podrá bajarse a la zanja utilizando bandas de material adecuado para el manejo de tubería de 20”después de efectuadas las reparaciones a las soldaduras que hayan resultado defectuosas y los resultados de las nuevas placas sean satisfactorios, cuando haya sido reparado el revestimiento de poros y rayones, se haya secado el recubrimiento de las juntas soldadas y se haya efectuado la inspección con el detector de fugas del revestimiento “Holiday detector”.

Se debe quitar del fondo de la zanja, toda protuberancia que pueda dañar la tubería o el recubrimiento, como raíces, rocas sueltas, bloques de madera, tubos, herramientas y varillas de soldadura.

En el fondo de la zanja deben colocarse sacos rellenos con material de la excavación libre de rocas y material que pueda dañar el recubrimiento, cada seis (6) metros sobre la cual se apoyará la tubería para que el peso de la misma quede bien distribuido.

Durante el bajado, se deben evitar golpes o fricciones contra los lados de la zanja. Todo daño al recubrimiento debe ser reparado antes de bajar la tubería en el fondo de la zanja.

Se debe utilizar bandas apropiadas para el manejo de la tubería, de tal forma que no se produzca daños a los biseles o al revestimiento.

La zanja se debe rellenar inmediatamente después de la instalación de la tubería para evitar daños al revestimiento de la tubería. Antes del tapado se deben retirar los objetos que puedan dañar el revestimiento o la tubería. Después de colocar sobre la tubería unos treinta (30) centímetros de relleno con tierra suelta, se pueden incluir los objetos duros separados anteriormente, sin incluir rocas de gran tamaño, raíces, madera, ni varillas que pueden causar abolladuras a la tubería.

Adicionalmente durante el proceso de tapado debe colocarse una cinta de señalización de polipropileno de color rojo de cuatro (4) pulgadas de ancho, con la leyenda "GASODUCTO 20" o el diámetro que corresponda de color negro, impresa cada DOS (2) metros. La cinta se colocará a 30 o 40 cm por encima de la tubería y posteriormente se continúa con el tapado. Dicha cinta permitirá que en futuras excavaciones se detecte la tubería con anterioridad y se eviten daños a la tubería o al revestimiento.

4.4 PROCEDIMIENTO DESPUES DE LA CONSTRUCCION - MANTENIMIENTO

4.4.1 Detección de daños de revestimiento

Para realizar el mantenimiento del recubrimiento se realiza una inspección con utilizando la Técnica del DCVG/PCM u otras según normas NACE en los sitios en donde se ha encontrado deficiencia de los Potenciales de Protección Catódica

Dependiendo de la gravedad de los daños en el recubrimiento, se deberá implementar el programa y realizar las correcciones a las que haya lugar.

4.4.2 Incrementar el sistema de protección catódica

Para este caso se debe evaluar si modificando el Sistema de Protección Catódica existente, los bajos niveles pueden eliminarse. Para lo cual se deben estudiar alternativas tales como la instalación de nuevas camas anódicas por corriente impresa de ánodos discretos o continuos, camas anódicas por efecto galvánico con ánodos de sacrificio de magnesio, zinc, o aluminio.

Debe también realizarse una evaluación de los aislamientos en los taps, City Gates, Trampas, cruces aéreos y demás estructuras en donde el tubo pudiera estar perdiendo la corriente de Protección Catódica.

4.4.3 Inspeccionar la tubería utilizando un marrano inteligente

Se debe realizar periódicamente el estudio de la tubería Utilizando "Marranos Inteligente", para determinar cual es la perdida del material que ha causado la deficiencia en el revestimiento en un determinado sitio. Con estos datos se toma la decisión de reparar el tubo y / o el revestimiento.

4.4.4 Rehabilitación y reparación del revestimiento

Para esto se recomienda el uso de un recubrimiento de calidad y alto desempeño que de una solución definitiva, ya que el alto costo de estas inversiones no permiten soluciones temporales.

En el mercado se encuentran algunas alternativas de fácil aplicación, de secado rápido y excelente desempeño. Los más recomendados son los epoxicos líquidos 100% libre de solventes.

Para esto el tubo debe ser sometido a tratamiento de limpieza, tal como el sand blasting, que le de el perfil de anclaje adecuado al nueva recubrimiento evitando posteriores problemas durante la operación normal.

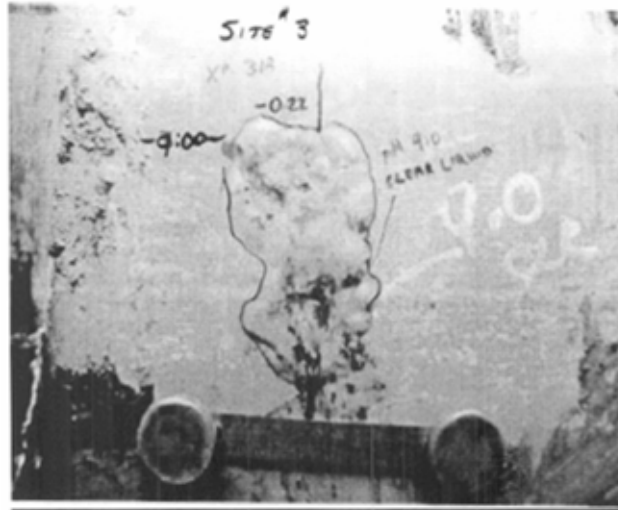
4.5 DAÑOS COMUNES

Como puede ser visto en la Figura 5, el revestimiento de cinta de polietileno se separó para formar una arruga en el revestimiento, a manera de comparación, la Figura 6 muestra el daño observado en la sección epóxica de unión de fusión del tubo expuesto a idénticas condiciones de campo, en contraste con el arrugamiento, asociado con el sistema de cinta, el revestimiento FBE ha fallado a través del (aparición de vejigas)

Figura 5: Arrugas del revestimiento



Figura 6. Revestimiento FBE emburbujado (con burbujas en el revestimiento)

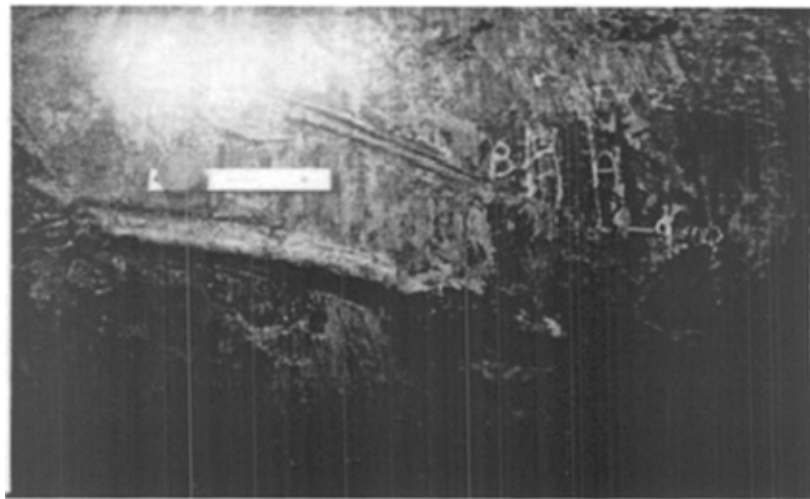


El análisis del agua atrapada bajo estas fallas de revestimiento, mostró que bajo la separación de la cinta, la solución tenía un valor de PH de 6.5 a 7.0, mientras que bajo las burbujas del revestimiento el PH del agua atrapada era superior de 10. Estas observaciones indicaron que la cinta formó una separación eléctrica de la superficie protectora, mientras el FBE permitía la penetración de la protección catódica, y por ende la generación de un electrolito alto en pH junto al acero.

El modo de falla del revestimiento de una tubería tiene un impacto significativo en la corrosión y en el esfuerzo de fractura por corrosión (SCC) que se desarrollarán en el metal que se encuentra recubierto. Debido a la ausencia de una efectiva protección catódica, ambas, la corrosión por tensión y la localizada, fueron observadas bajo la cinta separada en el revestimiento, como es mostrado en la figura 7.

Las grietas son agrupadas en colonias, a menudo conteniendo cientos de grietas individuales, y son usualmente encontradas en el sistema de tubería en el cuerpo del tubo. Investigación está en marcha para entender el mecanismo y el promedio de crecimiento de la grieta.

Figura 7. Corrosión y SCC observada en la superficie de acero bajo el revestimiento desprendido de la cinta.



En contraste, la corrosión no localizada o corrosión por stress fue encontrada bajo las burbujas que se formaron en el FBE, sugiriendo que a pesar de la falla en el recubrimiento, el modo de la falla permitió protección de la superficie del tubo por medio de la protección catódica. Estas y otras observaciones de campo sugieren que los revestimientos FBE fallan de tal forma que permiten la penetración de la protección catódica a la superficie del acero. Por esta razón, la mayoría de las compañías de tuberías ahora usan revestimientos FBE.

4.5.1 Ejemplos de casos de fallas en el revestimiento

A fin de lograr protección contra la corrosión en el diseño de vida de una tubería, el sistema de protección contra la corrosión- La combinación de revestimiento y protección catódica- tiene que ser diseñado, especificado, aplicado, construido, mantenido y administrado correctamente. Lo siguiente proporciona estudios de caso de fallas en el revestimiento de la tubería, alrededor del mundo, así como los elementos claves al asegurar que el revestimiento de la tubería es adecuado para un propósito.

Los casos de estudio presentados son de trabajo emprendido en Sur América, África del Norte -India y Reino Unido

4.5.1.1 Caso de estudio 1. América del sur

Características y condiciones: Tubo de 762 mm de diámetro originado de Japón y Brasil "Protectores temporales", (resina betumen) o laca, aplicada a los fabricantes de tubos.

Tubo almacenado por 15 meses en ambiente marino antes del revestimiento. Epóxica unida por fusión (FBE) sistema de revestimiento aplicado Inadecuada planta de revestimiento y especificación usada. Muy altas temperaturas diurnas y muy fuerte precipitaciones en la tarde fueron experimentadas donde el tubo era almacenado. Además la atmósfera y el suelo exhibían un alto grado de "contenido de cloruro". Los "protectores" temporales aplicados en ambos trabajos de manufactura del tubo, se creía que era una fuente mayor de problemas. El material de tipo laca era delgado y quebradizo y tendía a adhesión suelta a los tubos.

Sin embargo esta permanecía a lo largo cerca del 30% de la superficie, causó diferentes grados diferenciales de corrosión durante los 15 meses de

almacenamiento y por consiguiente problemas en los procesos de limpieza abrasivos de chorro de aire a presión (sandblasting).

El "protector" temporal del betumen se ablandó y fluyó para formar áreas levantadas en los tubos. Un más alto grado de corrosión fue experimentado en estas áreas.

Se encontró imposible limpiar efectivamente con aire a presión los tubos con betumen en ellos. Ya que el betumen era suave, la limpieza abrasiva con aire a presión no lo removería. Además los abrasivos de pronto se contaminaron altamente con sales. Una unidad congeladora fue construida, inmediatamente antes, de la primera unidad de limpieza con aire a presión, para tratar de endurecer el betumen. Esto no funcionó.

Todos los tubos fueron cubiertos con grandes cantidades de sales las cuales no fueron removidas antes de entrar la primera unidad de limpieza abrasiva con aire a presión.

Durante los 15 meses del almacenamiento del tubo, la capa del fondo de estos había sido puesta directamente sobre el suelo. Al estar entre el mar y bajo la afectación de agua salada, este suelo, estaba altamente contaminado de sales. Con las muy altas temperaturas durante el día y las fuertes lluvias en la tarde los grados de corrosión eran muy altos. Inicialmente, no se hizo ningún intento por remover la sal.

Eventualmente cada tubo de las capas del fondo de la pila de tubos fue tratado individualmente por medio de limpieza con aire a presión hecha a mano, usando una mezcla de agua y arena (hidroblasting). Infortunadamente el agua era impura y la arena contenía un alto grado de cloruros.

La corrosión de huecos era muy prevalente en la capa del fondo de los tubos. Aún así todos los tubos fueron recubiertos con polvo epóxico unido por fusión (FBE). Una inspección posterior de algunos de los tubos donde el ahuecamiento de la superficie había sido experimentado, mostró hasta un 72% de pérdida en el grosor de la pared.

La planta de revestimiento siendo usada había sido traída de otro lugar en Sur América, donde esta había sido construida para recubrir los tubos de 356 mm de diámetro.

Innecesario decir que el revestimiento de un tubo de 762 mm de diámetro fue extremadamente difícil. Ningún ensayo de calificación del procedimiento había sido ejecutado.

Como paso siguiente, una totalmente inadecuada solución cromada de limpieza abrasiva de aire a presión fue aplicada a todos los tubos. Incluso la solución cromada fue aplicada de un modo incorrecto- 26 goteros (drips) de solución cromada circundando los tubos en espirales sin ninguna hoja limpiadora para suavizarlas y volverlas una película delgada y regular.

La planta de aplicación de FBE fue totalmente inadecuada, con grandes volúmenes de polvo levantándose en el ambiente, y algunos "apiñándose" en el puesto (o caseta). Todos los tubos estaban cubiertos en una capa de polvo virgen sin reaccionar.

4.5.1.2 Caso de estudio 2. África

Características y condiciones: Tubo de 1219 mm de diámetro originario de 4 plantas de fabricación en Europa. Sistema de revestimiento (PE) de polietileno de

baja densidad de 3 capas. Acoplamientos de campo protegidos de almástiga, y mangas envolventes, reductoras en caliente.

Temperatura de operación, ambiente, excepto corriente abajo de estaciones compresoras mayor a 60°. C 3 años en terreno.

Condiciones del terreno variadas, de arena a suelo aluvial pantanoso. Un sistema de protección catódica estaba en operación.

Todo el tubo fue enviado desde Europa a África, algunos como carga en cubierta (del barco). Algunos otros tubos fueron almacenados al lado del océano, por 12 meses o más antes del revestimiento.

Una revisión de la especificación del revestimiento del tubo indicó que este no era aceptable. Los criterios de preparación de la superficie eran inadecuados. Ningún lavado con ácido fosfórico, o pre-tratamiento de cromado fue especificado, ningún ensayo de procedimiento de calificación fue emprendido.

La especificación del revestimiento (3 capas, baja densidad, polietileno) pedía 50-75 micras de polvo epóxico unido por fusión, aproximadamente 150 micras de un adhesivo co- polímero de polietileno, y un grosor de película general total de 2.3 mm usando un polietileno de baja densidad (PE). Esto era para un tubo de 1219 mm de diámetro.

Después de solo 3 años bajo tierra la adhesión del revestimiento al sustrato fue vista haber disminuido considerablemente. El polietileno de baja densidad (LDPE) estaba blando y fácil de cortar. La totalidad de las 3 capas del revestimiento podía ser removida del sustrato, ninguna epóxica unida por fusión (FBE) permanecía.

Los productos de la corrosión eran visibles bajo el revestimiento y la inspección del sustrato y la parte de abajo del revestimiento mostraba:

Un perfil redondeado, no angular.

Un perfil abierto en lugar de denso. Partículas de material abrasivo

Polvo de detritos (sedimentos sin cohesión) Sales cristalinas.

Ya que el revestimiento del tubo en la planta no fue visto, sólo los registros están disponibles. Estos confirmaron que ni el lavado con ácido fosfórico ni el pre-tratamiento de cromato habían sido usados.

Perfiles, del perfil de limpieza abrasiva con aire a presión, fueron registrados por estar en el rango requerido, pero la redondez / angularidad / densidad del perfil no fue registrada.

Es conocido que el polietileno de baja densidad (LDPE) tiene un más alto promedio de transmisión de vapor húmedo que el DPE Medio o el DPE Alto. Se piensa por lo tanto que esta es una causa que contribuye al modo de la falla.

En donde los tubos revestidos similarmente han sido almacenados sobre el terreno, y bajo la protección de lonas, la adhesión del revestimiento al sustrato fue adecuada. Los tubos almacenados sobre el suelo, en el espacio abierto, exhibían adecuada adhesión en el cuerpo del tubo, pero una falta de adhesión junto a las áreas rebajadas.

Todas las mangas termo-encogibles envueltas, con betumen aplicado en caliente, que fueron examinadas exhibían arrugamiento, donde las condiciones del terreno habían "sujetado" las mangas causando que el betumen no se moviera.

Todas las operaciones de parches habían sido emprendidas con parches de contracción al calor. Muchos parches bajo el terreno habían perdido adhesión al tubo/revestimiento y todos aquellos vistos sobre el terreno estaban perdiendo adhesión.

Una falta de preparación de la superficie y precarias técnicas de calentamiento fueron la causa que contribuyó a la falla de estos parches de contracción en caliente.

4.5.1.3 Estudio del caso 3. India

Características y condiciones: Tubería 762 mm de diámetro. Sistema aplicado de revestimiento de polietileno (3-LDPE) de baja densidad, 3capas. Temperatura de operación, terreno ambiente, excepto corriente abajo de los compresores mayores a 50 ° C.

Las condiciones del terreno variaban desde arena seca pasando por roca/ piedra afilada, hasta arcilla muy húmeda. 5 años en terreno

Un sistema de protección catódica estaba en operación

El sistema de revestimiento especificado era polvo epóxico unido por fusión (FBE) aproximadamente 50 micras. Aproximadamente 150 micras de un adhesivo copolímero y un polietileno de baja densidad (LDPE) para un grosor total de revestimiento de 3.0- 3.5 mm.

La mayoría de las características encontradas en el proyecto africano fueron también encontradas en India, los modos de falla fueron similares a aquellos en la tubería africana. Las mangas envolventes de contracción en caliente eran del tipo "tres capas", y fueron usadas en todos los acoplamientos y ningún problema fue experimentado.

4.5.1.4 Estudio de caso 4 - Reino Unido

Características y condiciones: Diámetro del tubo 304 mm a 1066 mm de fabricantes Europeos. Polvo epóxico unido por fusión (FBE), revestimiento aplicado en varias plantas europeas de revestimiento. El grosor nominal del FBE era 400 micras.

El primer tubo FBE revestido usado en 1977. Amplio rango de condiciones de terreno. La temperatura del ambiente del terreno, con excursiones a > 50 deg.C corriente abajo de compresores.

Siguiendo un extensivo trabajo de investigación y desarrollo, el gas Británico usó su primer tubo revestido (FBE) en 1977. 25 años después ellos están todavía usando tubos revestidos FBE como su principal revestimiento de protección contra la corrosión causada por preparación inadecuada de la superficie Y/O baja temperatura de aplicación.

Desde el principio una bien pensada especificación fue usada (GW6) .Un profundo enlace fue logrado con los fabricantes de tubos/ y accesorios para tubería, los fabricantes de revestimiento, los aplicadores de revestimiento (de planta y campo),

Los contratistas de tuberías etc. Ensayos de calificación para procedimientos en laboratorio fueron emprendidos en todos los sistemas de revestimiento. Aquellos revestimientos que pasaban este riguroso procedimiento de pruebas eran entonces calificados en el procedimiento, en todas las plantas usadas para tal fin- para varios diámetros de tubo y combinaciones del grosor de la pared. Y solamente las plantas de revestimiento de tuberías que hubiesen sido calificadas en el proceso eran usadas.

Solamente inspectores de revestimiento certificados y entrenados, independientes, eran usados, con pericia adicional en el tema siendo dada por el control de calidad de 86, ingenieros de corrosión de 86.

En los "primeros años" de uso de FBE un número de problemas fueron encontrados y reconocidos. Algunos de ellos son registrados a continuación:

- Precaria adhesión a un lado de la unión longitudinal de soldadura. Causada por inadecuada preparación de la superficie y/o bajas temperaturas de aplicación.
- Aparición de huecos o arrugamiento del revestimiento causada por una preparación inadecuada de la superficie (sales)
- Cráteres/envejecimiento del revestimiento Causado por material extraño (es decir, caucho) atrapado en el revestimiento a medida que este se gelatiniza, o residuos de fabricación atrapados en el acero liberando gases mientras el revestimiento se está curando.
- Aparición de espuma. Esto puede ser causado por altos niveles de humedad en el polvo o muy alta aplicación de temperatura.
- Líneas de tensión/ grietas en el revestimiento causadas por pruebas hidrostáticas a muy bajas temperaturas.
- Aparición de vejigas en el revestimiento madre cuando hay inducción de calentamiento en las juntas de campo. Puede ser causada por absorción de humedad, humedad atrapada, contaminación bajo el revestimiento o perfil incorrecto de temperatura durante el revestimiento (extremos fríos)
- Pérdida de adhesión en la brea, contaminación bajo el revestimiento. Puede ser causado por consumo de humedad.
- Pronto envejecimiento (aparición de burbujas) en el revestimiento después de su aplicación sobre el revestimiento hecho sobre la costura de las juntas.

Siguiendo técnicas de soldadura con celulosa, gas de hidrógeno gas de hidrógeno puede ser generado.

- Aparición de manchas de leopardo en el terreno causada por la formación de productos de corrosión bajo el revestimiento que ha perdido adhesión al substrato, despedido o deslaminado, esto usualmente ocurre en las picaduras.

Las situaciones de control de corrosión problemática que han sido resaltados en este capítulo, han sido presenciadas, en años recientes en proyectos de tubería alrededor del mundo. Por lo tanto la pregunta, " ¿qué debe ser hecho para asegurar que un revestimiento de tubería, en asocio con un sistema de protección catódica proporcione protección en la vida útil del diseño de la tubería?", Necesita ser respondida.

Los elementos clave, al asegurar que un revestimiento en una nueva tubería es" apropiada para un propósito", incluye:

- Especificaciones y clasificación suministro del tubo.
- Planta de revestimiento e inspección control de aplicación del revestimiento control del lugar de operaciones.

4.5.2 Especificaciones y Calificaciones

Muchos de los problemas de revestimiento bajo suelo, vistos alrededor del mundo, han resultado del uso de especificaciones técnicas imprecisas.

Es imperativo que una especificación de revestimiento, este debe ser" un proyecto específico", relacionando directamente el tipo genérico de revestimiento a ser usado en el proyecto, que brinde especificaciones para los accesorios,

juntas de campo y métodos de reparación, los cuales a su vez deben también ser un proyecto específico.

Todas las especificaciones de revestimiento deben ser completadas y acordadas antes de la concesión de un contrato.

Todos los revestimientos y sistemas de revestimiento deben ser procedimentalmente calificados en base a los requerimientos de las especificaciones técnicas. Las plantas de revestimiento deben ser calificadas preferiblemente antes del otorgamiento del contrato. El revestimiento debe ser calificado en ambas, un laboratorio de prueba y en la planta de revestimiento o situación de campo.

Las actividades de calificación del procedimiento necesarias para asegurar que los sistemas de revestimiento, plantas de revestimiento y contratistas son adecuados para llenar los requerimientos de protección de la corrosión de las tuberías, deben ser consideradas. Desafortunadamente ellas no son usualmente revestimiento de tuberías.

En recientes investigaciones sobre fallas en el revestimiento el uso de polietileno de baja densidad (LDPE) ha sido citado en cuestión a causa de la posible formación de productos de corrosión bajo los sistemas 3LPE, LDPE tiene una mayor tasa de transmisión de vapor húmedo que el DPE medio y alto.

Además el uso de los adhesivos co-polímeros normales en vez de tipos transferidos (injertados), y el uso de muy delgadas películas de polvo epóxico unido por fusión FBC8 de aproximadamente 50 micras se ha sumado a los problemas de adhesión y corrosión. Este es especialmente el caso en donde las técnicas de preparación de la superficie han sido inadecuadas.

4.6 SUMINISTRO DE TUBOS

Durante los procesos de producción de un tubo muchas soluciones químicas pueden ser usadas. Es posible que los residuos de algunas de estas soluciones puedan estar presentes y vayan en detrimento de la adhesión del revestimiento al substrato del acero, incluso después que algunos procesos de limpieza han sido implementados.

Después de la fabricación del tubo, revestimientos protectores temporales, por ejemplo pinturas o betumen han sido a veces aplicados al tubo y a los accesorios a fin de intentar prevenir la corrosión durante el almacenamiento. Este es un procedimiento inaceptable ya que es usualmente extremadamente difícil remover completamente el revestimiento temporal antes del procedimiento de revestimiento principal del tubo. Además, debido a esto, usualmente resulta contaminación en los materiales abrasivos de limpieza por aire a presión. En algunos proyectos el tubo descubierto ha sido dejado sobre terreno contaminado con sal por largos períodos de tiempo, esto ha causado una extensiva corrosión y severo ahuecamiento.

Todos los tubos descubiertos y accesorios deben ser almacenados en camellones adecuados. El tubo no debería ser colocado sobre el suelo o en un punto en contacto con el camellón de "arena", sino hojas de polietileno, o elementos similares deben ser usados para preparar el tubo y la "arena". Por medio de esta acción la contaminación y la erosión debe ser minimizada, y los problemas con el proceso de revestimiento no deberían resultar.

4.7 PLANTA DE REVESTIMIENTO E INSPECCION

Una inspección de la planta de aplicación del revestimiento que será usada en un proyecto, debería ser emprendida antes de la adjudicación de un contrato, pero esto rara vez ocurre.

La planta/maquinaria del aplicador debe ser evaluada, y los esquemas de control de calidad y garantía del estándar adecuado deben estar en su lugar.

La inspección, instalaciones y técnicas del laboratorio deben también ser evaluadas. Una vez el contrato es hecho con el aplicador del revestimiento debe haber un creciente diálogo entre el personal de la planta de revestimiento y el usuario final del producto y cualquier otra parte involucrada. Inspectores de revestimiento calificados y entrenados, independientes deben ser utilizados. Esta puede ser una forma efectiva de lograr los estándares de revestimiento deseados.

En muchos revestimientos de tubería y proyectos de tubería el "usuario final del producto" Usa inspectores de revestimiento inadecuados, no calificados u entrenados.

Esto puede resultar en sistemas de revestimiento que no tienen la capacidad correcta de protección contra la corrosión.

4.7.1 Control de aplicación del revestimiento

Preparación de la superficie: Indudablemente, la preparación de la superficie revestimiento del tubo que es más problemático. Es una de las áreas en el régimen.

Sin la adecuada preparación el revestimiento protector de la tubería, esta no se adherirá correctamente al sustrato. Es por lo tanto imperativo que todos los

procesos de preparación de la superficie sean emprendidos en una forma controlada a fin de dar un Substrato correctamente perfilado y completamente limpio.

Muchas fallas en el revestimiento de la tubería han ocurrido directamente como resultado de substratos limpiados incorrectamente. La siguiente lista proporciona una descripción general de los requerimientos principales en la preparación de la superficie de tubos para recubrimiento con un polvo epóxico unido por fusión (FBE) o polietileno de 3 capas (3LPE) o polipropileno de 3 capas (3LPP) o un sistema líquido de 2 componentes; tiene que ser aplicado de la siguiente forma:

- Durante el revestimiento de una tubería y accesorios toda la preparación de la superficie y el trabajo de revestimiento debe ser emprendido en la misma manera como si fuese emprendido en el ensayo de calificación de un procedimiento satisfactorio.
- Toda la grasa, suelo y detritos deben ser removidos antes de entrar la primera unidad de limpieza de área presión abrasiva de modo que la sustancia abrasiva/ máquina, y otros tubos, no sean contaminados.
- El tubo debe ser calentado a fin de eliminar la humedad. La primera unidad de limpieza con aire a presión abrasivo deben ser adecuadamente administrados y mantenidos, particularmente en la minimización de polvo.
- La dureza, tamaño y tipo de abrasivos deben ser adecuados para reunir los requerimientos del contrato (ISO 11124-Chilled Iron grit y 150 11124-2 cast steel shot and grit).
- La mezcla abrasiva debe ser adecuada y regularmente mantenida. La limpieza, sequedad y tamaño de la sustancia abrasiva de ser monitoreada; la limpieza química con una marca propietaria de ácido fosforico debe ser emprendida a fin de lograr un sustrato con la deseada (especificada) limpieza.

- Todos los anteriores puntos que apliquen a la primera unidad de limpieza con presión aplican a la segunda unidad (cuando esté disponible) también.
- La segunda unidad de limpieza con aire a presión debe proporcionar un perfil denso, angular del pico especificado a la altura de depresiones y limpieza (ISO 8501- 1 parl. Al visual assessment, 150 8503-1C1&C2 Surface profile Comparators). Los perfiles redondeados y cóncavos no son aceptables.
- El polvo debe ser removido por medio de técnicas de aire seco, limpio o vacío. Cepillos no deben ser usados ya que ellos esparcen el polvo en vez de removerlo.
- El grado de polvo que permanece en la superficie debe ser medido de acuerdo con los requerimientos de la ISO 8502 -3. El máximo nivel aceptable es 3 o menos.

Posterior a la obtención de un sustrato correctamente limpiado y perfilado, un revestimiento de conversión química, para alterar y mejorar la condición del sustrato es decir la solución cromada, debe ser aplicado. (Puede ser necesario colocar calor adicional en los tubos antes de la aplicación del revestimiento de conversión química a fin de lograr el efecto deseado).

4.7.2 Aplicación del revestimiento

Siguiendo adecuada preparación, el sistema de revestimiento debe ser aplicado de tal forma que al menos satisfaga los requerimientos de la especificación técnica. Algunos de los puntos importantes a considerar son:

- Velocidad de viaje y rotación de los tubos.
- Uso del tipo correcto de los cilindros transportadores
- Técnicas de calentamiento y logro de la ventana de temperatura para la aplicación del revestimiento (sistema).

- Medición de la temperatura del tubo antes de revestirlo a través de medios adecuados y con datos registrables.
- Operación de las camas fluidizadas y las pistolas aplicando FBE
- Humedecido completo del sustrato por parte del revestimiento y al grosor correcto de la película.
- Técnicas de aplicación para la capa adhesiva dentro de la ventana correcta
- Técnicas de operación para el PE o PP
- Un adecuado y correctamente diseñado sistema de enfriamiento de agua .
Procedimientos de reparación, donde sean necesarios para lograr la misma alta clase de revestimiento del revestimiento madre, con una adecuada adherencia al revestimiento madre.

4.7.3 Procedimientos de inspección y prueba

En muchos proyectos los criterios de inspección y el personal, así como los regímenes de prueba son inadecuados. A fin de obtener el nivel de calidad requerido en el trabajo:

Toda inspección y prueba debe ser emprendida por personal entrenado y calificado. Toda instrumentación debe ser calibrada regularmente deben ser mantenidos.

Todos los resultados de pruebas e inspecciones deben ser diligentemente registrados.

4.7.4 Control del sitio de operaciones

Todo transporte y almacenamiento de tubos revestidos debe ser realizado en una forma segura y de tal modo que no se dañe el revestimiento o el tubo.

Las guías sobre especificaciones acuerdos contractuales, precalificaciones de materiales, procedimientos, y niveles de inspección, aplican igualmente, a operaciones de revestimiento de tubos hechas en el campo.

5. METODOS PARA DETERMINAR DAÑOS DE REVESTIMIENTO

Un asunto de gran valía es: conocer que puede hacer cada Herramienta de inspección; que se quiere obtener con la inspección y como se debe entregar el informe de inspección.

Hacer trabajos en los Gasoductos, sin metas específicas, sin un plan de integridad adecuadamente conformado, es simplemente una pérdida de tiempo, gasto de recursos, e incremento de riesgos operacionales. Deberíamos, ser muy aplicados y tomar referencias con las Guías ISO 9000 e ISO 14000.

No se debe confundir los métodos de evaluación del revestimiento en tuberías enterradas; hay necesidad de describirlos adecuadamente y, conocer sus ventajas y desventajas. No es lo mismo una evaluación PCM que una evaluación DCVG. Existen equipos de inspección de revestimiento de diferentes fabricantes, capaces de evaluar ciertas y determinadas condiciones del revestimiento en tuberías enterradas. Unos pueden reportar mayores datos que otros, incluyendo confiabilidad, precisión, exactitud.

Es un requerimiento de NACE – ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEER, prácticas recomendadas, que al menos se apliquen un mínimo de dos técnicas indirectas de inspección a lo largo de la línea que esta siendo evaluada. Las técnicas mas generalmente seleccionadas para la evaluación de la integridad de la tubería son:

Estudio de Atenuación de Corriente. Típicamente usada para determinar la condición general del revestimiento de la tubería (ejemplos :herramientas C-SCAN , PCM)

CIS. Close Interval Survey. Para determinar la efectividad del sistema de protección catódica

Evaluación del revestimiento. Para localizar en forma precisa y eficiente los defectos del revestimiento (herramientas DCVG, PEARSON).

Evaluación de resistividad del suelo. Para determinar la corrosividad del suelo herramientas GEONICS, WENNER).

Profundidad de cubierta, para determinar la profundidad a la cual esta enterrada la tubería.

GPS, para demarcar con exactitud componentes y anomalías

Ultrasonido, para determinar pérdidas de metal en localizaciones difíciles de acceso (herramientas GUL, TELETEST)

5.1 MÉTODOS ELÉCTRICOS PARA ANÁLISIS DE TUBERÍAS REVESTIDAS SUBTERRÁNEAS

Los métodos mejorados para localizar los daños en el revestimiento, empalmes aisladores, línea extranjera entran en contacto con y las localizaciones de la tubería deben ser discutidas. El método mejorado implica el uso del flujo relativamente grande de la corriente estable de la frecuencia audio de la CA a través de la línea de la tubería y de una travesía superficial con el inductor y el amplificador de localizar el punto o el artículo deseado usando el método "nulo".

5.1.1 Localizando daños de revestimiento en una tubería subterránea

Este tipo de pruebas se refiere comúnmente como metodología de Pearson, basada en el método original de Sr. J. M. Pearson. El concepto original de sus técnicas de funcionamiento sigue siendo válido. La técnica original era aplicarse a partir del 5 a 10 miliamperios de la corriente de la CA en aproximadamente 1.000 c.p.s. entre una tubería revestida y una tierra.

La energía de la CA se pasa del metal de la tubería al suelo a través de los daños del revestimiento. La localización de los "escapes eléctricos" se puede detectar con el aparato que indica el inconveniente y se puede marcar para la excavación. La medida de tales escapes eléctricos se conduce a través de tramos cortos de la tierra directamente sobre la tubería revestida. Bajo buenas condiciones, dos mil pies de capas de la tubería se pueden probar en cualquier dirección de la fuente de la corriente ALTERNA de la entrada.

Las cantidades relativamente pequeñas de energía de la CA han estado hasta ahora disponibles para aplicarse a un sistema revestido de la tubería. Las distancias operacionales de un examen de este tipo que se pueda realizar lejos de la fuente de energía de la CA son algo limitadas, más el hecho de que el examen se debe conducir directamente sobre la tubería revestida. Cuando una cantidad relativamente pequeña de energía audio de la CA se utiliza, la señal que recibe el instrumento debe estar de alto aumento. Aunque el receptor alto del aumento tiene mérito con la relación a las distancias lejos de la CA entre la fuente, llega a ser cada vez más susceptible a las señales y al ruido indeseados de la grapa.

Una de las desventajas más grandes del uso de cantidades relativamente pequeñas de energía audio de la CA en un receptor alto sin filtro del aumento ha debido observar una diferencia algo amplia en las cantidades de flujo actual a la tierra vía averías de capa.

5.1.2 El equipo mejorado

El osciloscopio deseable para el método mejorado debe ser capaz de desarrollar de 5 a 10 vatios una energía estable de la frecuencia audio de la CA. Debe ser equipado de los picos del voltaje de la salida para obtener el fósforo apropiado de la impedancia al sistema aflautado revestido y a un interruptor de la señal de modo que la señal audio pueda ser distinguida de señales indeseadas.

El sistema de tierra del osciloscopio debe hacer a la mejor tierra disponible en una localización dada, puesta a tierra preferiblemente a otro sistema subterráneo que sea extranjero a el que esta' bajo vigilancia. Que los mejores resultados, es altamente ventajoso tengan un receptor con una impedancia baja de la entrada tal como un tipo del transistor.

5.1.3 Métodos mejorados

Allí son CA de dos maneras que la energía de la frecuencia audio puede volver al sistema de tierra de la tierra del oscilador audio cuando la corriente audio se causa al flujo en una tubería revestida. Aunque una buena porción de la resistente eléctrica es por la capacidad eléctrica a la tierra y la otra trayectoria de la vuelta es a través de los daños del revestimiento de la tubería por el metal está haciendo el buen contacto con la tierra. La mayoría de las capas están de material resistente eléctrico relativamente alto y el potencial del voltaje que está presente

en un daño puede ser interceptado y ser establecido claramente. Para medir la diferencia en el potencial del corriente audio aplicada de la CA entre el sistema revestido y la tierra, es necesario tener dos puntos de referencia de tierra móviles. Los puntos de referencia de tierra consisten en generalmente dos hombres, ambos quién tipo conductor eléctrico grapas del zapato, que del desgaste alternadamente están conectadas eléctricamente con el receptor audio, llevadas por uno de los operadores.

5.1.4 La localización del daño y de la investigación aislada

Cuando la corriente audio se aplica entre una tubería revestida y una buena tierra, la FALTA DE INFORMACIÓN se puede obtener en cualquier daño de revestimiento. Es de la importancia extrema que los puntos de referencia de tierra continúan su travesía con la FALTA DE INFORMACIÓN completa. Después de que el efecto NULO completo de la señal sea observado por el operador, los dos puntos de referencia de tierra se deben acortar a aproximadamente 5 pies, y una travesía lenta del revés se haga sobre el punto de la indicación NULA.

Acortando la distancia entre los dos puntos de referencia, el punto de la FALTA DE INFORMACIÓN puede ser establecido claramente.

5.1.5 Investigación

Hay dos métodos de prueba que se pueden realizar en un mínimo de hora de determinarse si la indicación de capa pobre consiste en una discontinuidad continua o una serie de daños del revestimiento. Una vez más ponga el primer punto de referencia de la tierra sobre la tubería en cualquier punto entre la amplia FALTA DE INFORMACIÓN.

El segundo punto de referencia de la tierra hace un 360° traveso alrededor del punto de contacto inmóvil. Si el tono audio cae agudamente mientras que la travesía se hace directamente sobre la tubería en cada dirección del punto de referencia de tierra inmóvil, puede ser asumido que la capa está en condiciones generalmente pobres. Para distinguir entre una discontinuidad continua de una serie de daños, ponga un contacto de tierra de la referencia directamente sobre la tubería y el segundo contacto de la referencia de la tierra en un ángulo recto de 20 a 25 pies de la tubería. Una discontinuidad de capa continua produce un campo circular casi simétrico del gradiente potencial así que el tono audio se levantaría levemente sobre nivel normal del fondo y seguiría siendo constante a través del área de la indicación.

5.1.6 La localización de la capa crítica por electrical capacitance

La última innovación de localizar daños está por capacitancia eléctrica. El examen se conduce con substancialmente el mismo equipo, permitiendo al operador localizar daños bajo condiciones adversas del suelo y las áreas pavimentadas, el método eliminan los contactos de tierra eléctricos directos (grapas del zapato).

Los puntos de referencia consisten en dos hombres que cuerpos estén conectados eléctricamente con el receptor audio. Esta conexión eléctrica causa un efecto de la capacitancia de cada operador entre el receptor audio y la tubería el método de operación que usa la técnica de la capacitancia es conducido adentro él la misma manera que al usar el contacto de tierra (grapas del zapato). Sin embargo, el método de la capacitancia debe ser utilizado solamente cuando es impráctico hacer el buen contacto eléctrico con el suelo.

6. DETERMINACIÓN DE DAÑO DE REVESTIMIENTOS VIEJOS MEDIANTE LA TÉCNICA DE MAPEO DE CORRIENTE (PIPELINE CURRENT MAPPER - PCM)

6.1 INSPECCIÓN PCM

La técnica de mapeo de corriente utilizado en la detección de daños entre DINA y Guasimal es un sistema con dos partes: Un transmisor portátil que aplica una señal especial (corriente casi continua) a una tubería, y un receptor de mano que permite localizar precisamente la traza de la tubería y muestra la magnitud de la corriente y su dirección.

Proporciona un perfil de la corriente aplicada por el transmisor así como su dirección de circulación, la cual se comporta prácticamente igual que la corriente de protección catódica en la tubería.

Provee un medio rápido para evaluar una sección específica de la tubería. El operador ya no necesita hacer mediciones de corriente por tramos o cálculos manuales para determinar las corrientes de protección catódica a lo largo de la tubería.

Permite localizar tuberías y hacer levantamientos de corriente de una manera fácil y precisa aun en áreas en donde localiza desde la superficie daños hay contacto metálico con otras estructuras, o en condiciones congestionadas. En el revestimiento dando su ubicación precisa y su profundidad.

El receptor mide y muestra la magnitud de la corriente sin tener que conectarse a la tubería. Reduce la ocurrencia de lecturas falsas y por lo tanto reduce la necesidad de excavaciones innecesarias.

Posibilita el registro de datos y el examen de lecturas en el lugar de trabajo (el receptor guarda en memoria hasta 100 lecturas) y permite imprimir un gráfico de lecturas acumuladas cuando el sistema esta conectado a una computadora de escritorio o laptop.

6.1.1 Conexión y ajuste del transmisor

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

Ánodo de Sacrificio: Desconecte el ánodo de la tubería. Conecte el cable blanco a la tubería. Conecte el cable verde al ánodo.

Rectificador de PC: Desconecte el rectificador de la tubería. Conecte el cable blanco a la tubería. Conecte el cable verde al ánodo.

Empalme aislado eléctricamente (Junta aislante): Remueva el puente eléctrico. Conecte el cable blanco a la tubería que será analizada. Conecte el cable verde al otro lado de la junta.

Otro acceso a la línea: Conecte el cable blanco a la línea en una transición, válvula o poste de potencial. Conecte el cable verde a una tierra aislada de baja impedancia. Si se utiliza una varilla de tierra, esta debe estar en ángulo recto con

la tubería y a una distancia de al menos 50 metros para asegurar una distribución de corriente uniforme.

6.1.2 Prueba y ajuste del receptor

Compruebe el nivel de carga de las baterías, reemplácelas si es necesario. Ajuste la frecuencia del receptor para que sea igual a la del transmisor. Inicie la localización con el receptor en el modo pico, aléjese unos 2 metros del transmisor y verifique que las posiciones pico y nulo estén dentro de 20 cm una de la otra.

Realice una medición de profundidad (una lectura razonable indica que el lugar está libre de interferencias). Efectúe una lectura de corriente PCM y verifique que el valor obtenido corresponde al nivel de señal aplicada a la tubería.

6.1.3 Registro y análisis de datos

Escoja el modo nulo en el receptor, verifique que las posiciones pico y nulo se encuentren dentro de 20 cm una de la otra.

Realice una medición de profundidad (una lectura razonable indica que el lugar está libre de interferencias). Efectúe tres lecturas de corriente PCM en el mismo punto y verifique que la desviación obtenida no sea superior al 5%, almacene la lectura en memoria.

Repita los tres pasos anteriores a intervalos regulares, se debe presentar una pérdida de corriente lineal en forma natural a lo largo de la tubería cuya magnitud depende de la edad de la misma y de la condición del revestimiento.

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

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

Al encontrar pérdidas de corriente mayores se toman lecturas reduciendo 50% el intervalo de medición cada vez, hasta llegar a 5 metros. En este punto se realiza inspección con marco "A" para encontrar la ubicación exacta de la falla.

Descarga de los datos al computador al terminar cada jornada y su respectiva gráfica, esto permite identificar los tramos con diferentes pendientes de corriente y/o otras áreas de interés.

6.1.4 Localización de fallas puntuales

Ejecutar un levantamiento de corrientes utilizando el sistema PCM. Graficar el gradiente para determinar los puntos sospechosos en donde se deben buscar fallas puntuales. Con el receptor apagado, remueva el magnetómetro, enchufe el accesorio marco "A" y encienda el receptor.

Diríjase al área indicada en la gráfica y clave las puntas metálicas del marco "A" en el suelo a intervalos regulares (3 a 4 pasos), a lo largo de la tubería y encima de la misma. Observe un aumento en la lectura en dB y la consistencia en la flecha direccional que indica en dirección de la falla, cuando se encuentre sobre esta lea la profundidad.

6.1.5 Requisitos de Seguridad

Este equipo cumple las normas de calidad BS5750/ISO 9001/EN29001 y con los requisitos de la FCC, además Norma NEMA 6 e IP67 y las directivas europeas EMC 89/336/EEC. No está homologado para utilizarse en áreas confinadas donde puedan estar presentes gases peligrosos. Siga los procedimientos de seguridad apropiados antes de remover la conexión de protección catódica de la tubería.

Apague el transmisor antes de tocar los cables de conexión. Verifique que las puestas a tierra del transmisor y de la tubería sean independientes.

6.2 EVALUACION MECÁNICA EN APIQUES

6.2.1 Realización de Apiques

Previo a la inspección, se harán 30 apiques de la tubería a inspeccionar en los puntos previamente determinados, hasta descubrir dos metros lineales de tubería. Se despejará de terreno en sus 360° a una profundidad que sea aceptable para llevar a cabo las pruebas de inspección.

6.2.2 Inspección visual

Esta inspección se realizará al cien por ciento de los tramos de dos metros en cada apique y se encamina a identificar defectos superficiales en la condición física del revestimiento, bien por deterioros puntuales, zonificados o generalizados de fenómenos de corrosión, por efectos de desgaste, por aspectos conexos al mantenimiento o accidentales, por especificación o aplicación.

6.2.3 Ensayo de Adherencia

Este ensayo de tipo destructivo se realiza en las zonas donde acorde con la inspección visual, no se detecten daños de integridad del revestimiento, y está enfocado a establecer si las fuerzas de cohesión y adhesión entre cada componente del esquema de revestimientos y/o entre éstos y el sustrato metálico, disponen de suficiente capacidad para recuperar o reutilizar parcial o totalmente

el revestimiento existente, o bien, si se hace necesario su completa reaplicación. Este ensayo se realiza en los diferentes tramos destapados obteniendo los resultados en psi o de acuerdo a la norma D 3359.

6.2.4 Ensayo de Discontinuidad

Este ensayo de tipo no-destructivo se realiza en las zonas donde acorde con la inspección visual, no se detectan daños de integridad del revestimiento, y está enfocado a establecer si la capacidad dieléctrica del revestimiento según el espesor de película, es suficiente para crear una resistencia al paso iónico y cumplir a cabalidad la función de control de corrosión. Se realiza aproximadamente a un 50% de cada tramo destapado en los cuales se cumplen las condiciones anteriormente descritas.

6.2.5 Medición de Espesores metálicos

Este ensayo de tipo no-destructivo se realiza en cada uno de los tramos destapados de tubería. Esta medición se realiza localizando 3 puntos en sentido horario (12, 3, 9). En cada tramo destapado se toman varias líneas de inspección en donde se hacen las diferentes marcas donde se remueve el revestimiento y se realizan las mediciones. Una capa de alquitrán de hulla, se aplicará en los sectores en donde sea removido el revestimiento para efectuar esta inspección y evitar corrosión en el futuro.

7. APLICACIÓN DE RECUPERACION DE REVESTIMIENTOS EN EL TRAMO DINA – GUASIMAL DEL GASODUCTO CENTRO ORIENTE DE ECOGÁS

Este capítulo contiene los procedimientos, datos de campo, resultados y recomendaciones y reparaciones respecto a la evaluación del revestimiento de la línea DINA - Guasimal bajo la conceptualización de la técnica Pipeline Current Mapper o "PCM".

La evaluación clasifica el *Estado del revestimiento* como Muy Bueno, Bueno, Regular, Malo, Muy Malo; y le asigna una calificación numérica entre 0 y 5. Los tramos clasificados como "MUY MALOS Y MALOS" deberán ser objeto de reparación inmediata, los tramos clasificados como "REGULARES" deben ser objeto de un programa de mantenimiento correctivo a corto o a mediano plazo durante el cual se deberá observar el nivel de potencial de protección, teniendo en cuenta las recomendaciones del presente informe.

Un revestimiento clasificado como "Muy Bueno y Bueno" al que el esfuerzo de protección se debe encaminar a mantener la estructura dentro de los potenciales recomendados de protección (-0,850 a -1350 mV). La evaluación al revestimiento obedece a reportes de potenciales bajos en inspección CIS. El estudio confirmó, que el estado del revestimiento está en buenas condiciones, pero que efectivamente existen problemas en los potenciales, los que algunas veces están oscilando entre valores cercanos a cero e inclusive de negativo a positivo, por lo tanto es muy probable que la causa provenga de interferencias con otros servicios de protección o de sistemas electrónicos, por lo que es muy importante desarrollar estudios tendientes a determinar la causa, las posibles implicaciones que presente por presencia de corrientes de interferencia y las acciones a tomar para mitigar el problema.

En la línea Dina-Guasimal se clasificaron 6035 mts como Muy Malos, lo que representa el 8% de todo el gasoducto los cuales deben ser reparados lo más pronto posible junto con los tramos Malos y Regulares que representan el 8,2%.

Para corroborar lo diagnosticado por la técnica PCM se realizaron 30 apiques, en cuyas pruebas mecánicas se verificó que el tubo no presenta problemas de disminución de pared metálica, por lo que su integridad no está comprometida, pero que su revestimiento ha llegado a niveles de pobreza en su característica que hace imprescindible su reemplazo. En los tramos encontrados Muy buenos y Buenos, se refleja un nivel de compromiso con la adherencia al metal, lo que en parte se contrarresta con el muy buen comportamiento al poco drenaje de corriente de protección que es el factor determinante para mantener la protección. Se debe resaltar que esta inspección generó registro histórico que permitirá no solamente en futuras ocasiones realizar inspecciones más rápidas y menos costosas, sino que además, se podrá inspeccionar la calidad y el comportamiento dinámico del revestimiento aplicado nuevamente; lo que también servirá como punto de partida predictivo para programas de mantenimiento bienal o trienal.

7.1 OBJETIVO GENERAL

El alcance de los trabajos fue evaluar mediante la Técnica PCM la línea del Gasoducto DINA-Guasimal con una longitud aproximada de 75 kilómetros, tubería diámetro 12" API 5LX60 espesor 0,281", revestimiento base asfáltica con inner y outerwrap.

El trabajo consistió en la inspección del estado actual del revestimiento con el fin de determinar las fallas puntuales y el comportamiento de la corriente de protección catódica por envejecimiento del revestimiento, mediante la técnica PIPELINE CURRENT MAPPER (PCM), en tramos del sistema de transporte de gas Centro Oriente.

Con base en los resultados obtenidos, seleccionar aquellos tramos que presentan revestimientos pobres en sus condiciones mecánicas y un daño continuo.

Seleccionar en base lo observado en el diagnóstico, seleccionar estratégicamente 15 apiques en el gasoducto Dina-Guasimal y 15 apiques en el gasoducto Vasconia-La Belleza, y corroborar la severidad de daño mediante ensayos mecánicos de adherencia, pinhole, espesores de pared metálica además de la inspección visual.

Inspeccionar visualmente, el estado del revestimiento de los tramos destapados de la línea de la tubería. Determinar el estado real de los tramos de tubería, si existe pérdida de espesor metálico por daños ocasionados por corrosión y registrarlos para su posterior evaluación y reparación.

Realizar un registro general del estado de los tramos destapados donde se involucren cada una de las actividades de inspección realizadas. Definir si la tubería es aceptada para operar en las condiciones de operación para las que se le ha definido.

7.2 RESULTADOS GASODUCTO DINA GUASIMAL

Se hizo el mapeo de corrientes para determinar el nivel de drenaje de corriente de PCM a lo largo de todo el gasoducto. Con estos datos se construyeron las líneas de tendencia que y desde estas se determinó el estado de envejecimiento del revestimiento mediante el establecimiento de tendencias de drenaje, las que reflejan las condiciones mecánicas del mismo que se corroboran mediante la inspección mecánica en apiques localizados estratégicamente teniendo en cuenta los sitios que presentan tendencias de drenaje mayores a 40 mA/Km.

7.2.1 Tendencias

Se observó que los primeros 16 kms, partiendo de la trampa de Guasimal, el revestimiento presenta drenaje suave propio del alquitrán de Hulla con el paso del tiempo, salvo los tramos cortos que se muestran en las gráficas 1, 2, 3, 4 y 6. Las demás gráficas muestran tramos con drenajes severos y muy severos, separados en varios casos por tramos de condiciones de drenaje bajos y son aptos para soportar un sistema de protección catódica por corriente impresa a niveles bajos de potencia lo que es una condición que garantiza la no agresividad del sistema mismo hacia el revestimiento evitando la pérdida de condiciones mecánicas esenciales, como lo son la aparición de “pin hole” desprendimiento catódico y fragilización.

7.2.2 Evaluación mecánica. Apiques.

Se hicieron evaluaciones mecánicas en 15 apiques seleccionados en sitios críticos, en los que se corroboró que evidentemente coinciden niveles muy altos de K% con revestimientos muy pobres en sus condiciones mecánicas, tales como total continuidad eléctrica, presencia de Pin holes, fragilización y desprendimiento absoluto con pruebas impracticables de adherencia (Pull up).

Los espesores reportados no evidencian un deterioro considerable, por tanto no se encuentra afectada la integridad de la tubería en los puntos evaluados. De acuerdo con la prueba de adherencia, la cual no se realizó con satisfacción en ningún punto, se determina que el revestimiento no posee suficiente adherencia al sustrato metálico.

Se detectaron serios daños en la integridad del revestimiento que impiden realizar en forma adecuada la prueba de discontinuidad. Sin embargo, en las zonas donde se realizó dicha prueba, los resultados de la capacidad dieléctrica

del revestimiento no son los apropiados, esto indica que el revestimiento no cumple con su función de control de la corrosión.

7.2.3 Potenciales

Cruzando datos de potencial medidos con su respectiva ubicación en las curvas de tendencia se observa que en la mayoría de los casos los potenciales registrados están por debajo del nivel recomendado en la norma NACE RP0169 (-0,850 mV); lo que indica que el sistema de protección catódica está deprimido por la presencia de daño en esos tramos.

Gasoducto DINA-Guasimal longitud aproximada de 75 kilómetros, tubería diámetro 12" API 5LX60 espesor 0,281", revestimiento base asfáltica con inner y outerwrap.

7.2.4 Ejemplo de resultados

Apique No. 2 PK 504+000

Ubicación GPS: N 03,53526°

 W 75,12354°

 Profundidad: 1,60 metros.

Inspección Visual:

Tipo de revestimiento Alquitrán de hulla. Revestimiento en condiciones normales, se levanta fácilmente al tacto.

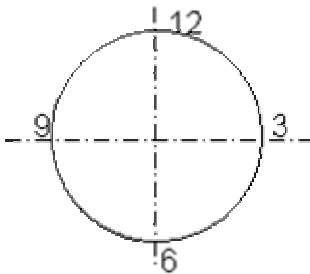
Ensayo de Discontinuidad:

Condiciones regulares. Se encontraron algunas continuidades, el revestimiento no cumple su función.

Ensayo de Adherencia:

Al realizar este ensayo, la probeta se desprende sin aplicar una fuerza considerable; el revestimiento no posee la adherencia adecuada al sustrato metálico.

Espesores Metálicos:



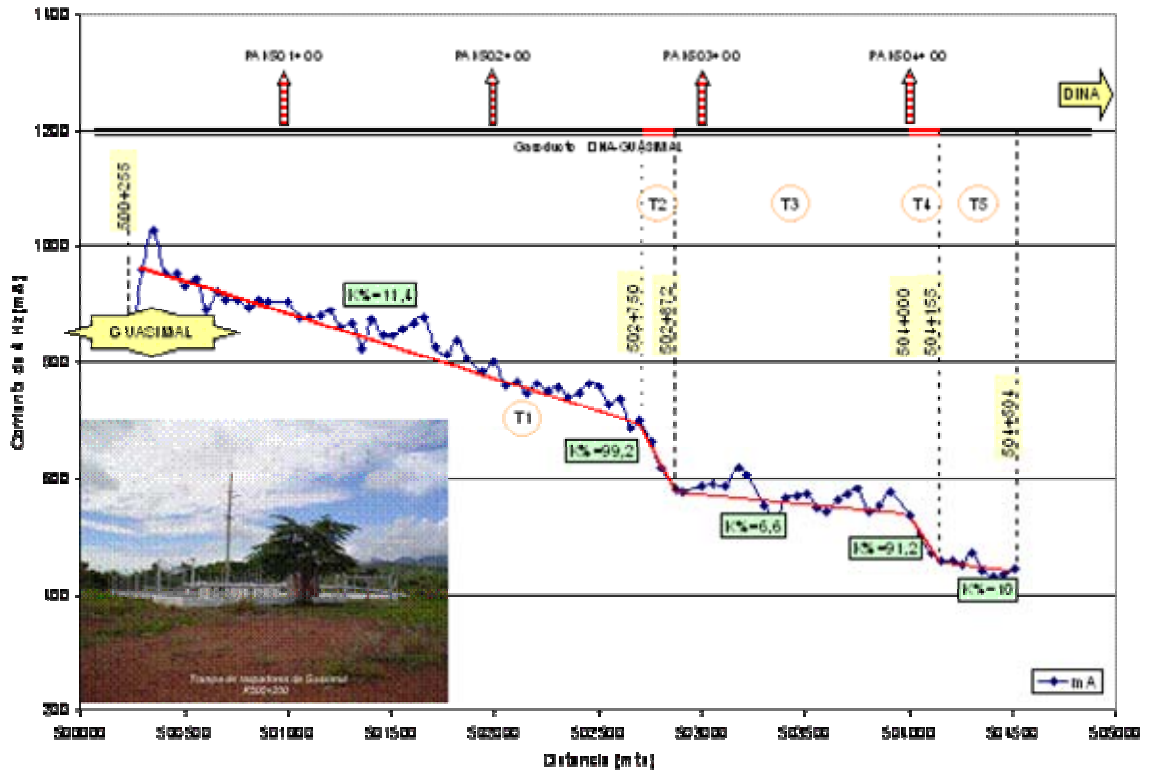
PUNTO	ESPESOR DE TUBERIA mm			PROMEDIO
12	6,99	7,01	6,99	7,00
3	7,01	6,98	7,02	7,00
9	6,99	7,00	7,00	7,00

Tomas de Potencial ON:

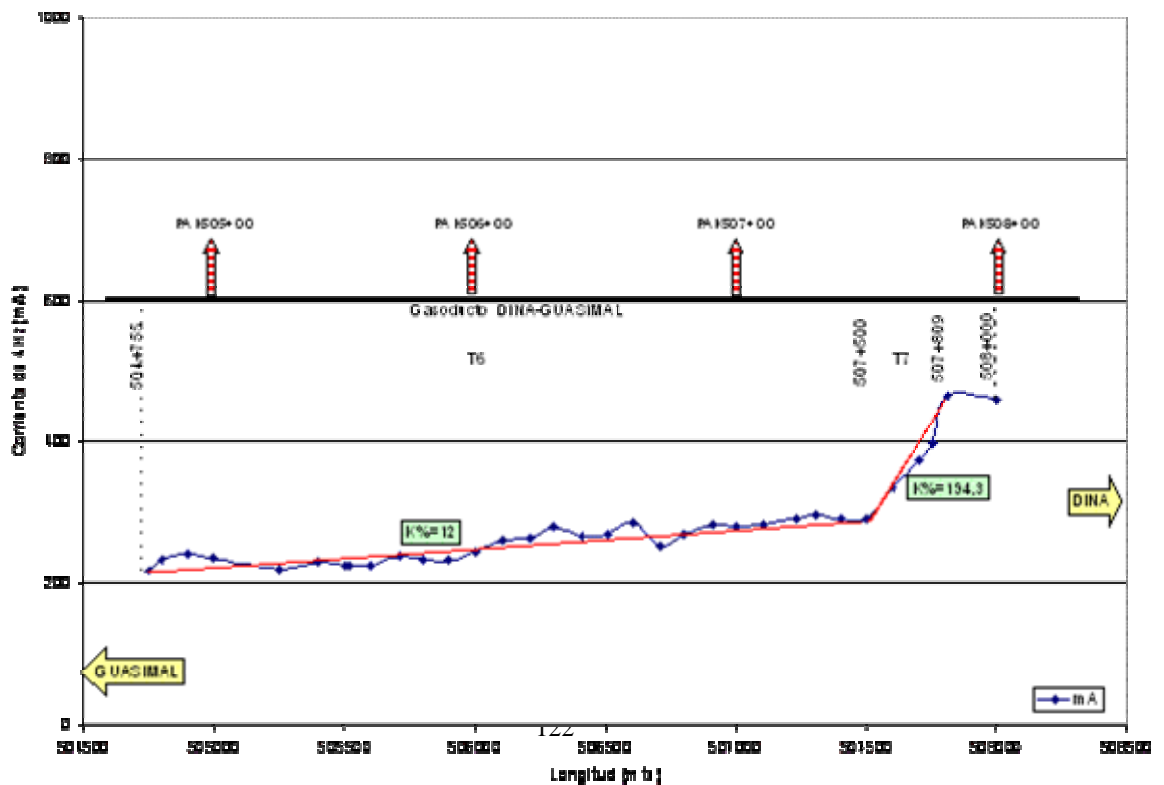
MEDICION No.	VALOR DE LA MEDICION (mV)
1	-812

7.2.5 Graficas de Mapeo de Corriente Gasoducto Dina – Guasimal

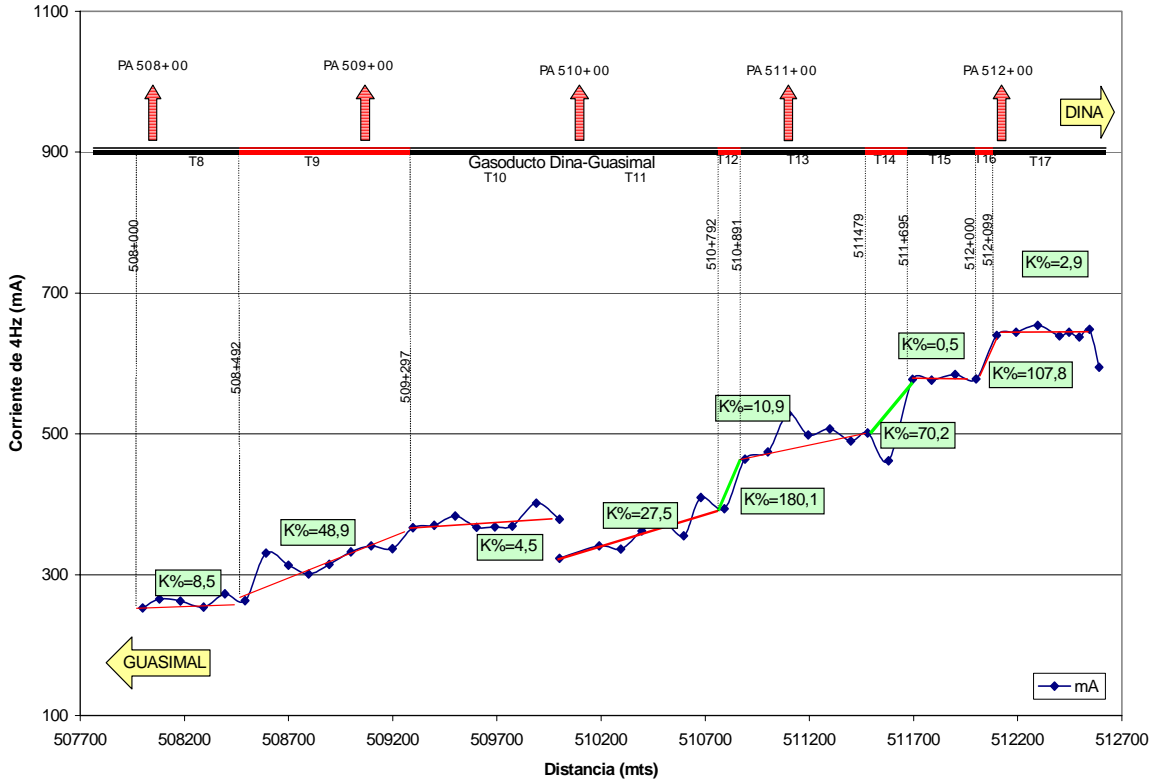
Gráfica 01. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal. K500+ 200 al K504+ 50.4. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).



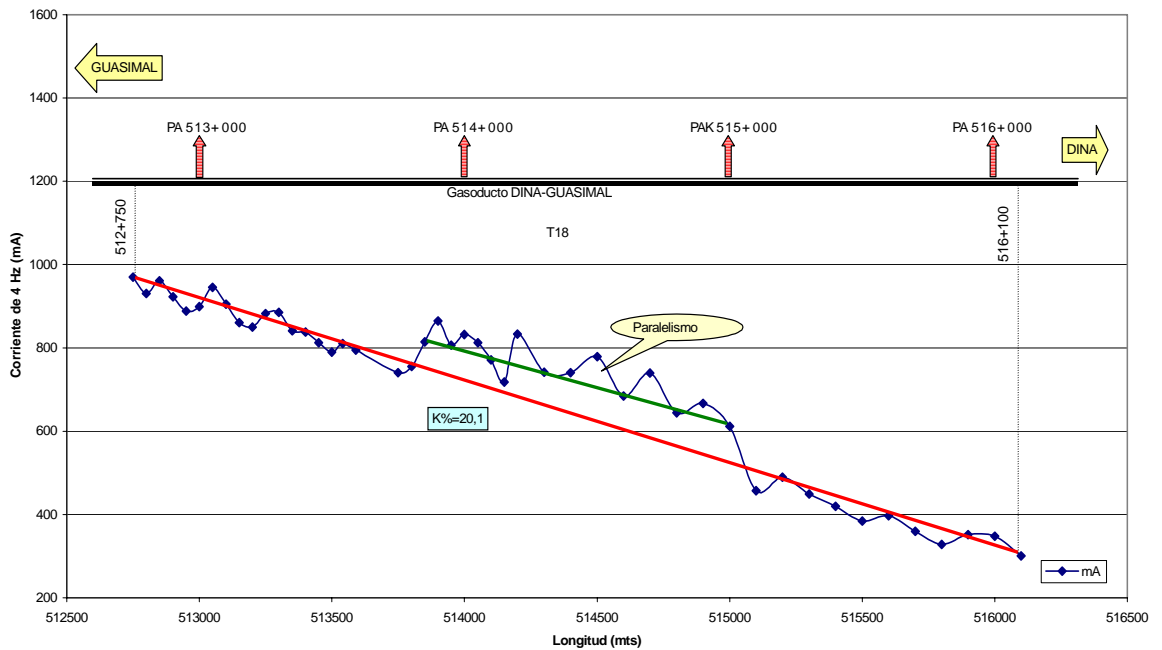
Gráfica 02. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal. K504+ 700 al K508+ 000. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).



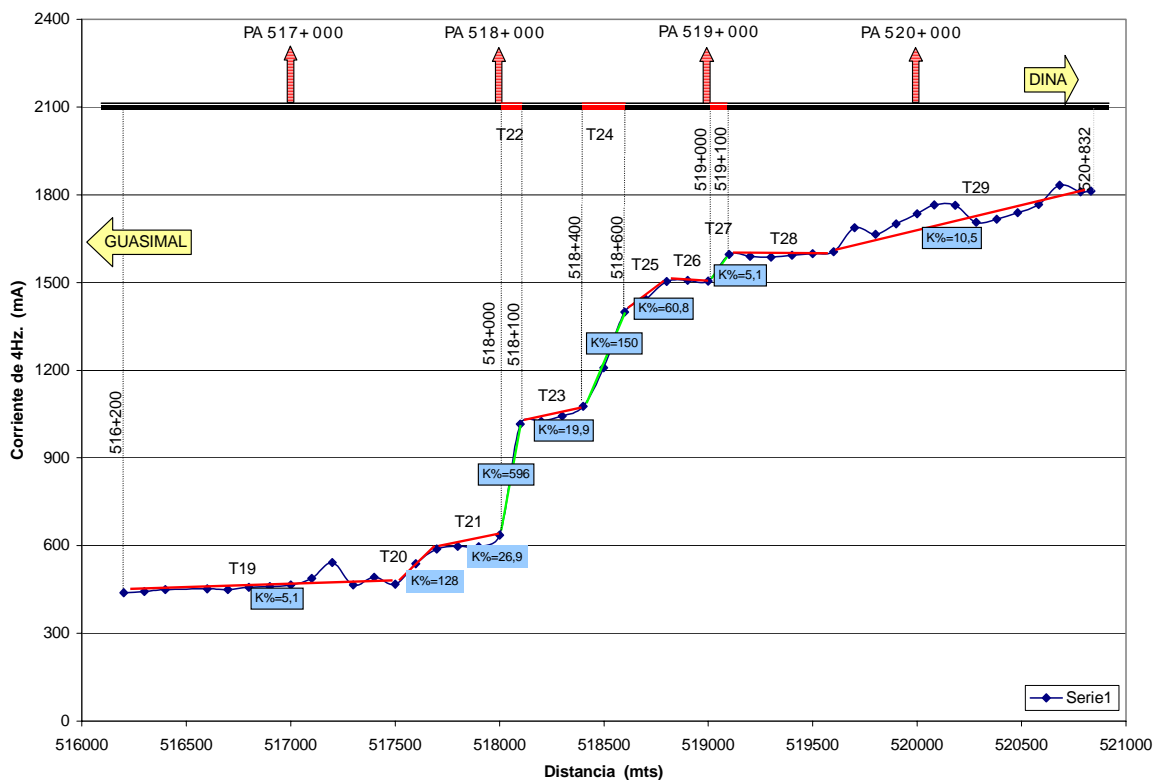
Gráfica 03. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal. K508+000 al K512+600. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).



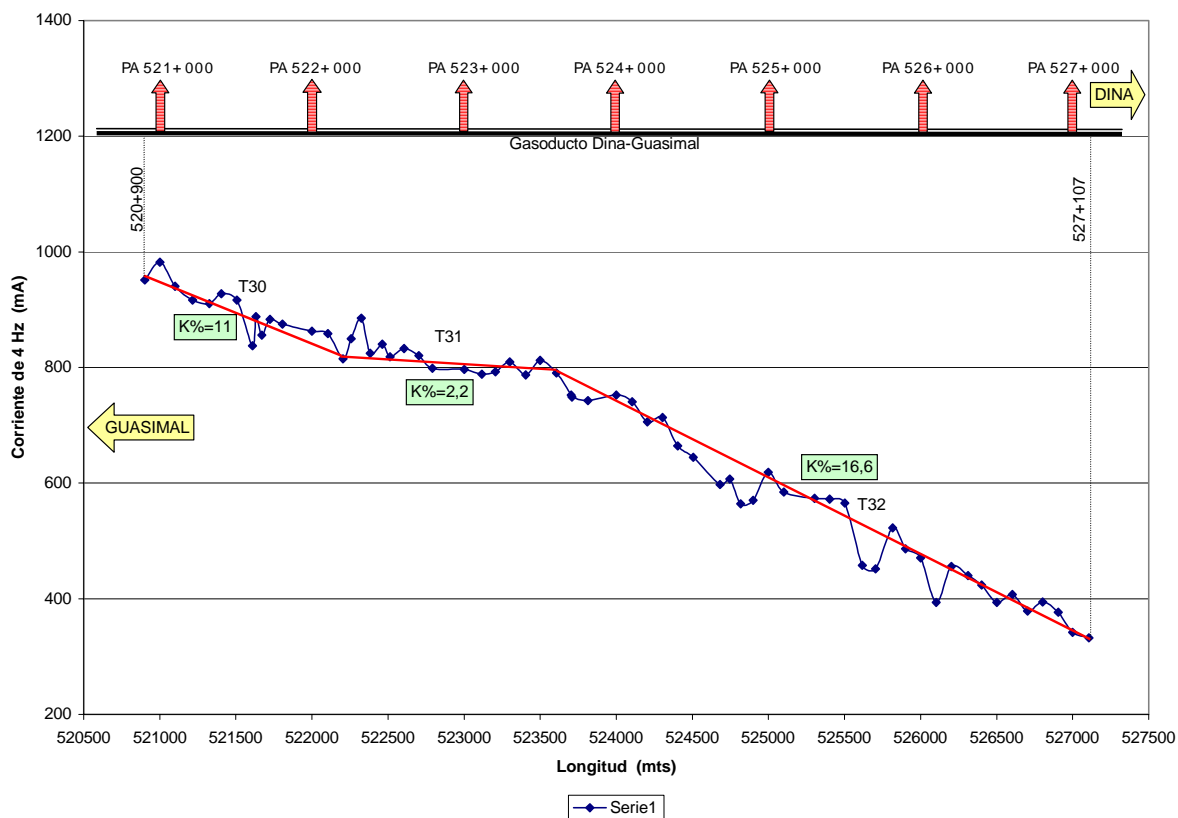
Gráfica 04. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal. K512+600 al K516+100. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).



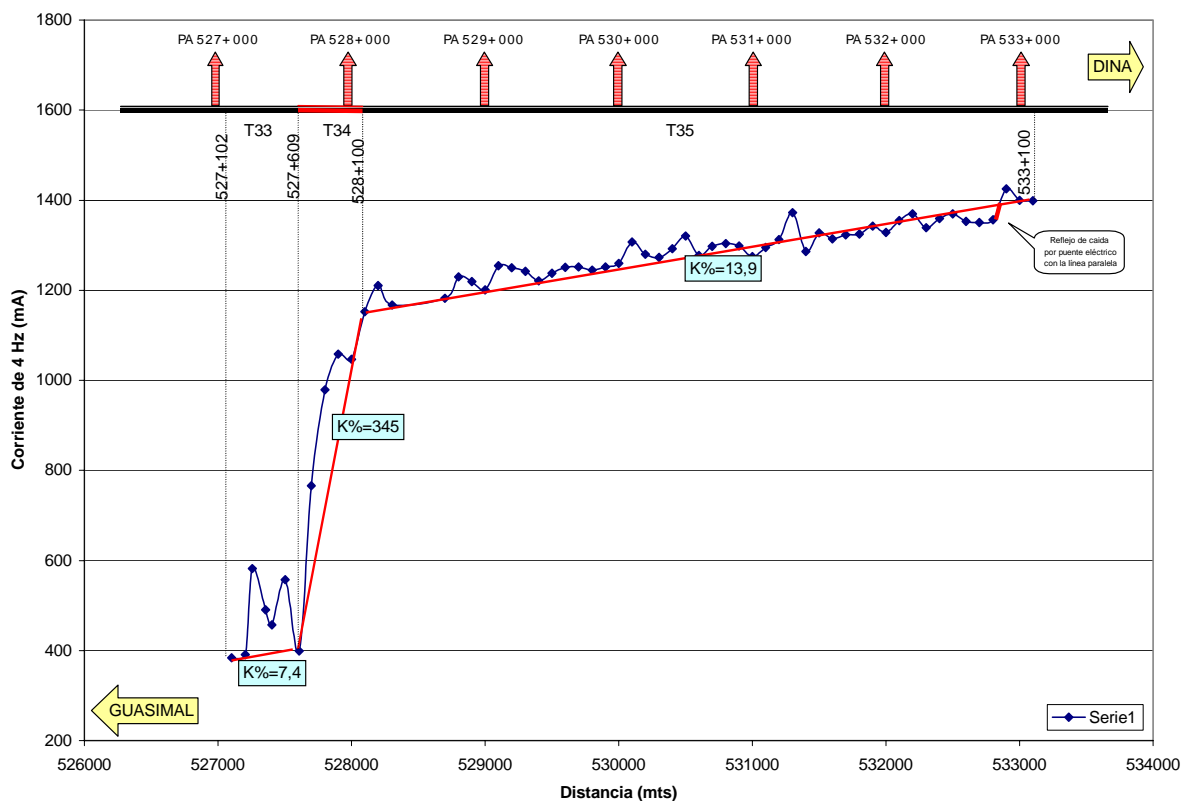
**Gráfica 05. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K508+000 al K512+600. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM)**



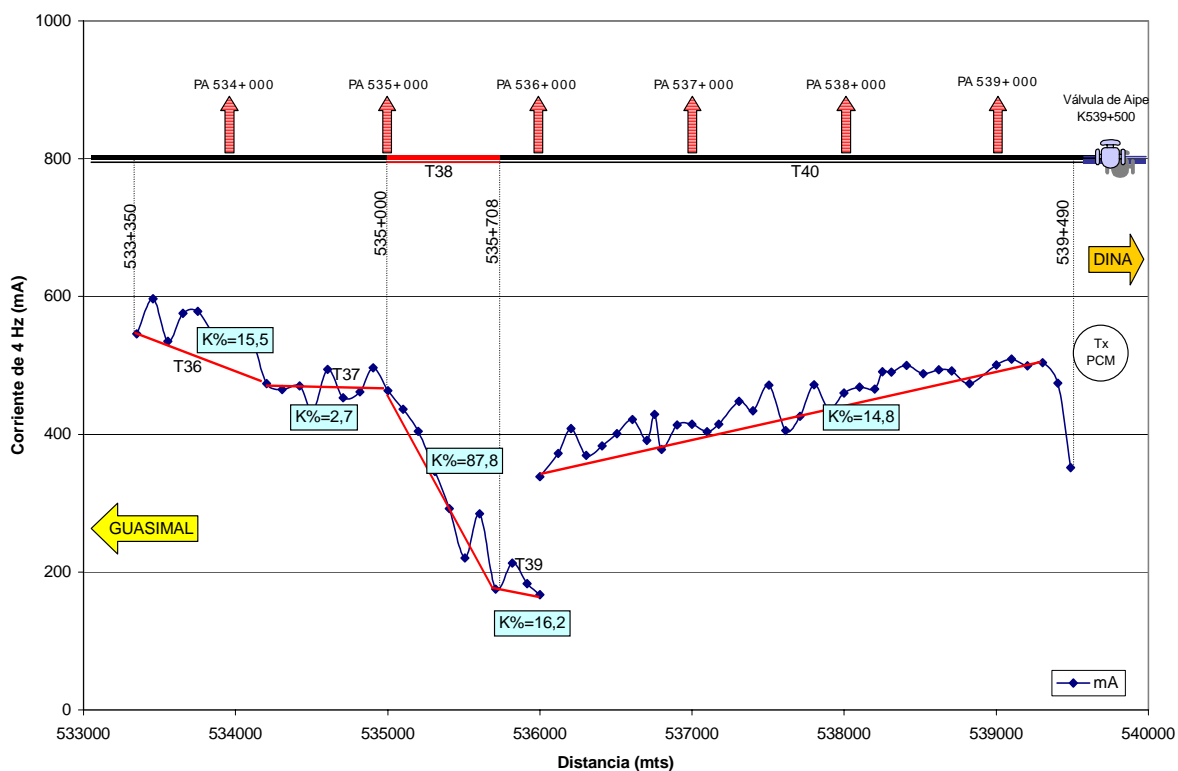
**Gráfica 06. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K520+800 al K527+100. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM)**



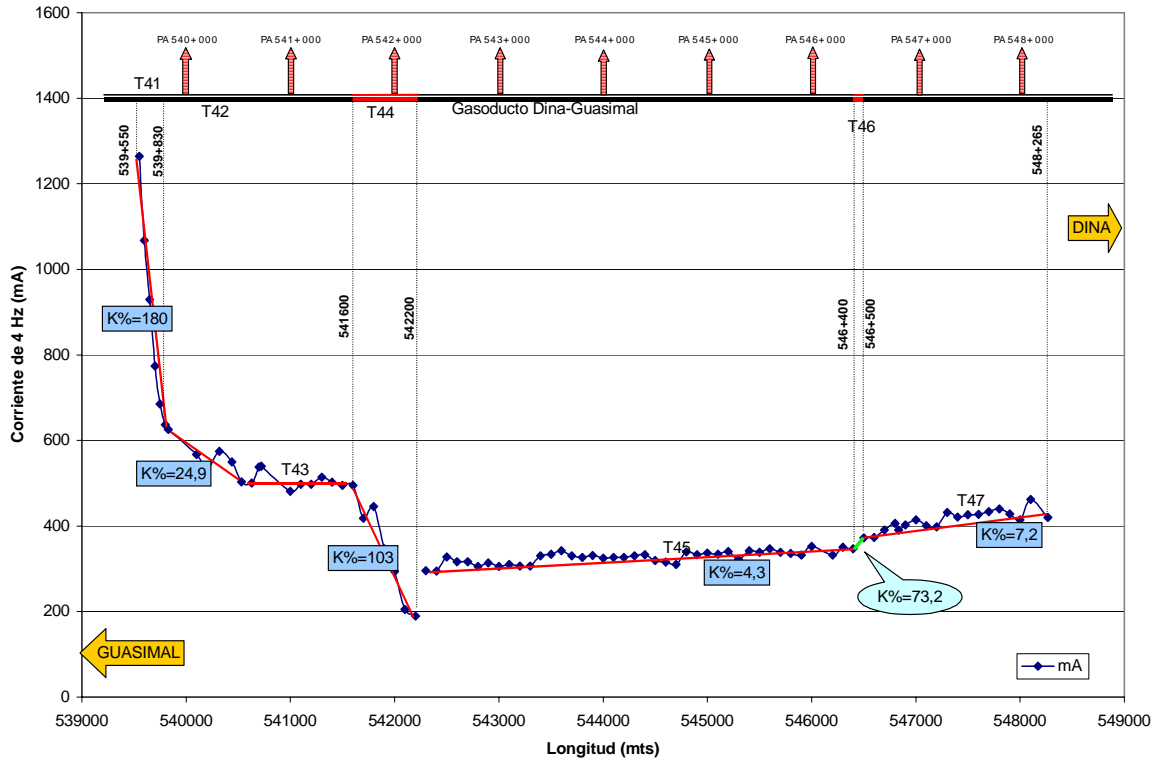
**Gráfica 07. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K527+100 al K533+100. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM)**



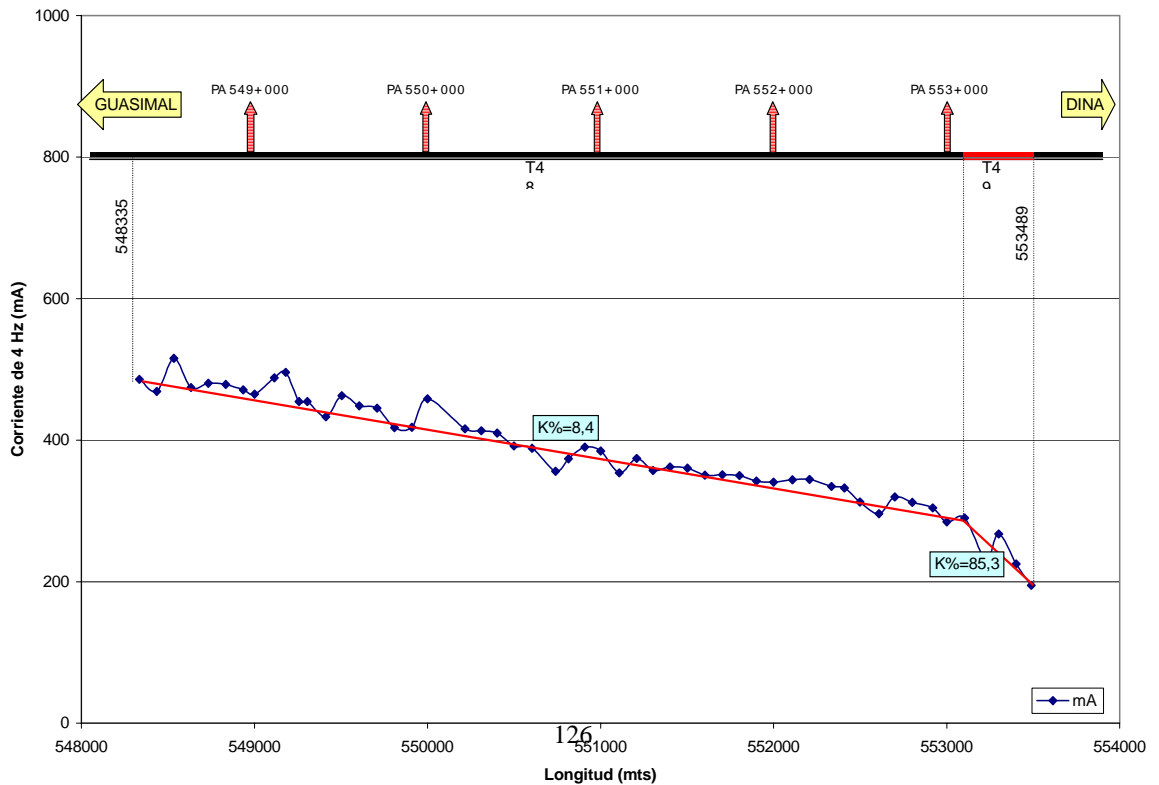
**Gráfica 08. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K533+250 al K539+500. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM)**



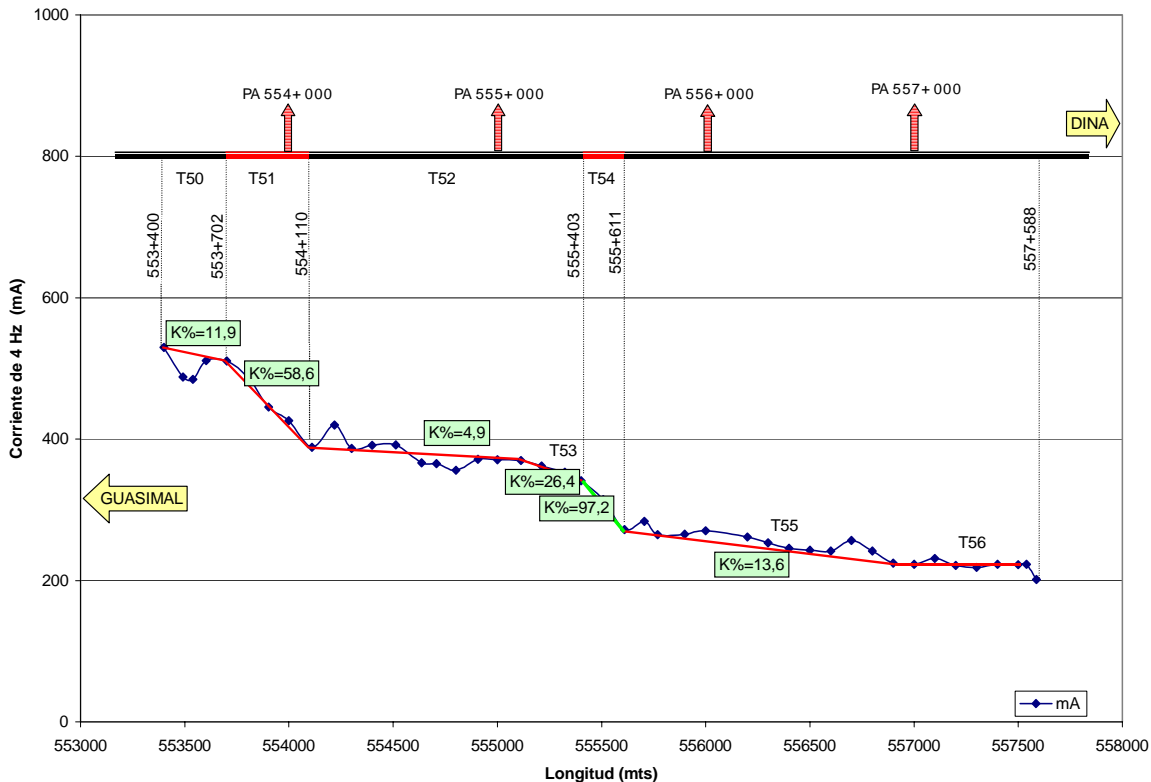
**Gráfica 09. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K539+ 500 al K548+ 300. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).**



**Gráfica 10. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K548+ 000 al K553+ 500. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).**



Gráfica 11. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K553+ 400 al K557+ 740. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).



Gráfica 12. Evaluación a la Integridad del recubrimiento en el Gasoducto Dina-Guasimal.
K557+ 700 al K560+ 625. Técnica: Mapeo de Corriente (PCM).

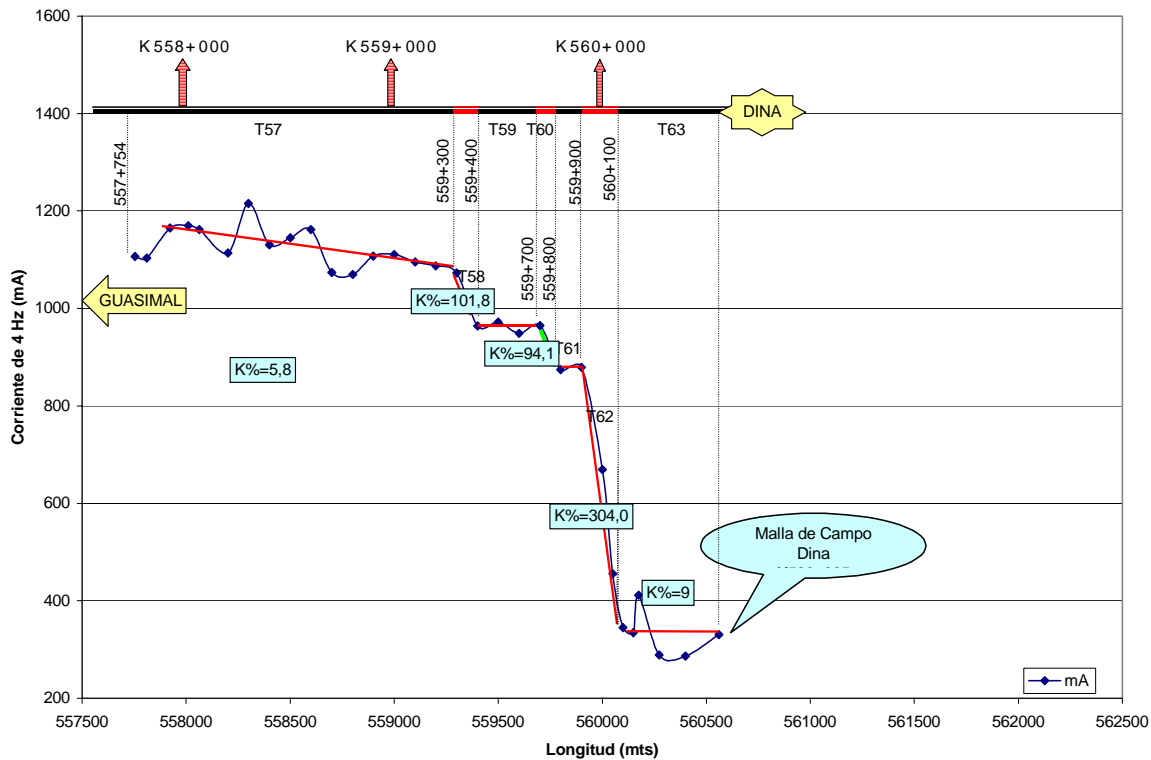


TABLA 3. Resultados Dina - Guasimal

Resumen de severidad de tramos en orden consecutivo Guasimal-Dina e identificación en gráfica

Técnica: Pipeline Current Mapper			Fecha de evaluación: Diciembre de 2003					Evaluó: Microingeniería Ltda.		
Log	Gráfica	Distance	4Hz	4Hz	Depth	Tramo	Delta X	Delta Ipcm	% de Severid	Módulo K
#	#	(m)	(mA)	(dBmA)	(cm)	T	(m)	(mA)	mA/T	mA/Km
3	1	500300	962	59,66	165	T1	2400	263,4	27,4%	11,4%
50		502700	698,6	56,88	141	T2	172	119,2	17,1%	99,2%
53		502872	579,4	55,26	183	T3	1128	43,1	7,4%	6,6%
14		504000	536,3	54,59	153	T4	155	75,8	14,1%	91,2%
17		504155	460,5	53,26	142	T5	349	16,1	3,5%	10,0%
24		504504	444,4	52,96	163					
74	2	504755	218,7	53,21	128	T6	2745	72	32,9%	12,0%
23		507500	290,7	49,27	144	T7	309	174,5	60,0%	194,3%
27		507809	465,2	53,35	157					
73	3	508000	252,6	48,05	150	T8	492	10,6	4,2%	8,5%
68		508492	263,2	48,41	134	T9	805	103,7	39,4%	48,9%
60		509297	366,9	51,29	149	T10	703	11,6	3,2%	4,5%
53		510000	378,5	51,56	156					
52		510000	323,4	50,19	136	T11	792	70,4	21,8%	27,5%
45		510792	393,8	51,91	125	T12	99	70,2	17,8%	180,1%
44		510891	464	53,33	150	T13	588	37,2	8,0%	13,6%
38		511479	501,2	54	121	T14	216	76	15,2%	70,2%
36		511695	577,2	55,23	120	T15	305	0,8	0,1%	0,5%
33		512000	578	55,24	116	T16	99	61,7	10,7%	107,8%
32	512099	639,7	56,12	130	T17	446	8,4	1,3%	2,9%	
26	512545	648,1	56,23	156						
1	4	512750	969,6	58,73	157	T18	3350	654,1	67,5%	20,1%
47		516100	315,5	49,98	108					
75	5	516200	438,9	52,85	142	T19	1300	29,3	6,7%	5,1%

Técnica: Pipeline Current Mapper			Fecha de evaluación: Diciembre de 2003					Evaluó: Microingeniería Ltda.		
Log	Gráfica	Distance	4Hz	4Hz	Depth	Tramo	Delta X	Delta Ipcm	% de Severid	Módulo K
#	#	(m)	(mA)	(dBmA)	(cm)	T	(m)	(mA)	mA/T	mA/Km
62		517500	468,2	53,41	170	T20	200	120,2	25,7%	128,4%
60		517700	588,4	55,39	219	T21	300	47,4	8,1%	26,9%
57		518000	635,8	56,07	190	T22	100	379,4	59,7%	596,7%
56		518100	1015,2	60,13	132	T23	300	60,7	6,0%	19,9%
53		518400	1075,9	60,64	155	T24	200	322,9	30,0%	150,1%
51		518600	1398,8	62,92	137	T25	200	104,8	7,5%	37,5%
49		518800	1503,6	63,54	163	T26	200	0,9	0,1%	0,3%
47		519000	1504,5	63,55	188	T27	100	91,5	6,1%	60,8%
46		519100	1596	64,06	158	T28	500	8,7	0,5%	1,1%
41		519600	1604,7	64,10	128	T29	1232	208	13,0%	10,5%
28		520832	1812,7	65,17	123	A				
1	6	520900	951,1	59,56	142	T30	1304	135,9	14,3%	11,0%
15		522204	815,2	58,23	151	T31	1403	25	3,1%	2,2%
30		523607	790,2	57,95	153	T32	3500	458,1	58,0%	16,6%
65		527107	332,1	50,42	192	PA-527				

TABLA No. 04 EVALUACION DEL REVESTIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL Resumen de severidad de tramos en orden consecutivo Guasimal-Dina e identificación en gráfica										
Fecha de evaluación: Diciembre de 2003			Técnica: Pipeline Current Mapper				Evaluó: Microingeniería Ltda.			
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59										
Log	Gráfica	Distance	4 Hz	4 (Hz)	Deep	Tramo /Delta X		Delta _{pcm}	Severid	MóduloK
#	#	(mts)	(mA)	(dBmA)	(cm)	T / (mts)		(mts)	(mA/T)	(mA/Km)
77	7	527102	384	59,59	183	T33	507	14,5	3,8%	7,4%
83		527609	398,5	59,07	254	T34	491	753,5	189,1%	385,1
88		528100	1152	64,36	159	T35	5000	802,6	69,7%	13,9%

32		533100	349,4	50,87	133					
Fecha de evaluación:		Técnica:				Evaluó: Microingeniería Ltda.				
Diciembre de 2003		Pipeline Current Mapper								
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59										
Log	Gráfica	Distance	4 Hz	4 (Hz)	Deep	Tramo /Delta X		Delta _{pcm}	Severid	Módulo K%
#	#	(mts)	(mA)	(dBmA)	(cm)	T / (mts)		(mts)	(mA/T)	(mA/Km)
1	8	533350	546	54,74	160	T36	855	72,5	13,3%	15,5%
9		534205	473,5	53,51	94	T37	795	10,1	2,1%	2,7%
17		535000	463,4	53,32	205	T38	708	287,9	62,1%	87,8%
24		535708	175,5	44,89	142	T39	292	8,3	4,7%	16,2%
27		536000	167,2	44,46	135					
28		536000	338,4	51	135	T40	3304	165,6	48,9%	14,8%
62		539304	504	54	142					
35	9	539550	1264	62,03	139	T41	280	638,7	50,5%	180,5 %
41		539830	625,3	55,92	228	T42	800	124,7	19,9%	24,9%
47		540630	500,6	53,99	171	T43	970	6	1,2%	1,2%
56		541600	494,6	53,89	204	T44	600	305,3	61,7%	102,9 %
62		542200	189,3	45,54	147					
60		542300	295,2	49,4	166	T45	4100	51,8	17,5%	4,3%
20		546400	347	50,81	136	T46	100	25,4	7,3%	73,2%
19		546500	372,4	51,42	136	T47	1765	47,6	12,8%	7,2%
1	10	548265	420	52,46	148					
1		548335	485,7	53,73	142	T48	4769	195,7	40,3%	8,4%
49		553104	290	49,25	180	T49	385	95,2	32,8%	85,3%
53		553489	194,8	45,79	134					
1	11	553400	529,7	54,48	144	T50	302	19	3,6%	11,9%
5		553702	510,7	54,16	151	T51	408	122	23,9%	58,6%
9		554110	388,7	51,79	213	T52	1003	19,2	4,9%	4,9%
19		555113	369,5	51,35	146	T53	290	28,3	7,7%	26,4%
22		555403	341,2	50,66	136	T54	208	69	20,2%	97,2%

24		555611	272,2	48,7	135	T55	1289	47,8	17,6%	13,6%
70		556900	224,4	45	134	T56	640	1,2	0,5%	0,8%
Fecha de evaluación:		Técnica:				Evaluó: Microingeniería Ltda.				
Diciembre de 2003		Pipeline Current Mapper								
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59										
Log	Gráfica	Distance	4 Hz	4 (Hz)	Deep	Tramo /Delta X		Delta _{pcm}	Severid	MóduloK
#	#	(mts)	(mA)	(dBmA)	(cm)	T / (mts)		(mts)	(mA/T)	(mA/Km)
63		557540	223,2	45,02	127					
30	12	557923	1165,4	56,64	123	T57	1377	92,3	7,9%	5,8%
93		559300	1073,1	60,61	140	T58	100	109,2	10,2%	101,8
94		559400	963,9	59,68	145	T59	300	0,9	0,1%	0,3%
97		559700	964,8	59,69	131	T60	100	90,8	9,4%	94,1%
98		559800	874	58,83	104	T61	100	5,4	0,6%	6,2%
99		559900	879,4	58,88	144	T62	200	534,7	60,8%	304,0
10		560100	344,7	50,75	149	T63	460	14,2	4,1%	9,0%
10		560560	330,5	50,38	151		16510			
						75000	mts.			

TABLA No. 5

EVALUACION DEL REVESTIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL

Resumen de tramos con severidades de daño entre 0-10 mA/km

Técnica: Pipeline Current Mapper		Fecha de evaluación: Diciembre de 2003				Evaluó: Microingeniería Ltda.			
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59									
Log #	Distance (m)	4Hz (mA)	4Hz (dBmA)	Depth (cm)	Tramo T	Delta X (m)	Delta lpcm (mA)	% de Severid S	Módulo K K%
53	502872	579,4	55,26	183	T3	1128	43,1	7,4%	6,6%
14	504000	536,3	54,59	153					
73	508000	252,6	48,05	150	T8	492	10,6	4,2%	8,5%
68	508492	263,2	48,41	134					
60	509297	366,9	51,29	149	T10	703	11,6	3,2%	4,5%
53	510000	378,5	51,56	156					
36	511695	577,2	55,23	120	T16	305	0,8	0,1%	0,5%
33	512000	578	55,24	116					
32	512099	639,7	56,12	130	T17	446	8,4	1,3%	2,9%
26	512545	648,1	56,23	156					
75	516200	438,9	52,85	142	T19	1300	29,3	6,7%	5,1%
62	517500	468,2	53,41	170					
49	518800	1503,6	63,54	163	T26	200	0,9	0,1%	0,3%
47	519000	1504,5	63,55	188					
46	519100	1596	64,06	158	T28	500	8,7	0,5%	1,1%
41	519600	1604,7	64,10	128					
15	522204	815,2	58,23	151	T31	1403	25	3,1%	2,2%
30	523607	790,2	57,95	153					
77	527102	384	59,59	183	T33	507	14,5	3,8%	7,4%
83	527609	398,5	59,07	254					
9	534205	473,5	53,51	94	T37	795	10,1	2,1%	2,7%

TABLA No. 6									
EVALUACION DEL RECUBRIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL									
Tabla resumen de tramos con severidades de daño entre 10-20 mA/km									
Técnica: Pipeline Current Mapper			Fecha de evaluación: Diciembre de 2003			Evaluó: Microingeniería Ltda.			
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59									
Log #	Distance (m)	4Hz (mA)	4Hz (dBmA)	Depth (cm)	Tramo T	Delta X (m)	Delta Ipcr (mA)	% de Severidad S	Módulo K K%
3	500300	962	59,66	165	T	2400	263,4	27,4%	11,4%
50	502700	698,6	56,88	141					
17	504155	460,5	53,26	142	T	349	16,1	3,5%	10,0%
24	504504	444,4	52,96	163					
74	504755	218,7	53,21	128	T	2745	72	32,9%	12,0%
23	507500	290,7	49,27	144					
44	510891	464	53,33	150	T1	588	37,2	8,0%	13,6%
38	511479	501,2	54	121					
56	518100	1015,2	60,13	132	T2	300	60,7	6,0%	19,9%
53	518400	1075,9	60,64	155					
41	519600	1604,7	64,10	128	T2	1232	208	13,0%	10,5%
28	520832	1812,7	65,17	123					
1	520900	951,1	59,56	142	T3	1304	135,9	14,3%	11,0%
15	522204	815,2	58,23	151					
30	523607	790,2	57,95	153	T3	3500	458,1	58,0%	16,6%
65	527107	332,1	50,42	192	PA-527				
88	528100	1152	64,36	159	T3	5000	802,6	69,7%	13,9%
32	533100	349,4	50,87	133					
1	533350	546	54,74	160	T3	855	72,5	13,3%	15,5%
9	534205	473,5	53,51	94					
24	535708	175,5	44,89	142	T3	292	8,3	4,7%	16,2%
28	536000	167,2	44,46	135					
62	536000	338,4	51	135	T4	3304	165,6	48,9%	14,8%
1	539304	504	54	142					
5	553400	529,7	54,48	144	T5	302	19	3,6%	11,9%
24	553702	510,7	54,16	151					
70	555611	272,2	48,7	135	T5	1289	47,8	17,6%	13,6%
63	556900	224,4	45	134		7070			
Longitud total del Gasoducto con Módulo 10<K%<20						28130	Valor promedio de K%= 13,6% Calificación de 1-5 : TRES-SEIS Clasificación : BUENO		

TABLA No. 7

EVALUACION DEL RECUBRIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL

Tabla resumen de tramos con severidades de daño entre 20-30 mA/km

Técnica: Pipeline Current Mapper			Fecha de evaluación: Diciembre de 2003			Evaluó: Microingeniería Ltda.			
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59									
Log #	Distance (m)	4H (mA)	4H (dBmA)	Depth (cm)	Tramo T	Delta X (m)	Delta lpcm (mA)	% de Severid S	Módulo K%
52	510000	323,4	50,19	136	T7	792	70,4	21,8%	27,5%
45	510792	393,8	51,91	125					
1	512750	969,6	58,73	157	T14	3350	654,1	67,5%	20,1%
47	516100	315,5	49,98	108					
60	517700	588,4	55,39	219	T17	300	47,4	8,1%	26,9%
57	518000	635,8	56,07	190					
41	539830	625,3	55,92	228	T39	800	124,7	19,9%	24,9%
47	540630	500,6	53,99	171					
19	555113	369,5	51,35	146	T50	290	28,3	7,7%	26,4%
22	555403	341,2	50,66	136					
Longitud total del Gasoducto con Módulo 20<K%<30						4740	Valor promedio de K%= 25,2%		
							Calificación de 1-5 : DOS-CINCO		
							Clasificación : REGULAR		

TABLA No. 8

EVALUACION DEL RECUBRIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL

Tabla resumen de tramos con severidades de daño entre 30-40 mA/km

Técnica: Pipeline Current Mapper			Fecha de evaluación: Diciembre de 2003			Evaluó: Microingeniería Ltda.			
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59									
Log #	Distance (m)	4H (mA)	4H (dBmA)	Depth (cm)	Tramo T	Delta X (m)	Delta lpcm (mA)	% de Severid S	Módulo K%

TABLA No. 9										
EVALUACION DEL RECUBRIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL										
Tabla resumen de tramos con severidades de daño mayor de 40 mA/km										
Técnica: Pipeline Current Mapper			Fecha de evaluación: Diciembre de 2003				Evaluó: Microingeniería Ltda.			
PCM Receiver Datalog Upload File 12-13'03 18:28:59										
Log	Distance	4H	4H	Depth	Tramo	Delta	Delta lpcm	% de Severid	Módulo K	
#	(m)	(mA)	(dBmA)	(cm)	T	(m)	(mA)	S	K%	
50	502700	698,6	56,88	141	T2	172	119,2	17,1%	99,2%	
53	502872	579,4	55,26	183						
14	504000	536,3	54,59	153	T4	155	75,8	14,1%	91,2%	
17	504155	460,5	53,26	142						
23	507500	290,7	49,27	144	T7	309	174,5	60,0%	194,3%	
27	507809	465,2	53,35	157						
68	508492	263,2	48,41	134	T9	805	103,7	39,4%	48,9%	
60	509297	366,9	51,29	149						
45	510792	393,8	51,91	125	T12	99	70,2	17,8%	180,1%	
44	510891	464	53,33	150						
38	511479	501,2	54	121	T14	216	76	15,2%	70,2%	
36	511695	577,2	55,23	120						
33	512000	578	55,24	116	T16	99	61,7	10,7%	107,8%	
32	512099	639,7	56,12	130						
62	517500	468,2	53,41	170	T20	200	120,2	25,7%	128,4%	
60	517700	588,4	55,39	219						
57	518000	635,8	56,07	190	T22	100	379,4	59,7%	596,7%	
56	518100	1015,2	60,13	132						
53	518400	1075,9	60,64	155	T24	200	322,9	30,0%	150,1%	
51	518600	1398,8	62,92	137						
47	519000	1504,5	63,55	188	T27	100	91,5	6,1%	60,8%	
46	519100	1596	64,06	158						
83	527609	398,5	59,07	254	T34	491	753,5	189,1%	385,1%	
88	528100	1152	64,36	159						
17	535000	463,4	53,32	205	T38	708	287,9	62,1%	87,8%	
24	535708	175,5	44,89	142						
35	539550	1264	62,03	139	T41	280	638,7	50,5%	180,5%	
41	539830	625,3	55,92	228						
56	541600	494,6	53,89	204	T44	600	305,3	61,7%	102,9%	
62	542200	189,3	45,54	147						
20	546400	347	50,81	136	T46	100	25,4	7,3%	73,2%	
19	546500	372,4	51,42	136						
49	553104	290	49,25	180	T49	385	95,2	32,8%	85,3%	
53	553489	194,8	45,79	134						
5	553702	510,7	54,16	151	T51	408	122	23,9%	58,6%	
9	554110	388,7	51,79	213						
22	555403	341,2	50,66	136	T54	208	69	20,2%	97,2%	
24	555611	272,2	48,7	135						
93	559300	1073,1	60,61	140	T58	100	109,2	10,2%	101,8%	
94	559400	963,9	59,68	145						
97	559700	964,8	59,69	131	T60	100	90,8	9,4%	94,1%	
98	559800	874	58,83	104						
99	559900	879,4	58,88	144	T62	200	534,7	60,8%	304,0%	
101	560100	344,7	50,75	149						
Longitud total del Gasoducto con Módulo mayor de 40 mA/Km						603	Valor promedio de K%= 149,9%			
							Calificación de 1-5 : XXXX			
							Clasificación : MUY MALO			

TABLA No. 10

EVALUACION DEL RECUBRIMIENTO DEL GASODUCTO DINA GUASIMAL
GLOVAL DE RESULTADOS DE MAPEO DE CORRIENTES PCM EN EL GASODUCTO DINA-GUASIMAL 75 Kmts.

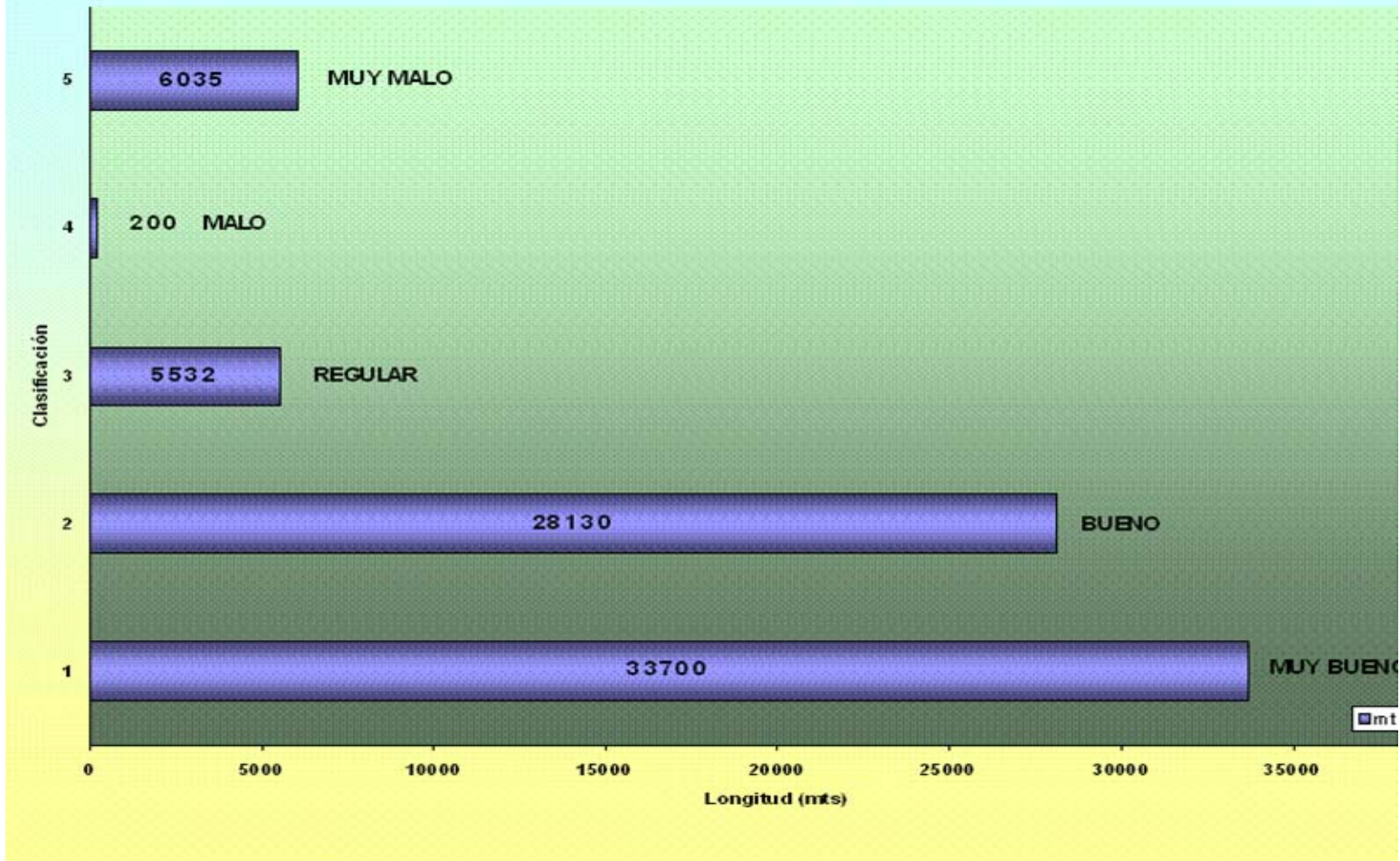
Técnica: Pipeline Current Mapper

Fecha de evaluación: Diciembre de 2003

Evaluó: Microingeniería Ltda.

Item	Clasificació	Calificació	Longitud	Recomendación	% de longitud de tota
1	Muy Bueno	4,6	3370	mantene	44,9
2	Buen	3,6	2813	Mantene	37,5
3	Regula	2,5	5532	Mantene	7,4
4	Mal	1,3	20	Repara	0,3
5	Muy malo	1	6035	Repara	8,0
	Tramos Cortos		1403		1,9
	Tota		7500		100,0

Gráfica No13. Longitudes de severidad VS. Clasificación
Gasoducto Dina_Guasimal (75 Kmts)



8. REPARACION DE REVESTIMIENTO DINA GUASIMAL

Es la actualidad, el mantenimiento industrial con revestimientos es una inversión que paga buenos dividendos a muy corto plazo. Para realizarlo exitosamente son indispensable: la selección de productos apropiados, la preparación cuidadosa de la superficie, la aplicación correcta de los sistemas seleccionados, la determinación de fechas y horas para la realización del trabajo, la disponibilidad del personal calificado, equipos y materiales.

8.1 LOCALIZACION DEL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE OBRA

Los sectores de los diferentes abcisados correspondientes a los 21 tramos intervenidos, pertenecientes al gasoducto centro oriente, para su posterior mantenimiento, se localizaron en los límites de los departamentos del Tolima y Huila.

Los tramos intervenidos correspondientes al departamento del Tolima se caracterizaron por ubicarse a un mayor distanciamiento con respecto a la vía principal carretable y de fácil acceso; y a los tramos pertenecientes al Huila se distinguieron por ser despejados y localizados muy cerca de la vía principal Neiva-Bogota.

Las diferentes comunidades de corregimientos y veredas, mostraron gran interés de vinculación laboral para las labores de mano de obra no calificada, en el desarrollo de la obra.

8.2 ACTIVIDADES PRELIMINARES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL IMPLEMENTADAS EN OBRA

Las actividades que a continuación se relacionan, determinaron en buen efecto, cumplir con el control de los riesgos profesionales y de seguridad, de las diferentes tareas desarrolladas para la obra; y que al realizar su constante y estricto cumplimiento diario se logro garantizar labores seguras sin la presencia de eventuales accidentes.

8.2.1 Delimitaciones del área de trabajo

Para las actividades de sandblasting el operario disponía de áreas cómodas y seguras para sus labores, al realizar la zanja mecánica, se preparo el terreno



Construyendo entradas y evacuaciones de fácil acceso, garantizando a las personas involucradas en la actividad, de un rápido y repentino desalojo en caso de emergencia.

En campo, en todos sus frentes de trabajo, existió la disponibilidad de extintores de fuego y su respectivo botiquín. Se aprovechó el apilamiento de material de excavación y los postes de cerca, para el acordonamiento y delimitación de áreas de operación.



8.2.2 Control de condiciones ambientales

El control de condiciones ambientales, se baso en no generar atmósfera contaminante, con el fin de mitigar los efectos sobre el medio ambiente sin llegar afectar la salubridad del contorno regional y laboral. Las actividades de sandblasting y aplicación en su momento, se les otorgo un mayor grado de supervisión y cuidado, de igual forma se realizaron registros de medidas de temperatura ambiente y porcentaje de humedad (%HR) para el buen desarrollo de actividades mencionadas anteriormente.

8.2.3 Inspección preoperacional de equipos

Los supervisores de campo, realizaron a diario, el alistamiento de equipos, que consistió en revisar y verificar la inspección pre-operacional de los equipos de excavación, sandblasting, aplicación y conformación; garantizando el optimo rendimiento, diligenciados en los formatos de avance de obra diaria.

Los resultados arrojados de la actividad descrita, optimizaron los recursos empleados y disponibles, entre ellos se destaca, el personal de obra, los equipos y materiales consumibles.

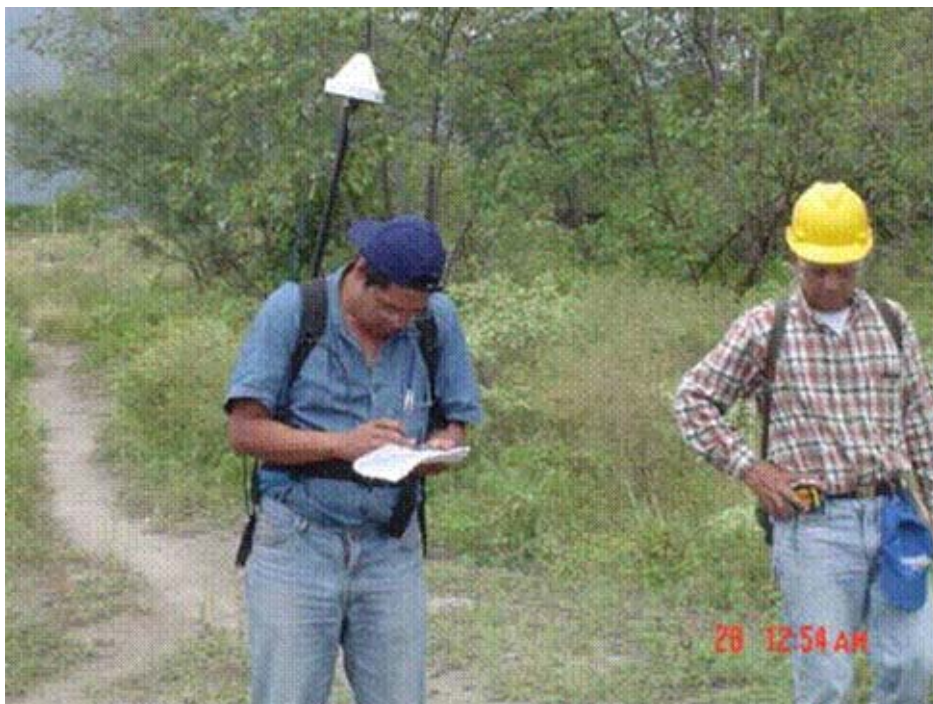
8.2.4 Disponibilidad de personal

Se debe determinar estratégicamente la organización acorde al perfil profesional y laboral de cada uno de sus integrantes, donde reflejaron la calidad del trabajo, la magnitud del proyecto realizado y la forma como se llevo a cabo y por ende dar cumplimiento dentro de los términos legales y contractuales del contrato pactado con la empresa Colombiana De Gas ECOGAS.

8.3 LOCALIZACION DE TUBERIA

Esta actividad se desarrollo con operaciones manuales iniciales y permanentes, sobre el derecho de vía compartido con Ecopetrol, en cada uno de los diferentes puntos del tramo Dina Guasimal a intervenir del Gasoducto Centro Oriente, perteneciente a Ecogas.

Previamente la compañía CONTRATISTA realizo la ubicación de los puntos de los tramos a intervenir para su respectivo mantenimiento. sobre cada uno de los abcisados a lo largo del gasoducto, mediante el sistema de georeferenciacion de coordenadas con origen nacional Datum Bogota, utilizando el equipo GPS SOKIA AXIS 3 con corrección diferencial en tiempo real y precisión.



Las partes comprometidas en esta obra (interventoria-constructor) recorrieron los diferentes abcisados, corroborando longitudes reales de intervención, mediante el método de cadena pisada, utilizando cintas métricas y la instalación de estacas demarcadas.

8.4 ADECUACION, DESPEJE Y LIMPEZA DEL DERECHO DE VIA

Previamente existieron actividades, dirigidas a la conservación y mantenimiento constante del derecho de vía como:

- Charlas sociales con la comunidad acerca de los trabajos a ejecutar
- Reconocimiento de campo
- Determinación de la diferentes zona a trabajar
- Implementación de accesos provisionales
- Reubicación de broches y portillos de los diferentes cercos de los tramos a intervenir



Se realizó reconocimiento en campo de cada tramo, determinando la longitud real de la franja del terreno necesario para la ejecución de obras y la disposición para la ubicación de material sobrante de la excavación y conformación.

En el derecho de vía se determinaron zonas de trabajo de 8 metros de ancho, aunque existieron sitios que por sus condiciones topográficas y difícil proceso de negociación de predios, se adelantaron las obras en un ancho menor.

El ancho total de la zona de trabajo se determinó sobre 10 metros lineales, de los cuales 6 metros correspondieron al ancho útil para la construcción, y los 4 metros lineales restantes fueron disponibles para el encerramiento y acordonamiento del área de trabajo.

La negociación de permisos y accesos a los diferentes predios, se realizaron en forma directa con sus respectivos propietarios, considerando las mejores relaciones sociales, culturales y ambientales, teniendo en cuenta la convocatoria regional en el momento de generar empleo para la ejecución de la mano de obra no calificada.

8.5 EXCAVACION, CAMBIO DE REVESTIMIENTO EN TUBERIA DE 12" DE DIAMETRO Y TAPADO.

Antes de desarrollar las diferentes actividades en cada tramo se verificó las condiciones de seguridad, como la inspección con exposímetro detector de metano, localizando posibles fugas en áreas de trabajo, y a su vez la UT Guasimal solicitaba formalmente a la interventoría la expedición de permisos para trabajos en caliente, se diseñaron apiques exploratorios manuales para descubrir la tubería.



La excavación se realizó con retroexcavadoras apropiada para tal fin y su avance se ejecuto continuamente.

El zanjado mecánico garantizo la estabilidad de la tubería en todo instante, evitando que el gasoducto quedara sometido a posibles esfuerzos de tensión, y por ende minimizar la resistencia mecánica del mismo.

Para efectos, la tubería se apoyo en soportes de terreno natural y de excavación (presillas, polines e islas) distanciados entre si, con un máximo de 9 metros, seguidamente se realizó el franqueo, retirando el material de excavación existente, ubicado debajo del tubo, de tal forma que entre el fondo de la zanja y la cota batea de la tubería quedase a una altura mínima y libre de 80 cm.



El material existente de la excavación se utilizó para acordonar al lado de la zanja y realizar su respectivo encerramiento con postes y cercos de alambre.

Los altos volúmenes de material extraído se apilaron en la zona de trabajo, de tal forma que no se originara pequeñas y medianas erosiones, o nuevo ingreso de material excavado a la zanja, realizando con ello procedimientos seguros de trabajo, a fin de controlar y prevenir la salud individual y colectiva del personal de obra.



Se realizaron charlas de seguridad industrial, determinando las causas principales e inmediatas, previniendo riesgos inherentes originados en el desarrollo de las actividades de excavación, sandblasting, aplicación y conformación.

8.6 RASQUETEO

La actividad de rasqueteo asumió los factores de riesgos crítico mas relevantes de la obra, para ello se programaron actividades de salud ocupacional y seguridad industrial dirigidas a conservar la integridad física de los rasqueteros.



Previamente a la actividad del retiro de alquitrán la hulla se entregó los elementos de protección y seguridad al personal vinculado con la labor como gafas, casco, careta para esmerilar, overol y bota de seguridad industrial.



Se efectuó el alistamiento de herramientas manuales como: martillo y porras de 1 libra en bronce con aristas suaves.

La ejecución de la labor se efectuó mediante el golpeteo en direcciones laterales y angulares, evitando el golpe directo con la chapa metálica de la tubería, sin llegar a originar temperaturas de ignición.

8.7 PREPARACION DE LA SUPERFICIE “SANDBLASTING”

La preparación de la chapa metálica se obtuvo con chorro abrasivo utilizando boquillas de aire comprimido y arena seca, mediante un compresor de 250 CFM, hasta lograr el grado de limpieza de metal blanco especificado en las normas SSPC-SP5.





Para el desarrollo de la actividad de sandblasting el operario, se ubico a la distancia y ángulo adecuado, apuntando a la superficie a limpiar e impartiendo la orden al tovero al inicio de las labores

La operación y manejo responsable por parte del tovero, sucedió de una manera atenta y permanente, con el propósito de evitar sobreesfuerzos en la tubería, por parte del sandblastero, al no tener este en determinadas situaciones una excelente visualización por causa de mantas 7 nubes de polvo producto de esta actividad.

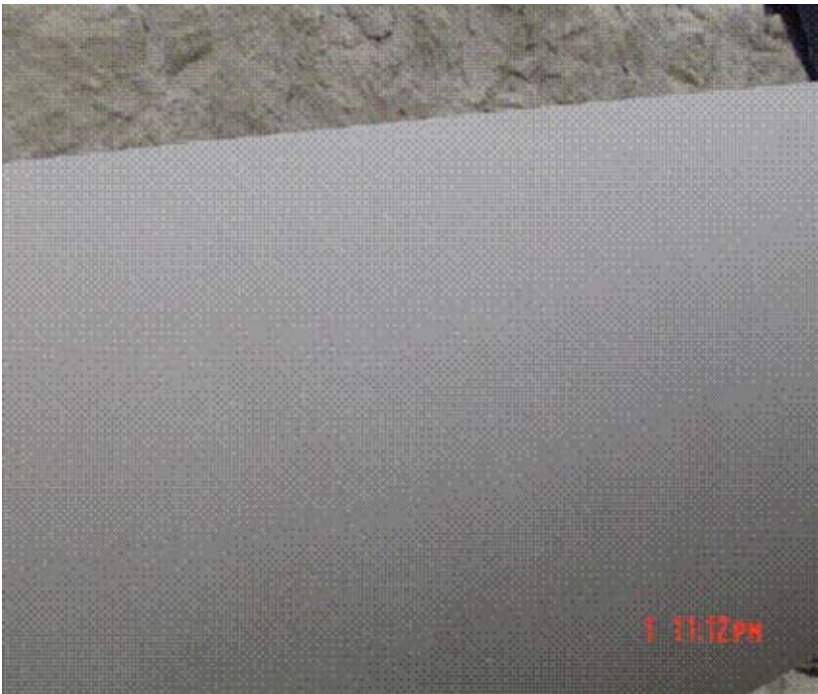
8.8 ARENA

La arena seca utilizada en esta actividad se le realizo caracterización físico-química, definiendo su granulometría sin que esta contenga materia orgánica, ni sales solubles en forma de cloros y sulfatos, con clasificación 40-80 mcsh, para obtener sobre el sustrato un perfil de anclaje comprendido entre 3 y 4 mils. Ver Anexo.



8.9 LIMPIEZA DE LA SUPERFICIE

Consistió en retirar óxidos sueltos, aceites, grasas, empraimer del alquitran de hulla, lodo, escorias y pequeñas rayas o ligeras decoloraciones producidas por manchas de calamina.



Verificando además que la zona a recubrir quedara libre de impurezas como polvo, grasa, humedad y contaminantes que hubiesen perjudicado la adherencia del recubrimiento.

Una vez que se ha diligenciado el preoperacional de los equipos de sandblasting y que las condiciones atmosféricas son las adecuadas para el desarrollo de la actividad “temperatura ambiental-humedad relativa”, el operario de sandblasting se situó a la distancia y ángulo adecuado con la superficie a limpiar, para impartir la orden al tovero, al inicio de la actividad.

8.10 REGISTRO DE CALIDAD, OPERACIÓN SANDBLASTING

La superficie preparada con sandblasting hasta grado SSPC-SP5 metal blando presento un perfil de rugosidad entre 3 a 4 mils, el cual fue medido con un micrómetro a partir de la impresión tomada con cinta “Press-o-Film”.



Los registros de calidad, se diseñaron tomando medidas aleatorias que representan el area total sandblasteada.

8.11 APLICACIÓN DE PINTURA

La aplicación del recubrimiento se ejecuto después de realizados los trabajos de limpieza con chorro de arena, inspección visual de tubería. Esta labor consiste en la aplicación de pintura de “Recubrimiento autoimprimante” epóxico, epóxi-Fenólicos 100% sólidos por volumen libre de solventes la cual se ejecuta el mismo día que se realiza la limpieza y en condiciones ambientales favorables; como temperatura ambiente, porcentaje de humedad relativa, temperatura de sustrato, acordes a la casa matriz y fabricante del revestimiento.

8.12 TEMPERATURA DE APLICACIÓN

	PINTURA	METAL	AMBIENTE	%HUMEDAD RELATIVA
NORMAL	16 °C a 35 °C	18 °C a 32 °C	18 °C a 32 °C	30 a 50 %
NORMAL	12°C	10°C	7°C	0%
NORMAL	32°C	45°C	38°C	85%

8.13 TIEMPO DE SECAMIENTO

TEMPERATURA AMBIENTE	AL TACTO	SECAMIENTO EN HORAS CAPAS PORTERIORES	TOTAL
25°C	2-3 Horas	6 a 15 Horas	72 Horas



Los tiempos de secamiento del revestimiento varían de acuerdo con la temperatura ambiente y al espesor de película aplicables a mayor temperatura, menor tiempo de secamiento y viceversa a si mismo a mayor espesor mayor tiempo de secamiento y viceversa.

8.14 EQUIPO DE APLICACIÓN

La aplicación para el total revestimiento del gasoducto del tramo Dina Guasimal, se ejecuto con el equipo estándar plural multicomponente con relación de bomba y compresión mínimo 60:01.



Las bombas del equipo operan con una manguera de alta presión con diámetro interno 3/8 pulgadas para distancias menores de 15 metros, en longitudes mayores de 15 metros se utilizaron mangueras de aspersion con un diámetro interno de 1/2 pulgada se usaron boquillas de tamaño N°13 y 15 para formar abanico de aspersion adecuado.

8.15 PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN

Para tal labor se siguieron los lineamientos y recomendaciones estrictamente del fabricante del revestimiento epóxico 100% solidos "THORTEX y CARBOLINE 309". Se realizo a diario, la toma de registros en la medición de condiciones climáticas favorables, para la aplicación del producto epóxico como:

EQUIPOS DE MEDICION E INSTRUMENTACION PARA EL CONTROL DE CALIDAD EN EL PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE REVESTIMIENTO

- | | |
|---------------------------|--------------------------------------|
| * Temperatura ambiente | * Micrometro MITUTOYO |
| * Humedad relativa | Rugosimetro perfil de anclaje |
| * Temperatura de rocío | * Cintas Press- o- Film |
| * Temperatura de sustrato | * Hollyday Detector discontinuidades |

- Control de presión (psi) de operación.



En el alistamiento del equipo Plural diariamente se realizaba recirculado con disolvente para su lavado y disposición del equipo para realizar la aplicación.

8.16 PREPARACION DEL PRODUCTO

- El producto epóxico viene en 2 componentes los cuales se mezclan antes de usarlos.
- La relación de la mezcla para THORTEX es “2” partes de base por “1” activador.
- La relación de mezcla para CARBOLINE es “4” partes de resina por “1” activador.
- El componente epóxico mezclado debe usarse de los 35 minutos a 30°C, este tiempo puede reducirse a temperaturas mayores y extenderse a temperaturas menores.

Se realizo la aplicación inicial, en un promedio espesor de película de 6 ± 2 mils, medido con galga tipo peine, al día siguiente se aplico posterior capa hasta alcanzar el espesor recomendado, según especificaciones técnicas exigidas por ECOGAS de 15 ± 2 mils.

El recubrimiento 100% sólido, autoimprimante de alta resistencia al impacto, abrasión y desprendimiento catódico, se aplico sobre la chapa metálica de la tubería, por medio de un abanico de aspersion, con pasadas paralelas y traslapando un 50% para evitar poros, áreas sin cubrir y pequeños hoyuelos, existieron situaciones que por la difícil formación topográfica del terreno “pantanos, accesos húmedos” se aplico con aspersion cruzada formando ángulos rectos.

8.17 CONTROL DE CALIDAD, PRODUCTO APLICADO

La forma de registros de medición para espesores de película seca se realizaron conjuntamente entre la UT-Guasimal y la interventoria efectuando evaluación

estadística de lecturas tomadas, plasmadas en formatos de calidad, utilizando los equipos digitales Positector 6000 F1 y Elcometer 345 para tal fin.





Cuando la interventoria objeto ciertos sectores de tubería en su aplicación, se atendió la solicitud por parte de la misma y si, era necesario se nivelaba los espesores de pintura, hasta lograr los espesores requeridos.

8.18 CONTINUIDAD



Para verificar la continuidad de película homogénea aplicada, se inspecciono con equipo SPY tipo churrusco para tubería de 12", calibrado con su cargador MEGER a 1850 voltios.

Este equipo se utilizo para detectar cualquier tipo de discontinuidad presente en el revestimiento como poros, grietas, pinjol y pequeñas sopladuras como ampollamiento de la pintura.

8.19 ADHERENCIA

La adherencia de recubrimiento se evaluó con el equipo DOLLY TESTER, mediante la cohesión de dados metálicos, sobre la superficie recubierta, para posteriormente ser arrancados, mediante esfuerzos de torsión en pulgadas de presión (Psi), evaluar la adherencia del revestimiento.



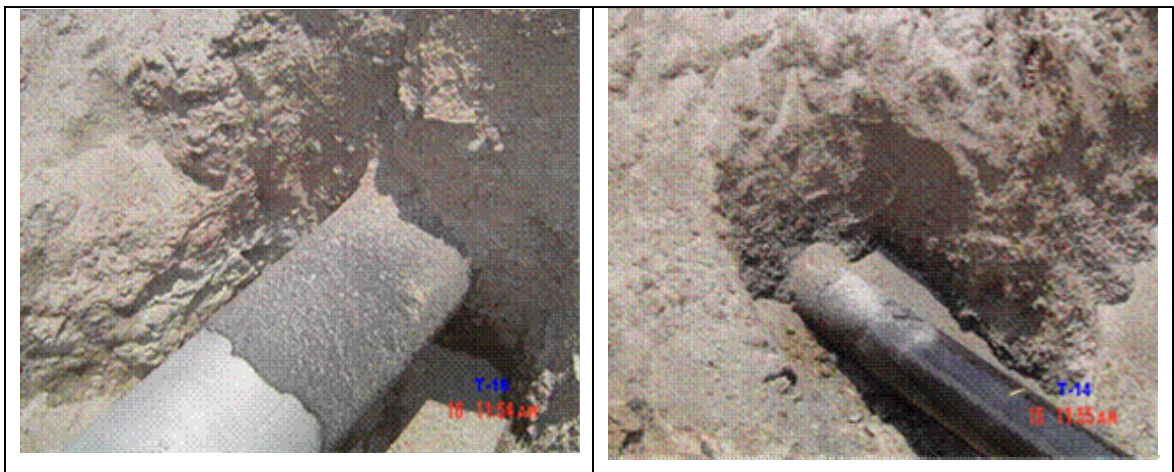
8.20 PRUEBA DE LABORATORIO

Se prepararon superficialmente cupones metálicos, simulando la línea regular revestida del gasoducto, para ser enviados a la Corporación Para La Investigación De La Corrosion, para realizar los ensayos de impacto, elongacion, resistencia a la abrasión y mediante muestra de sección en tubería de 12", desarrollar las pruebas de adherencia.

8.21 PLICACIÓN SOBRE TRANSLAPES E INTERFASES

En el tramo T44, abcisado PK:541+600 ➔ 542+200, se localizaron 4 secciones de tubería sobre el gasoducto, con recubrimiento epóxico en polvo aplicado en planta FBE.

Para la aplicación del epóxico 100% solidos, sobre la interfase, se realizo su respectiva limpieza, con un arenado suave, originando un perfil del anclaje de 2.5 mils.



Con la actividad mencionada se garantiza, no alterar las propiedades físicas y químicas del revestimiento existente en el gasoducto, como lo son: su alta resistencia al impacto y a la abrasión.

8.22 BARRERAS EN ZANJAS

La ejecución de la actividad se llevó a cabo con la formación estratégica de un grupo de obreros, donde se movilizaron a los diferentes tramos y a su vez se le suministró los materiales necesarios para la construcción de las barreras en zanja.



Las labores consistieron en la elaboración de estructuras de contención, construidas en saco suelo, las barreras se instalaron dentro de la zanja desde el fondo de la misma, hasta un nivel de 10 cm por debajo de la rasante del terreno.



La ubicación de las barreras se llevo a cabo, evitando que la tubería quedara sometida a esfuerzos de tensión y por ende disminuir la resistencia mecánica de la misma, al encontrar la difícil formación topográfica del terreno, para lograr el mejor acomodamiento del gasoducto, dentro de la zanja mecánica.



El procedimiento para acomodar los sacos, se realizo en hileras trabadas, traslapadas horizontal y verticalmente, de tal forma que abrazaran la tubería, por

debajo y por la parte superior, garantizando la estabilidad del terreno y la estructura de contención.



Se utilizó material de excavación seleccionado para el relleno de sacos, libre de vegetación, palos y cualquier elemento extraño que deteriorara el saco; estos a su vez se cosieron con hilo de yute, doblando un poco la boca de la bolsa, para evitar la fuga de material.

8.23 LOCALIZACIÓN, EXCAVACION Y TAPADO DE TUBERIA EN SECTORES REPARADOS.

La ejecución de estas labores determinaron realizar apliques exploratorios manuales, sobre el extremo de cada zanja mecánica excavada, con una longitud de 3 metros.



La operación consistió en inspeccionar y verificar la estabilidad y continuidad del revestimiento orgánico “Alquitran de Hulla” .



Los extremos de los sectores inspeccionados de cada tramo, exhibieron un recubrimiento “Alquitran de Hulla” con un alto grado de desprendimiento y aún con ciertos ampollamientos, en forma de cuarteados superficiales, lineales y transversales.

Para realizar la limpieza y preparación de la superficie afectada se determino:

- Retirar las capas afectadas del revestimiento existente, hasta localizar un revestimiento estable y continuo, por medio de elementos abrasivos.
- Realizar un arenado suave, logrando un perfil de anclaje rugosidad, para la adherencia del nuevo producto aplicado.
- Especificada la zona reparada se procedió a la aplicación del revestimiento epóxico 100% sólidos.
- La aplicación se realizo hasta la zona de traslapo, encontrando un revestimiento existente, continuo y estable.
- La cantidad de pintura aplicada, sobre la zona afectada y traslapada, garantizara la estabilidad de los revestimientos, sin alterar propiedades físicas y químicas de los mismos.



Posteriormente se procedió a la actividad de pretapado y tapado, con material existente de la excavación.

Al iniciar el tapado de tubería en cada tramo, se clasificaron los materiales finos y gruesos; siendo el gasoducto inicialmente cubierto con material suelto y fino,

retirando fragmentos de rocas y piedras sueltas, evitando el contacto directo con el cuerpo revestido, para así evitar, el deterioro del revestimiento y aumentar la vulnerabilidad del tubo, a los agentes corrosivos externos.

Todo el material resultante de la excavación se dejó dispuesto para el tapado del gasoducto, de manera que las partes sobrantes del material, formaran un camellón de aproximadamente 20 cm, por encima del nivel del terreno adyacente.

8.24 RECONFORMACION DEL TERRENO

Para la reconformación del terreno del derecho de vía, su material disperso y compactado no contenía fragmentos y formaciones de rocas gruesas.

El relleno se ejecuto con un buen grado de compactación de 6 pasadas de oruga del buldózer, evitando el hundimiento del terreno.



La reconfiguración del terreno, enmarco las actividades realizadas, después de lograr un perfil del terreno, muy similar al inicial y donde los tramos intervenidos conservan su mantenimiento y sus características originales del derecho de vía compartido.



El material de esparcimiento, se dispuso en capas de 0.40metros de espesor máximo, se compacto con un mínimo de 6 pasadas con la oruga del bulldozer.

Finalizadas las obras, se reconfiguraron las áreas intervenidas, disponiéndolas en condiciones originales y donde el suelo del derecho de vía se restauró cuidadosamente.



Finalmente se procedió a reconstruir las cercas manipuladas, eliminar broches y portillos provisionales, rehabilitar los paso ganado, restaurando los causes y drenajes existentes, también se recuperaron en su totalidad los caminos veredales.

8.25 CORTACORRIENTES TIPO I

Se requirió de una pequeña cuadrilla de hombres y sus herramientas necesarias para tal actividad.

En conjunto con la interventora se localizaron los puntos requeridos, para la construcción de cortacorrientes, sobre los terrenos del derecho de vía de los diferentes tramo, con pendientes menores a 17°.

Se acondiciono el terreno, en forma de canaleta longitudinales y su estabilización lateral, se conformo mediante el relleno apisonado y compactado manualmente, utilizando material extraído de la misma cuneta; se conformo un camellón en un área de 0.20 metros de ancho.

Hacia lo largo y sobre la sección transversal del cuerpo del cortacorriente, se instalaron biomantos de fique, siendo este material biodegradable, sobre el cual se sembró semilla de estrella.





8.26 REVEGETALIZACION

Consistió en el riego de semilla, para reconstruir la capa vegetal sobre el derecho de vía.



El tratamiento forestal se realizo, gracias a la disponibilidad y al aprovechamiento vegetal existente, de las diferentes regiones donde se realizo la revegetalizacion.



Existió la siembra vegetal de estolon, pasto elefante y estrella, por ser la vegetación existente de los pastizales nativos circundantes sobre las regiones del derecho de vía compartido.



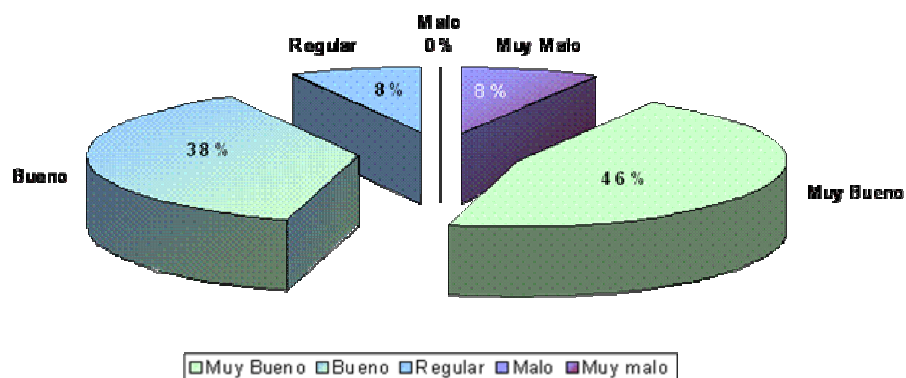
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

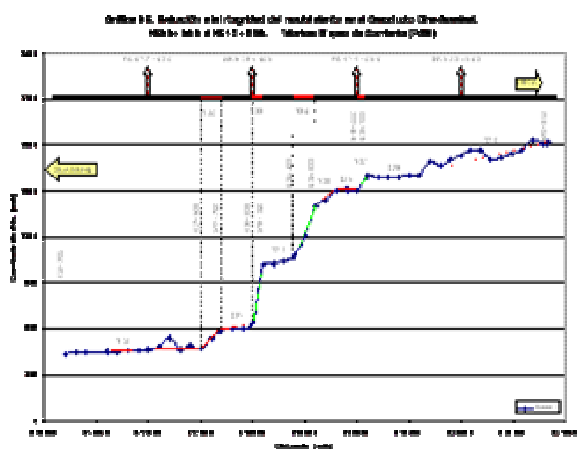
- El transporte de gas natural es un proceso que se lleva a cabo por medio de tuberías de acero, estas, por su misma condición, requieren de un método apropiado para minimizar y mantener controlada la pérdida del material causada por la corrosión. Este control inicia desde el mismo momento en que se concibe el proyecto seleccionando los materiales adecuados para la construcción y diseñando el trazado del gasoducto por zonas que represente un menor riesgo desde el punto de vista de las características del suelo; teniendo en cuenta que el 90% de los gasoductos se construyen enterrados, el siguiente paso en el control de la corrosión, es la utilización de revestimientos que lo protejan tanto de la corrosión como del deterioro mecánico. Los revestimientos se constituyen de esta manera la primera barrera de protección contra la corrosión. Teniendo en cuenta que los revestimientos no protegen el 100% a la tubería, el siguiente paso es el de brindar protección por medio de sistema de protección catódica ya sea por ánodos de sacrificio o corriente impresa, el método se escoge de acuerdo a condiciones técnicas y económicas. El siguiente paso en la metodología de protección lo constituye la selección de materiales que brinden la confiabilidad al sistema y por último, se debe desarrollar un plan detallado de mantenimiento que permita que el sistema de protección funcione continua y eficientemente.
- Aunque los revestimientos no son por sí mismos la solución total al problema de la corrosión, continúan siendo muy útiles si se aplican y conservan correctamente. Un sistema de revestimiento adecuadamente seleccionado y aplicado procurará una protección contra la herrumbre sobre gran parte de la superficie de la estructura. El empleo concomitante de un sistema de protección catódica convenientemente concebido conllevará a una protección total.

- Por más que un sistema de revestimiento presente las mejores cualidades de resistencia eléctrica, Absorción de la humedad Transmisión de vapores de agua; Resistencia al impacto y a la abrasión; Resistencia a la deformación; Fuerza de la conexión; Compatibilidad con la protección catódica; Resistencia química; Resistencia a la intemperie; y Facilidad de aplicación, puede incluso fallar en proveer la protección deseada contra la corrosión si se aplica mal. Se obtendrá el mejor desempeño de un sistema de revestimiento dado, si se emplean buenas especificaciones de revestimiento y de instauración de un programa adecuado de revisión.
- Una vez seleccionado e instalado el revestimiento al gasoducto, deberá escogerse un sistema de protección catódica que cumpla con criterios técnicos y especialmente económicos en los cuales factores como el tipo de revestimiento, resistencia del terreno, acidez del electrolito disponibilidad de corriente, etc., influirán al momento de seleccionar el método de protección más eficaz.
- Un plan de mantenimiento debe incluir como mínimo: Inspecciones periódicas para determinar el nivel de protección catódica, inspección y mantenimiento del revestimiento, mantenimiento de los rectificadores, y camas anódicas de los sistemas de corriente impresa, mantenimiento de los sistemas de protección catódica por ánodos de sacrificio y mantenimiento de los puntos de prueba
- No se recomendó retirar el esmalte que se encontraba en buen estado sobre los extremos de la zanja mecánica al realizar los traslapes, como quiera que los sistemas en caliente superan el desempeño técnico de los sistemas en frío.

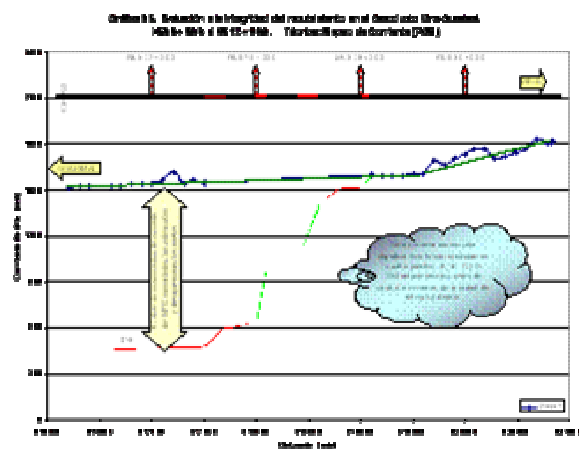
- Las condiciones ambientales en un alto porcentaje, fueron favorables principalmente para la aplicación de los revestimientos (THORTEX CHEMI TECH EP Y CARBOLYNE 309) y en general en el buen desarrollo de la obra.
- El producto aplicado es un sistema epóxico 100% solidos (THORTEX CHEMI TECH EP Y CARBOLYNE 309) en concepto estos productos generaron un tiempo de curado rápido, lo que favoreció los trabajos de mantenimiento para tubería enterrada. Los sistemas de integridad y protección de las tuberías, serán diseñados objetivamente con el objeto de no comprometer el gasoducto durante su fase operativa. (Sistemas de medición, protección catódica etc.)
- Los tramos con K% mayores de 30 mA/Km son lo causantes del alto consumo de corriente impresa por el SPC; que además, la suma de estos tramos constituyen el 16% del total del gasoducto y que en este 16% de línea se encuentra mas del 90% de daño del revestimiento, se repara el revestimiento en los tramos clasificados como “Muy Malos y Malos” pendiente “Regulares”.

Gráfico 14. Estado del recubrimiento visto desde su clasificación vs. porcentaje de la longitud total del gasoducto Dina-Guzimal. 75 Kms.





Antes de reparar



Después de reparar

- Aunque no se conoce el estado de daño del revestimiento del tubo con el que se comparte el derecho de vía y la protección catódica, muy probablemente la línea de Ecogas este consumiendo un alto porcentaje de la corriente entregada por la URPC. Como resultado de las reparaciones propuestas y una vez realizadas, los potenciales tomarán valores de referencias mas favorables y en algunos casos probablemente muy bajos (potencial <math>< -1.300 \text{ mV}</math>), por lo que se recomienda una vez terminada la aplicación del nuevo revestimiento, hacer un estudio de la operación de sistema de protección catódica, que determine el nivel de protección de la línea mediante un CIS, y con base en sus resultados se ajusten los potenciales a valores correctos.
- Se debe hacer seguimiento al nuevo revestimiento una vez tomados los anteriores correctivos teniendo en cuenta que: Se ha invertido en obtener una línea base del estado del recubrimiento, hecho que permite verificar, por primera vez mediante apreciación directa, que tan eficaz fueron las acciones correctivas implementadas ya que la técnica de evaluación no

solo establece el daño sino que también evalúa la calidad del revestimiento dinámicamente. Se obtendrá ventajas como tener un registro histórico para establecer velocidades de daño, programar mantenimientos mediante planes predictivos a costos y rendimientos más ventajosos, tal como se muestra en las gráficas inmediatamente anteriores.

- Sería adecuado eliminar las continuidades y puesta a tierra presentes en este tramo para evitar grandes flujos de corriente innecesarios y perjudiciales al SPC y a la integridad.
- Se recomienda una vez terminada la aplicación del nuevo revestimiento, hacer un estudio de la operación del sistema de protección catódica, que determine el nivel de protección de la línea mediante un CIS.
- En algunos casos concluir que los de niveles bajos de potencial no son causados por daño en el revestimiento; por lo tanto SE RECOMIENDA realizar un estudio de interferencias y/o presencia de corrientes parásitas que determine con precisión la clase de interferencia, la fuente que lo produce, los puntos donde se sube y se baja de la línea la corriente de interferencia para evaluar y caracterizar el daño que pueda ya haber causado y lo que probablemente sería un pitting severo.
- De acuerdo con la prueba de adherencia, cuando den valores muy bajos, se determina que el revestimiento no posee suficiente adherencia al sustrato metálico. Muy probablemente esta es la característica mas crítica a lo largo de todo el gasoducto. Se espera valores de adherencia bajos y muy bajos; pero aún así, el revestimiento drena muy poca corriente.
- La vida útil de este revestimiento se puede prolongar si lo protegemos de niveles altos de corriente de PC, lo que podemos obtener mediante la reposición del revestimiento en los tramos propuestos.

- SE RECOMIENDA se recomienda la aplicación de un nuevo revestimiento, que cumpla con la función determinada dando prioridad a los Muy Malos, luego los Malos y Regulares; basados en los resultados de las pruebas.
- Cuando se observen niveles bajos de potencial y no son causados por daño en el revestimiento; SE RECOMIENDA realizar un estudio de interferencias y/o presencia de corrientes parásitas que determine con precisión la clase de interferencia, la fuente que lo produce, los puntos donde se sube y se baja de la línea la corriente de interferencia para evaluar y caracterizar el daño que pueda ya haber causado y lo que probablemente sería un pitting severo.
- SE RECOMIENDA cruzar la información del CIS mas reciente con los resultados de PCM. Sí los tramos no presentan niveles inferiores a -0.850 mV se concluye que el tramo está protegido. Mantener esta condición con actividades de mantenimiento preventivo y predictivo.

BIBLIOGRAFIA

Addenda to ASME B31.8 - 1989. ANSI/ASME B31.8a. 1990

Análisis de datos de campo para toma de decisiones en la Protección Catódica
Basic Corrosión Course, NACE. 1988.

Coating and Linirig Inspection Manual. The Society for Protective Coatings,
Publication No. 91 -12.

Curso control de la Corrosión en tuberías enterradas. Curso interno Ecogás.
Eduardo Cristancho. 2002

Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ANSI/ASME B31.8. 1989.

Informes Trabajos Empresa Colombiana de Gas, Ecogas.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Tesis y otros trabajos de grado.
Bogotá: ICONTEC, 2002 Norma Técnica Colombiana NTC1486.

Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline. ANSI/ASME
B31.G. Última Versión.

Prieto Luis F. Inspección de Sistemas de Protección Catódica. Corpro INC. 2000.

Revestimiento de tuberías. Curso interno Ecogás. Mo. Mohitpour. 2004.

Seminario de Mantenimiento e Integridad de los Gasoductos. Centroriente S.A.
Jim Banach. 1998

Standard Recommended Practice Control of External Corrosión on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NACE Standard RP0169. Ultima version.

Standard Recommended Practice Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NACE Standard RPO 169. Ultima Version.

Tecnología de Punta para Proteger Líneas que transportan Hidrocarburos. Carta Petrolera. Enero 1998, pag. 34

The American Society of Mechanical Engineers, Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B318, 1995.

UIS. Corrosión y protección Catódica. Especialización Ingeniería de Gas. Documentación, material y ayudas.

UIS. Modulo Diseño y Construcción de Gasoductos. Especialización Ingeniería de Gas. Documentación, material y ayudas.

UIS. Modelo técnico y economico para desarrollo de proyectos de Diseño del trazado y construcción de Gasoductos. Monografía Especialización Ingeniería de Gas. Sergio Blanco A. 2004.