

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE RED PRIMARIA PARA SU
MANTENIMIENTO EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL”**

POSTULANTE: SUSY TICONA MAMANI

TUTOR: M.Sc.Ing. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

LA PAZ – BOLIVIA

DICIEMBRE – 2021



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis queridos padres Ricardo Ticona Ticona y Modesta Mamani de Ticona por el apoyo incondicional y sacrificio a mis hermanos: Edilberto, Adela, Ramiro, Ruth y Rolando.

AGREDECIMIENTO

Agradezco a:

A Dios: Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi querida Carrera Ingeniera Petrolera de la Universidad Mayor de San Andrés que me abrió las puertas para así poder formarme a lo largo de estos años.

A mi familia. Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto de grado se ha elaborado con la intención de presentar y describir todas las tareas necesarias para evaluar la integridad de la tubería correspondiente al Sistema Primario de Distribución de Gas Natural, en el tramo Senkata – Viacha en el Distrito Municipal 7 y de la ciudad de El Alto.

El objetivo de este proyecto de grado es presentar los procedimientos de inspección indirecta y directa a tuberías de acero enterradas. Con la información relevada de las metodologías se realizara una evaluación de la integridad de la tubería de acero que nos permitirá visualizar las desviaciones indeseables, como la presencia de corrosión interna y/o externa, daños mecánicos por terceros y disminución de espesores, entre otros.

La tareas consisten en la inspección indirecta mediante la técnica DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa), con esta técnica serán identificadas las zonas donde la tubería pueda tener defectos en el revestimiento (y presumiblemente existencia de corrosión en el acero mismo de esa tubería), estas zonas identificadas serán descubiertas, abriendo zanjas y de por lo ,un metro de profundidad y 2 metros a lo largo de la tubería, con la tubería expuesta se realizara una inspección directa para detectar y evaluar las disminuciones de espesor en la parte exterior de la tubería de acero.

Con los espesores relevados, se calculara el porcentaje de perdida de espesor y de acuerdo a los criterios de evaluación de la Norma ASME B31G, se tomara la decisión de reparación o cambio de tramo.

La tubería en estudio es de material de acero negro de esquema 20, la construcción del tramo data hace 30 años, en aquellos tiempos no se tomó en cuenta las normativas necesarias ya que fue reciente la instalación de protección catódica por corriente impresa que es la segunda barrera de protección anticorrosiva, solo cuenta con cinta anticorrosiva que es la primera barrera de protección.

Es así, que es necesaria la preservación de la integridad de la red primaria del tramo Senkata – Viacha, permitirá minimizar los riesgos indeseables de explosiones a fugas de gas que ponen en peligro a la población, ubicado en la zona de influencia de la tubería.

CAPITULO I

En el capítulo I, se desarrolla el planteamiento del problema las justificaciones, alcances, objetivos del proyecto y las características del tramo propuesto.

CAPITULO II

En el capítulo II se describe todos los conceptos generales y específicos, para el estudio de la integridad de tubería, y los conceptos para identificar los daños ocasionados en la superficie externa de la tubería, debido a un diferencial de potencial (cátodo, ánodo), y fallas en el revestimiento. La protección catódica se implementa para el diferencial de potencial ocasionando corrosión

CAPITULO III

En el capítulo III, se describe los procedimientos propuestos para la evaluación de la integridad de la tubería, se identificara los daños en el revestimiento superficial y posible corrosión en la tubería para ello se aplicara el procedimiento para aplicar la Inspección Indirecta con la técnica DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa). Se aplicara la inspección directa para evaluar los daños en la tubería con un análisis de espesores de acuerdo los criterios de la norma ASME 31G se determinara la reparación o cambio de tramo.

CAPITULO IV

En el capítulo IV, Se aplicara los procedimientos de inspección indirecta y directa al tramo propuesto Senkata – Viacha en el Distrito Municipal 7 y de la ciudad de El Alto, de acuerdo a la información generada se evaluara los resultados aplicando los criterios de la norma ASME 31G.

CAPITULO V

En el capítulo V, se describe todo lo necesario en cuanto a seguridad industrial en la inspección de la Red Primaria, con el fin de llevar a cabo todas las tareas necesarias para dicho cometido.

CAPITULO VI

En el capítulo VI, Se elabora el presupuesto general por ítems aplicando la técnica DCVG y otro presupuesto sin considerar la técnica DCVG para hacer una comparación de los costos, Para la evaluación de la integridad es necesario hacer un estudio previo en superficie para determinar los puntos de mayor severidad los que serán cavados para realizar las técnica de inspección directa de lo contrario si no se tomaría en cuenta las técnicas de inspección indirecta sería necesario cavar los 18 km, esto lo hace muy costoso la evaluación de la integridad de la tubería, mismos que deben ser evaluados periódicamente.

INDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.2	ANTECEDENTES	2
1.3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3.1	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3.2	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.4	OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
1.4.1	OBJETIVO GENERAL	4
1.4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.5	JUSTIFICACIÓN.....	5
1.5.1	JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	5
1.5.2	JUSTIFICACIÓN ECONOMICA.....	5
1.5.3	JUSTIFICACIÓN SOCIAL.....	6
1.5.4	JUSTIFICACIÓN MEDIO AMBIENTAL.....	6
1.6	ALCANCE.....	6
1.6.1	ALCANCE TEMÁTICO	6
1.6.3	ALCANCE LEGAL.....	6

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1	FUNDAMENTOS.....	7
2.2	IMPORTANCIA DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.....	9
2.3	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	10
2.4	DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....	10
2.5	ESTACIÓN DE DESPACHO.....	10
2.6	RED PRIMARIA	10
2.7	REGULADORES DISTRITALES	11
2.8	RED SECUNDARIA.....	11

2.9	FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN.....	11
2.10	DETECCION DE LA CORROSIÓN.....	13
2.11	MITIGAR LA CORROSIÓN.....	15
2.12	TIPOS DE CORROSIÓN.....	16
2.12.1	CORROSIÓN UNIFORME.....	16
2.12.2	CORROSIÓN LOCALIZADA.....	17
2.12.3	CORROSIÓN GALVÁNICA.....	18
2.12.4	CORROSIÓN INDUCIDA MICROBIOLÓGICAMENTE (MIC).....	19
2.13	METODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.....	21
2.13.1	PROTECCIÓN AISLANTE.....	21
2.13.1.1	Características básicas que debe cumplir un revestimiento.....	22
2.13.1.2	Polietileno Extruido Tricapa.....	22
2.13.2	PROTECCIÓN CATÓDICA.....	23
2.13.3	MECANISMO BÁSICO.....	23
2.13.4	PROTECCIÓN CATÓDICA CON ÁNODOS DE SACRIFICIO O GALVÁNICA.....	23
2.13.5	PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA.....	25
2.13.6	MEDICIÓN DE POTENCIAL.....	27

CAPITULO III

TECNICAS DE INSPECCION DE TUBERIAS ENTERRADA

3.1.	INTRODUCCION.....	29
3.2.	INSPECCIÓN DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa).....	30
3.1.1	PRNCIPIOS FÍSICOS.....	30
3.1.2	GRADIENTE DE POTENCIAL (VOLTAJE).....	30
3.1.3	TÉCNICA DE ESTUDIO DCVG PERPENDICULAR.....	35
3.1.4	DEFINICIÓN DE VOLTAJE DCVG.....	37
3.1.5	DEFINICIÓN DE (mV) TOTAL.....	37
3.1.6	PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR (TOTAL mV).....	38
3.1.7	CONSIDERACIONES DEL TAMAÑO DEL DEFECTO.....	39
3.1.8	DEFINICIÓN DEL %IR.....	39

3.1.9	TAMAÑO DEL DEFECTO DEL REVESTIMIENTO.....	40
3.1.10	LONGITUD DEL DEFECTO.....	40
3.1.11	ESTADO DE CORROSIÓN DEL DEFECTO	41
3.1.12	INFLUENCIA DEL DEFECTO CON RESPECTO A INTERFERENCIAS ELÉCTRICAS	41
3.2	MÉTODO POR ULTRASONIDO.....	42

CAPITULO IV

APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD A LA TUBERIA DE RED PRIMARIA DE LA CIUDAD DEL ALTO TRAMO SENKATA - VIACHA

4.1	INTRODUCCIÓN INSPECCIÓN INDIRECTA DCVG.....	43
4.2	INSPECCIÓN DIRECTA	43
4.3	EVALUACION DE LA INTEGRIDAD	44
4.4	DESCRIPCIÓN DEL TRAMO SENKATA – VIACHA.....	44
4.5	UBICACIÓN	44
4.6	CARACTERÍSTICAS GENERALES	45
4.7	CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL SUELO	45
4.8	RESISTIVIDAD DEL SUELO	46
4.9	CONDICION ACTUAL DE LA TUBERIA EN EL TRAMO SENKATA – VIACHA	46
4.10	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN.....	46
4.11	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN INDIRECTA CON LA TÉCNICA DCVG.....	46
4.12	PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA	54
4.12.1	PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO.....	54
4.13	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO: MEDICIÓN DE ESPESORES EN TRAMOS DE RED PRIMARIA.....	58
4.14	APLICACIÓN PRÁCTICA – TRAMO SENKATA VIACHA.....	59
4.14.1	DIAGNOSTICO ESTADO DE CORROSIÓN EXTERNA	59
4.14.2	DATOS INSPECCIÓN INDIRECTA DCVG	60
4.14.3	ANÁLISIS DE RESULTADO DE LA TÉCNICA DCVG.....	62
4.14.4	DATOS INSPECCIÓN DIRECTA	64

4.14.4.1 CALCULO DEL PORCENTAJE DE PERDIDA DE ESPESOR Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS	66
4.14.4.2.....ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE MEDICIÓN DE ESPESORES PARA SU MANTENIMIENTO.....	68
4.14.5 LOS TRABAJOS DE ESTUDIO DE INTEGRIDAD DE DUCTOS REFLEJARON LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES	69
4.14.6 MANTENIMIENTO	71

CAPITULO V

CONSIDERACIONE DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN LA INSPECCION DE LA RED PRIMARIA

5.1	Protección de cabeza.....	75
5.2	Protección de las manos	76
5.3	Protección de pies.....	76
5.4	Protección de los oídos	77
5.5	Protección respiratoria	78
5.6	Equipos y Herramientas	79

CAPITULO VI

ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO

6.1	GENERALIDADES.....	81
6.2	ESPECIFICACIONES TECNICAS	81
6.2.1	COSTO DE OBRAS CIVILES.....	81
6.2.2	COSTO DE OBRAS MECANICAS.....	84
6.3	PRESUPUESTO PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA.....	86
6.3.1	LISTA DE EQUIPOS E INSTRUMENTOS.....	86
6.4	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO	87
6.4.1	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA (18 km.).....	87
6.4.2	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN INDIRECTA (18 km.).....	89

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	CONCLUSIONES.....	90
-----	-------------------	----

6.2	RECOMENDACIONES.....	91
7.	BIBLIOGRAFIA.....	92

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Diferentes formas de corrosión _____	20
Tabla 2. Potencial en reposo de algunos materiales _____	23
Tabla 3. Criterios de Clasificación de acuerdo a la Categoría de Defecto _____	40
Tabla 4. Descripción de la Red Primaria del tramo Senkata - Viacha _____	45
Tabla 5. Severidad de los defectos y consideraciones de reparación _____	60
Tabla 6. Comportamiento del defecto _____	61
Tabla 7. Análisis de datos _____	63
Tabla 8. Consolidado de defectos _____	63
Tabla 9. Dimensiones de las picaduras y cálculos en porcentaje _____	67
Tabla 10, Tipo de reparación de acuerdo al defecto _____	69
Tabla 11. Lista de Protección Personal (EEP) _____	74
Tabla 12. Materiales herramientas y equipos _____	84
Tabla 13. Materiales herramientas y equipos _____	85
Tabla 14. Materiales herramientas y equipos _____	86
Tabla 15. Mantenimiento de red primaria - inspección directa 18 km. _____	88
Tabla 16. Presupuesto de red primaria - inspeccion indirecta 18 km. _____	89

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Celda electroquímica _____	13
Figura 2. Medición de potenciales tubo - suelo _____	15
Figura 3. Corrosión uniforme/general _____	17
Figura 4. Fotografía de una picadura individual _____	18
Figura 5. Fotografía de varias picaduras que se han interconectado y que aún están cubiertas parcialmente por producto de la corrosión _____	18
Figura 6. Fotografía de varias picaduras que se han interconectado y que aún están cubiertas parcialmente por producto de la corrosión _____	19
Figura 7. Tubería de material de aleación de acero con revestimiento de polietileno extruido tricapa _____	22
Figura 8. Sistema de corriente impresa _____	25
Figura 9. Sistema de corriente impresa _____	26
Figura 10. Medición de potenciales _____	27
Figura 11. Daños en la protección Anticorrosiva _____	29
Figura 12. Gradiente de Potencial Asociado con una Tubería Protegida-Catódicamente (Las líneas Equipotenciales son más cercanas entre sí junto a la tubería, mientras que el potencial disminuye rápidamente (Inicialmente) con la distancia al alejarse de la tubería). _____	31
Figura 13. Influencia de los Defectos del Revestimiento sobre la Distribución del Flujo de Corriente-Impresa a lo largo de la tubería (localmente aparecen altos potenciales en los defectos debido al flujo local de grandes corrientes hacia los defectos). _____	32
Figura 14. Gradiente de Potencial (Voltaje) en la superficie del suelo asociado con un Defecto de Revestimiento en una Tubería Enterrada (Círculos concéntricos representan las líneas de Potencial Constante). El símbolo "X" representa la ubicación del defecto de revestimiento. _____	34
Figura 15. Posicionamiento del Electrodo de Referencia para un estudio DCVG Perpendicular. La Diferencia de Potencial medida en la línea verde representará el máximo voltaje leído. _____	35

Figura 16. Voltaje DCVG como una Función de la Posición del Electrodo a lo largo de la Tubería en la vecindad de un Defecto de Revestimiento que se midió con electrodos en configuración perpendicular (ver Figura 15)	36
Figura 17. Posiciones de los electrodos de referencia (ubicación en puntos negros a lo largo de la línea verde) para la determinación de “mV Total”	38
Figura 18. Descripción del tramo	44
Figura 19. Personal con el equipo DCV	48
Figura 20. Técnica de estudio DCVG En-Línea	49
Figura 21. Técnica de estudio DCVG	50
Figura 22. Respuesta del Voltímetro	51
Figura 23. Distancia de cada defecto Vs Postes de Monitoreo de Potenciales	52
Figura 24. Excavación de los puntos identificados	55
Figura 25. Medida de la resistividad y PH del Terreno	56
Figura 26. Tubería expuesta para el estudio	57
Figura 27. Puntos de medida de espesores (Anillo1 y Anillo 2)	57
Figura 28. Punto de Medición	58
Figura 29. Registro Fotográfico (Tramo1)	64
Figura 30. Registro Fotográfico (Tramo2)	65
Figura 31. Tubería Sin Protección Mecánica	70
Figura 32. Recubrimiento deteriorado	70
Figura 33. Tubería Sin Cinta De Señalización	71

INDICE DE GRAFICOS

Grafica 1. Perdida de espesor Vs Distancia _____ 67

Grafica 2 . Espesor nominal Vs Espesor medido _____ 68

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: PORCENTAJE DE SEVERIDAD

ANEXO 2: PORCENTAJE DE PERDIDA DE ESPESOR

ANEXO 3: INSPECCION DIRECTA: INSTALACIONES DE FAENAS

ANEXO 4: MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE EQUIPO, MATERIALES, HERRAMIENTAS Y PERSONAL

ANEXO 5: EXCAVACIÓN DE ZANJA DE TERRENO

ANEXO 6: RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA

ANEXO 7: RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA COMÚN

ANEXO 8: LIMPIEZA Y RETIRO DE ESCOMBRO

ANEXO 9: VERIFICACIÓN DE REVESTIMIENTO MEDIANTE HOLLIDAY DETECTOR Y REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO

ANEXO 10: SOLDADURA DE TUBERIA Y ACCESORIOS 8 DE ANC DN6" SCH40

ANEXO 11: END POR RADRIGRAFIA DE JUNTAS SOLDADAS

ANEXO 12: INSPECCION INDIRECTA

ANEXO 13: ASME B31G - 2012

ANEXO 14: SIMBOLOGIA

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

La corrosión es un proceso natural y espontáneo mediante el cual los metales buscan su forma más estable o de menor energía, en otras palabras, buscan transformarse en óxido volviendo a su estado natural inicial. Este proceso afecta a todos los metales y está presente en la naturaleza desde que el planeta existe.

En el mundo moderno, la corrosión de los metales constituye una de las pérdidas económicas de mayor envergadura, pudiendo generar pérdidas de producción, accidentes fatales y deterioro del medio ambiente.

El proceso de corrosión también se puede observar en la degradación de los artículos domésticos, en carrocería de vehículos, motorizados, ductos de acero y en un sinnúmero de elementos metálicos que están presentes en la vida cotidiana.

El deterioro que provoca la corrosión en los metales tiene un importante coste tanto en edificios como en embarcaciones, puentes o automóviles. En ocasiones, los daños son irreparables, implicando la sustitución de piezas o maquinarias completas como única alternativa. Además, cuando una máquina ve comprometida su actividad por la acción de la corrosión o del óxido, al coste de la reparación hay que añadir la pérdida de productividad.

En la industria, los desperfectos pueden suponer simples daños estéticos, que acaban desembocando en fallos precoces y en la reducción de la vida útil de la maquinaria. Hay que tener en cuenta que la corrosión es capaz de consumir poco a poco piezas de gran tamaño, debilitando con el tiempo la máquina, hasta producir fallos mecánicos. En algunos casos pueden ser también un problema añadido de seguridad para las personas que las manejan, además de suponer una posible contaminación de los productos que se elaboren con la maquinaria dañada y del ambiente.

Por esta razón es vital el correcto mantenimiento de la maquinaria industrial, para prevenir los daños a futuro, y su sustitución en cuanto sea necesario.

Los estudios de integridad aplicados a cañerías de acero que transportan gas, permiten disponer de un ducto para transporte de gas continuo, confiable y seguro, y a su vez garantizar su funcionalidad, maximizando su valor económico, contribuyendo a la explotación eficiente de hidrocarburos, garantizando la seguridad de la población y protegiendo el medio ambiente. El objetivo consiste en prevenir accidentes de índole catastrófica por falta de inspección periódica a los sistemas de ductos.

Cabe mencionar que YPFB siendo la empresa designada en Bolivia para la exportación de hidrocarburos, tiene una gran importancia en el desarrollo del país, por lo tanto, la presión que en ésta recae es grande, además debe cumplir con las normas y reglamentos impuestos por ley.

Las pérdidas humanas y monetarias a causa de fallas en los ductos, son grandes cada año. Por medio del análisis de integridad, se puede determinar el estado físico en el que se encuentra los sistemas de los ductos, así como para poder dar mantenimiento a fin de prevenir accidentes, pérdidas y elevar el potencial de uso de cada uno de los ductos, además de cuidar el medio ambiente.

1.2 ANTECEDENTES

El tramo propuesto se encuentra en la ciudad del El Alto en el Distrito Municipal 7 y ciudad de Viacha es un suelo húmedo y alcalino, estudios del lugar indica un nivel acuífero alto provocando reservorios de aguas subterráneas, lo cual indica las condiciones favorables para la presencia de corrosión en el tramo propuesto. Estos ambientes ayudan a que ocurra una reacción sobre el metal, dando como resultado la corrosión, disminuyendo la vida útil del material, afectando la superficie del material, reduciendo el espesor y la resistencia de la misma. Considerando que es una ciudad en desarrollo, constantemente se realizan trabajos de alcantarillado, ampliación de caminos lo cual también es un problema ocasionando daños por terceros (maquinaria pesada) a la tubería acelerando la presencia de corrosión.

Las tuberías son consideradas como el medio de transporte más seguro para la distribución de servicios (gas natural, hidrocarburos líquidos, agua, minerales, entre otros), la construcción del tramo en estudio se hizo hace 30 años atrás considerándose como tuberías antiguas ya cumplieron con su vida útil, en la actualidad se realizan mantenimientos preventivos, es necesario el estudio de la integridad del tramo para poder identificar los puntos críticos.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La red primaria de gas natural del tramo SENKATA - VIACHA tiene una longitud de 18 Kilómetros, su diámetro nominal es de 6 pulgadas, con un espesor de 0.237 pulgadas, de acero negro esquema 20, cuenta con revestimiento anticorrosivo, con protección catódica mediante corriente impresa y su instalación data hace 30 años atrás, se considera sistemas de distribución de Gas Natural antiguas.

Las redes primarias en Bolivia parten de los sistemas de transporte de alta presión y llegan hasta los sistemas de distribución de gas natural (redes secundarias), operan a una presión que puede variar entre 4 Bar y 42 Bar y alimentan a usuarios industriales, estaciones de GNV y a los usuarios domésticos y comerciales de esa red secundaria.

Si bien la cañería de la red primaria del tramo SENKATA - VIACHA es antigua con un sistema de protección aislante y catódica de calidad, no se le ha realizado una evaluación que verifique su integridad, lo que genera incertidumbre ante potenciales problemas de seguridad con riesgo para la vida de los seres humanos y daños ambientales.

Por esta razón, se propone presentar procedimientos de evaluación de la integridad de esta red primaria mediante el método DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa) para identificar daños en el revestimiento esto es considera como una inspección indirecta. Con la información obtenida con la técnica del DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa) así, conociendo los resultados de estas técnicas, se

podrá determinar las zonas donde posiblemente haya corrosión, para luego recomendar los puntos donde descubrir la tubería, medir espesores, evaluar su estado y determinar las acciones a tomar.

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Uno de los desafíos para tener en cuenta a la hora de elaborar un plan de integridad consiste administrar eficientemente los recursos técnico-económicos disponibles.

Para ello, resulta necesario identificar las posibles amenazas de integridad que puede afectar a los ductos. Asimismo, es importante identificar zonas prioritarias desde el punto de vista del avance de los fenómenos de corrosión interna y externa, atento a ser una de las principales amenazas en los sistemas de ductos para el transporte de hidrocarburos.

La incertidumbre que se tiene acerca de la corrosión interna y externas de ductos enterrados, es un factor determinante para proceder a evaluar la integridad de los mismos, influyendo en los gastos necesarios para las excavaciones y reparaciones de los defectos ocasionados por la corrosión.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

- ✚ Presentar los procedimientos de inspección de tubería de acero enterradas para ser aplicados en el tramo SENKATA - VIACHA con el fin de que se lleven a cabo esas tareas de evaluación de la integridad de la tubería de red primaria para su mantenimiento y así brindar un suministro seguro y confiable a los clientes industriales, domésticos y comerciales.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✚ Recopilación de todos los datos de la tubería, que incluirá año de construcción, diámetro, espesor, material, clase de trazado por donde

corre, tapada, presión de operación, protección anticorrosiva (aislante más catódica), y características del suelo, entre otras.

- ✚ Recolectar información de la inspección indirecta, empleando la técnica DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa).
- ✚ Analizar los reportes de la técnica DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa).
- ✚ Recolectar información de la inspección directa de medición de espesores por ultrasonido en las zonas donde el revestimiento se haya deteriorado y posiblemente haya ocurrido corrosión.
- ✚ Comparar datos recolectados en la inspección indirecta, para identificar las zonas con posibles daños en el revestimiento.
- ✚ Evaluar la información, de acuerdo a los criterios de aceptación de espesor mínimo requerido según la norma ASME 31G.
- ✚ Recomendar las acciones a tomar para que la tubería opere en forma segura.

1.5 JUSTIFICACIÓN

1.5.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

La corrosión en los materiales metálicos, en nuestro caso los ductos, es un problema que conlleva a otras acciones; como ser pérdida de productos, problemas de operación, paro de operaciones por reparación del ducto y el daño al medio ambiente que implica.

Dada la realidad en nuestro medio como ser el crecimiento de la población en el área urbana nace la necesidad de mantener en condiciones óptimas las redes de distribución de gas natural, por lo que se requiere una evaluación de integridad de la red primaria para que operen en forma segura.

1.5.2 JUSTIFICACIÓN ECONOMICA.

De acuerdo a la normativa vigente estas instalaciones de la red primaria deben ser monitoreadas de manera frecuente.

En ese sentido, se debe tener en cuenta la relación costo – beneficio, porque se demostrará que los estudios de integridad de una cañería no tienen un costo significativo en comparación con el beneficio que trae a la seguridad de la población.

1.5.3 JUSTIFICACIÓN SOCIAL

La demanda del gas natural en la población se ha convertido en una necesidad primordial en la industria, comercio y sobre todo en el consumo doméstico ya que representa un costo bajo y seguro lo cual convierte a nuestro medio en un pilar propicio para el crecimiento de la región.

1.5.4 JUSTIFICACIÓN MEDIO AMBIENTAL

El uso de este combustible como es el gas natural se ha convertido en el menos contaminante a nuestro medio ambiente sobre todo cuando es utilizado en vehículos e industria. Cuidar la integridad de los sistemas de tubería, es un factor que está cobrando mayor importancia debido principalmente a tres factores: las pérdidas económicas, la seguridad de las personas y la preservación del medio ambiente.

1.6 ALCANCE

1.6.1 ALCANCE TEMÁTICO

Este proyecto tiene la finalidad de presentar y describir todas las tareas necesarias para evaluar la integridad de una cañería de la red primaria de distribución de gas natural.

1.6.2 ALCANCE GEOGRÁFICO

Se toma como un caso de estudio la red primaria de gas natural tramo SENKATA - VIACHA ubicada en la ciudad del El Alto y Viacha del Estado Plurinacional de Bolivia.

1.6.3 ALCANCE LEGAL

Está enmarcada en la ley de hidrocarburos 3058 y todas las normas vigentes que regulan la instalación y distribución del Gas Natural.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 FUNDAMENTOS

Bardal menciona que, unos de los retos que enfrenta la industria es el control de la corrosión; la humedad y la contaminación del ambiente han sido suficientes elementos para que las estructuras metálicas se vean afectadas por el cáncer de la corrosión, y gracias a la falta de mantenimiento han colapsado estructuras, se han visto fugas en la industria del petróleo y grandes catástrofes; dichos eventos han impulsado la investigación de nuevos materiales y aleaciones para control de la corrosión (1).

En la industria petrolera, y sobre todo la transportación de hidrocarburos y sus derivados por ductos, su principal problema es la corrosión, ya sea interna o Externa. Perrie por su parte nos menciona que la corrosión es el ataque más destructivo que puede enfrentar los materiales ferrosos, debido a su reacción con el ambiente, convirtiéndose en un problema a nivel mundial (2).

La corrosión externa en tuberías, ocurren generalmente en donde existen defectos en el recubrimiento externo, esto permite el contacto del acero con la humedad del suelo. Los factores comunes que caracterizan en mecanismo de daño son (3):

- ✓ Poros, grietas y desprendimiento en el recubrimiento.
- ✓ La humedad del suelo que está en contacto con el metal.
- ✓ El sistema de protección catódica está blindado o no funciona.
- ✓ La resistividad del suelo.
- ✓ El nivel de PH del suelo.

La corrosión en la historia, ha sido una gran amenaza a la integridad de sistemas de tuberías, siendo una amenaza dependiente del tiempo, el proceso del mismo reduce localmente la sección transversal del metal, esta

reducción del espesor reduce el esfuerzo remanente, también reduce la capacidad del ducto para contener presión interna, específicamente el área que contiene el daño (4).

Muchas instituciones y científicos han dedicado parte de sus investigaciones al análisis de la corrosión, dando pequeños pero certeros pasos en combate a la corrosión.

Siendo un problema que aqueja a todo el sector industrial, se han invertido tiempo, dinero y tecnología, para mitigar y eliminar el problema. los diferentes métodos para disminuir o desaparecer los efectos de la corrosión han sido el recubrimiento mecánico tanto interno como externo en los sistemas de tubería, la protección catódica Corriente impresa y ánodos de sacrificios, programas de mantenimiento bien diseñados, que de acuerdo a Bianchetti nos advierte que los controles de medición, programas de mantenimiento y análisis estadísticos solo funcionan si son aplicados correctamente (5).

En los últimos años se han desarrollados estudios sobre la optimización de la metodología, como la propuesta realizada por Yajima (2014) y asociados de la universidad de Akron, aplicaron un modelo macro para la etapa de pre-evaluación mediante el uso de herramientas estadísticas, para optimizar los resultados en las etapas previas (6).

En 2016 Arteche, aplico el modelo de regresión para relacionar el revestimiento defectuoso, la profundidad de la corrosión, el gradiente de corrientes en términos de % IR, para predicciones más confiables de corrosión (7).

En 2017 Onuoba, y col. aplicaron el método ECDA, en donde concluyeron que es una herramienta predictiva en comparación con otros métodos aceptable para la evaluación de la integridad (8).

Tomando en cuenta los estudios previos, la intención de este proyecto de

grado en proporcionar al usuario seguridad operacional y de mantenimiento, con relación a la integridad mecánica de las tuberías, al aplicar los procedimientos de evaluación.

2.2 IMPORTANCIA DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Las tuberías son poco conocidos por el público en general, por encontrarse en los subterráneos. A pesar de esto las tuberías son de vital importancia para el bienestar económico y la seguridad de la mayoría de las naciones utilizándolas para el transporte de:

- ✓ Plantas de tratamiento de aguas de las casas y edificios.
- ✓ Aguas residuales de las casas a las plantas de tratamiento.
- ✓ Gas natural que se consume ya sea en una casa, fabrica, escuelas, o plantas de energía, que se encuentra a miles de kilómetros de distancia.
- ✓ Petróleo crudo de los yacimientos petroleros a las refinerías.
- ✓ Productos de petróleo refinado ya mencionados que se transportan desde las refinerías a varias ciudades de más de cientos de kilómetros.

Los ductos se distinguen en dos tipos de servicio que prestan, sin embargo, se puede clasificar en dos tipos. En ductos de transporte y ductos de recolección. Ducto de recolección es el ducto que colecta aceite y/o gas y agua de los pozos productores para su envío a una batería o estación de separación.

Ducto de transporte, es el ducto que conduce hidrocarburos a alta presión o sus derivados en una face o multiface, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión y almacenamiento. Incluye los ductos entre refinerías y terminales de almacenamiento y distribución.

Las necesidades de mantenimiento de la tubería deben ser cuidadosamente inspeccionadas para luego ser evaluadas, por las diferentes normas como API 570, API 579, NACE y los códigos ASME 31G, ASME 31.8 y la ASME 31.8S.

2.3 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Una vez extraído del subsuelo y tratado el gas natural puede ser transportado hasta zonas de consumo situados a muchos kilómetros de distancias. Se han realizado extraordinariamente avances en el transporte de gas natural en los últimos años, este sistema de transporte es denominado gas virtual que permite llegar a poblaciones alejadas como es en el caso del Estado Plurinacional de Bolivia.

Un gasoducto está constituido por tubos de acero, cuyos diámetros varían entre 0,20 m y 1 m, teniendo en ocasiones diámetros de hasta 2,5 m.

Para el transporte de gas natural a grandes distancias es necesario contar con una elevada presión, se aprovecha entonces la existente en el pozo, para mantener esta presión se cuenta con puestos de compresión instalados cada cierta distancia. (6)

2.4 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

El gas natural proviene de los diferentes campos gasíferos con que cuenta el país, es transportado a través de gasoductos llegando así a las ciudades para su distribución permanente a los centros de consumo, a través de una red de tuberías enterradas que no altera el paisaje urbano, llegando finalmente a las viviendas, establecimientos comerciales e industriales.

2.5 ESTACIÓN DE DESPACHO

Lugar donde se realiza las siguientes tareas:

- ✓ Regulación
- ✓ Medición
- ✓ Adecuación del Gas Natural

2.6 RED PRIMARIA

La red primaria son las líneas principales que conforma el plan maestro de distribución, esta red opera a alta presión (300 psi equivalente aproximadamente a 20 bar), y alimenta a las redes secundarias, usuarios industriales y grandes consumidores. (7)

2.7 REGULADORES DISTRITALES

Lugar donde reduce la presión del gas proveniente de la red primaria, también es conocido como puesto de regulación de barrio, Alimenta con gas a la red Secundaria a una presión regulada de 4 bar aproximadamente 60 psi. (8)

2.8 RED SECUNDARIA

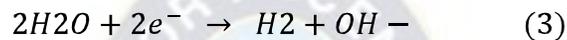
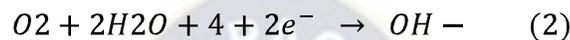
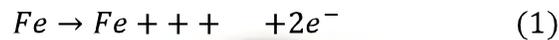
Está formado por una red de tuberías, que alimenta a los usuarios industriales, comerciales y domésticos. (9)

2.9 FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN

La corrosión es la degradación de un metal a través de la interacción ambiental. Esta definición abarca todos los materiales, Tanto naturales como artificiales e incluye plásticos, cerámicos y metales. Sin embargo, el estudio se centra en la corrosión de los metales, con énfasis en la corrosión de aceros al carbono de baja aleación utilizados en tuberías subterráneas. Esta definición de corrosión plantea la cuestión; ¿Por qué se corroen los metales? La respuesta se encuentra en el campo de la termodinámica, que dice si un proceso como la corrosión se producirá. Una segunda pregunta lógica es ¿cuál es la tasa de corrosión o cuánto durará la tubería? La cinética de la corrosión puede ayudar a proporcionar una respuesta a esta pregunta (10).

Una cantidad significativa de energía se pone en un metal cuando se extrae de sus minerales, colocándolo en un estado de alta energía. Estos minerales son típicamente óxidos del metal tales como hematita (Fe_2O_3) para el acero o la bauxita ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$) para el aluminio. Un principio de la termodinámica es que un material siempre busca el estado más bajo de energía. En otras palabras, la mayoría de los metales son termodinámicamente inestables y tenderán a buscar un estado energético más bajo, que es un óxido u otro compuesto. El proceso por el cual los metales se convierten a los óxidos de menor energía se denomina corrosión (11).

La corrosión de los materiales de ingeniería más comunes a temperaturas cercanas al ambiente ocurre en ambientes acuosos (que contienen agua) y es de naturaleza electroquímica. El medio acuoso se denomina también electrolito y, en el caso de corrosión subterránea, es suelo húmedo. El proceso de corrosión implica la eliminación de electrones (oxidación) del metal y el consumo de esos electrones por alguna otra reacción de reducción, como la reducción de oxígeno o agua, ecuaciones (2) y (3)



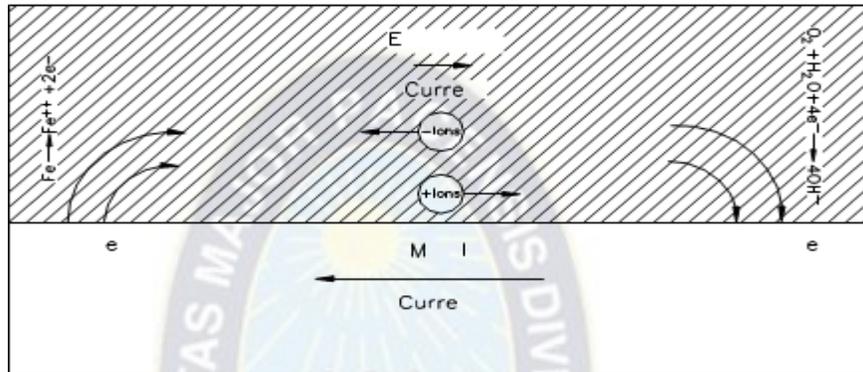
La reacción de oxidación se denomina comúnmente reacción anódica y la reacción de reducción se denomina reacción catódica. Ambas reacciones electroquímicas son necesarias para que se produzca la corrosión. La reacción de oxidación causa la pérdida de metal real pero la reacción de reducción debe estar presente para consumir los electrones liberados por la reacción de oxidación, manteniendo la neutralidad de la carga. De lo contrario, se produciría rápidamente una carga negativa grande entre el metal y el electrolito y el proceso de corrosión cesaría (13).

Las reacciones de oxidación y reducción a veces se denominan reacciones semi-celulares y pueden ocurrir localmente (en el mismo sitio en el metal) o pueden separarse físicamente. Cuando las reacciones electroquímicas están físicamente separadas, el proceso se denomina célula de corrosión diferencial. En la figura 1., se muestra un esquema de una célula de corrosión diferencial. El sitio donde se está oxidando el metal se denomina ánodo o sitio anódico. En este sitio, la corriente eléctrica directa (definida como un flujo positivo de carga) fluye desde la superficie metálica hacia el electrolito a medida que los iones metálicos abandonen la superficie. Esta corriente fluye en el electrolito hacia el sitio donde se está reduciendo el oxígeno, el agua o alguna otra especie. Este sitio se conoce como cátodo o sitio catódico. Hay cuatro componentes necesarios en una celda de corrosión diferencial (14).

1. Debe haber un ánodo

2. Debe haber un cátodo
3. Debe haber una trayectoria metálica conectando eléctricamente el ánodo y el cátodo (normalmente, esta será la propia tubería).
4. El ánodo y el cátodo deben sumergirse en el electrolito eléctricamente conductor (normalmente, suelo húmedo).

Figura 1. Celda electroquímica



Fuente: <http://matSERVICE.com.bo>

La corrosión subterránea de tuberías y otras estructuras es a menudo el resultado de celdas de corrosión diferencial de las cuales existen una variedad de tipos diferentes. Estas incluyen células de aireación diferencial, donde diferentes partes de un tubo están expuestas a diferentes concentraciones de oxígeno en el suelo, y celdas creadas por diferencias en la naturaleza de la superficie del tubo o la química del suelo. La corrosión galvánica es una forma de corrosión diferencial de las celdas en la que dos metales diferentes están acoplados eléctricamente y expuestos en un ambiente corrosivo (15).

2.10 DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN

La naturaleza electroquímica del proceso de corrosión proporciona oportunidades para detectar y mitigar la corrosión de las estructuras subterráneas. Podemos monitorear los voltajes y las corrientes asociadas con el proceso de corrosión.

Cuando se coloca una pieza de metal en un electrolito, tal como tierra, se desarrollará una tensión a través de la interface metal-electrolito debido a la naturaleza electroquímica del proceso de corrosión. No podemos medir este

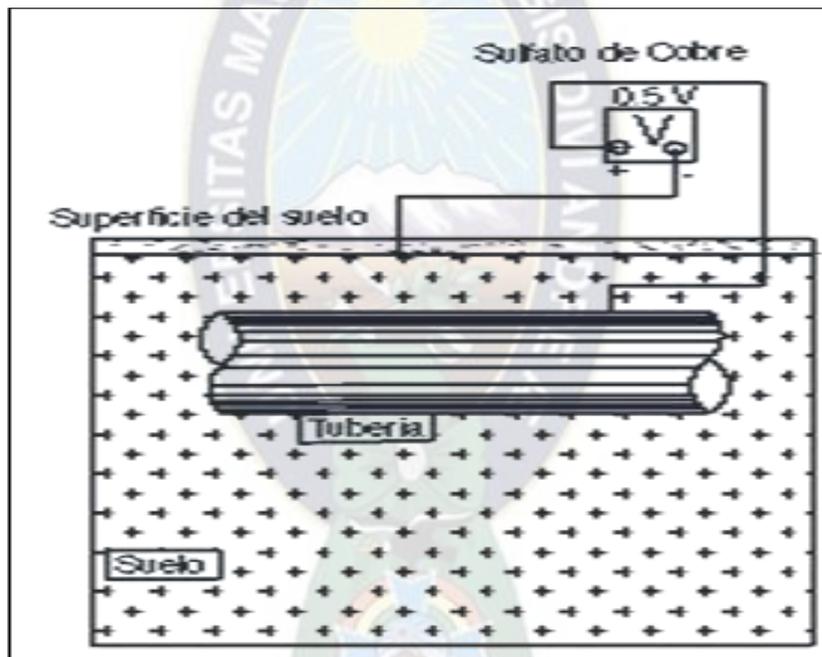
voltaje directamente, pero, usando un voltímetro, podemos medir un voltaje entre dos metales diferentes que se colocan en el suelo. También podemos medir la diferencia de voltaje entre un metal y un electrodo de referencia, comúnmente llamado electrodo de media celda. Esta tensión se denomina potencial de corrosión, potencial de circuito abierto o potencial nativo para ese metal en el entorno en el que se está obteniendo la medición. Para los ambientes del suelo, el electrodo de referencia más común usado es el electrodo de referencia de sulfato de cobre-cobre (CSE) (16).

Pueden utilizarse mediciones potenciales para estimar la resistencia relativa de diferentes metales a la corrosión en un entorno dado. Los metales nobles, como el oro y el platino, tienen más potenciales positivos y son más resistentes a la corrosión que los metales de ingeniería más comunes como el acero y el aluminio. Una serie galvánica es una lista de metales y aleaciones dispuestos de acuerdo a sus potenciales relativos de corrosión en un entorno dado. Los potenciales medidos para los diferentes metales en una serie galvánica varían algo, dependiendo de la naturaleza del ambiente, pero la posición relativa de los metales es similar para ambientes naturales como el suelo y el agua de mar (17).

Otro uso para mediciones de potencial de corrosión es establecer si es probable que ocurra corrosión galvánica. Cuando dos metales están acoplados eléctricamente en un entorno, el miembro más negativo (activo) de la pareja se convertirá en el ánodo en la célula de corrosión diferencial y el miembro (noble) más positivo de la pareja se convertirá en el cátodo en la célula. En general, la gravedad de la pareja galvánica aumenta a medida que aumenta la diferencia de potencial entre los dos miembros de la pareja, aunque esto no siempre es así. La serie galvánica, indica que, cuando el cobre está acoplado eléctricamente al acero dulce en el suelo, el cobre se convertirá en el cátodo y el acero se convertirá en el ánodo, acelerando la corrosión del acero. El potencial del acero también depende de las propiedades del suelo, incluyendo el pH, la concentración de iones, el oxígeno y el contenido de humedad. Las diferencias potenciales que se desarrollan en tuberías subterráneas y otras estructuras como resultado de estos factores pueden resultar en corrosión severa.

Las mediciones potenciales se usan comúnmente en tuberías subterráneas para detectar la presencia de estos tipos de células de corrosión diferencial. Se realiza una conexión eléctrica a la tubería y se mide el potencial de la tubería con respecto a un electrodo de referencia colocado sobre la tubería. Este proceso se muestra esquemáticamente en la Figura 2. Normalmente, el electrodo de referencia está conectado al conductor negativo de un voltímetro digital para obtener una lectura negativa. Con este tipo de medición, las regiones más negativas de la estructura son los ánodos y están sufriendo una corrosión acelerada debido a las células de corrosión diferencial (18).

Figura 2. *Medición de potenciales tubo - suelo*



Fuente: <http://matservice.com.bo>

2.11 MITIGAR LA CORROSIÓN

Los principales métodos para mitigar la corrosión en tuberías subterráneas son los recubrimientos y la protección catódica (CP).

Los recubrimientos forman una película continua en un material eléctricamente aislante sobre la superficie metálica a proteger. La función de tal recubrimiento es aislar el metal del contacto directo con el electrolito circundante (evitando que el

electrolito entre con contacto con el metal) e interponer una resistencia eléctrica tal alta que las reacciones electroquímicas no pueden ocurrir fácilmente. La degradación del recubrimiento en servicio también puede conducir a desprenderse de la superficie de la tubería, exponiendo aún más el metal al medio ambiente subterráneo. Una alta velocidad en la corrosión en la superficie de la tubería puede resultar una fuga o ruptura. La función principal de un recubrimiento sobre un tubo catódicamente protegido es reducir el área superficial del metal expuesto en la tubería, reduciendo de este modo la corriente necesaria para proteger catódicamente en metal (16).

Una definición de CP es una técnica para reducir la velocidad de corrosión de una superficie metálica haciéndola el cátodo de una celda electroquímica. Esto se consigue desplazando el potencial del metal en la dirección negativa mediante el uso de una fuente de potencia externa (denominada corriente impresa CP) o utilizando un ánodo de sacrificio. En el caso de un sistema de corriente impresa, se imprime una corriente sobre la estructura por medio de una fuente de alimentación, denominada rectificador y un ánodo enterrado en el suelo. En el caso de un sistema de ánodo de sacrificio, la relación galvánica entre un material de ánodo de sacrificio, tal como zinc o magnesio, y el acero de tubería se utiliza para suministrar la corriente de CP requerida.

Las reacciones de la corrosión en tuberías involucran la transferencia de carga entre el metal y el electrolito, que se denomina electroquímica. La oxidación (corrosión) ocurre en el ánodo por la pérdida de átomos de metal desde la estructura al electrolito como iones (19).

2.12 TIPOS DE CORROSIÓN

2.12.1 CORROSIÓN UNIFORME

La corrosión uniforme, o general, se define como la corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie de un material. Debido a que pueden predeterminarse las proporciones de corrosión conformen avanzan de una manera uniforme, pueden desarrollarse equipos considerando dichas proporciones y condiciones (20). Una fotografía representativa de la corrosión

General se muestra en Figura 3.

Figura 3. Corrosión uniforme/general



Fuente: Portal informativo BNAMERICAS

La corrosión uniforme/general puede ocurrir en lugares aislados a lo largo de una tubería debido a un ambiente aislado, pero el daño será relativamente uniforme dentro de ese lugar.

2.12.2 CORROSIÓN LOCALIZADA

La corrosión localizada a menudo se concentra en un área pequeña y toma la forma de cavidades llamadas picaduras. La corrosión localizada incluye lo siguiente: ataque de picaduras que produce hoyos en el metal; corrosión de fisuras que puede desarrollarse en áreas que están ocultas del ambiente global, como debajo de arandelas y bridas, así como debajo de diversos depósitos, sedimentos y productos de la corrosión (a menudo llamada "corrosión sub-depositada").

La figura 4, muestra un ejemplo de una picadura individual. La figura 5, muestra varias picaduras que se han interconectado para formar picaduras grandes o "cráteres". Se han visto casos de corrosión localizada que resulta en fallas de tuberías que estaban en excelentes condiciones (20).

Figura 4. Fotografía de una picadura individual



Fuente: Portal informativo BNAMERICAS

Figura 5. Fotografía de varias picaduras que se han interconectado y que aún están cubiertas parcialmente por producto de la corrosión



Fuente: Portal informativo BNAMERICAS

2.12.3 CORROSIÓN GALVÁNICA

La corrosión galvánica es el resultado de conectar eléctricamente dos materiales, donde uno actúa como el ánodo y el otro como el cátodo. El ánodo puede experimentar una corrosión acelerada relativa a la condición no conectada y el cátodo tiende a sufrir menos corrosión. La corrosión galvánica se encuentra en diversas circunstancias, incluyendo las diferencias en los metales mismos (ej., hierro y aluminio) así como en el mismo metal con dos porciones de edades diferentes. El Último caso es importante cuando se consideran reparaciones y reemplazos en donde se conectarán nuevos componentes a

componentes viejos que pueden haber desarrollado películas de productos de corrosión más catódicas.

Figura 6. Fotografía de varias picaduras que se han interconectado y que aún están cubiertas parcialmente por producto de la corrosión



Fuente: Portal informativo BNAMERICAS

2.12.4 CORROSIÓN INDUCIDA MICROBIOLÓGICAMENTE (MIC)

La corrosión inducida microbiológicamente (MIC) es el deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos (principalmente bacterias, pero pueden incluir hongos, algas y protozoarios en ciertos ambientes). Debido a las actividades metabólicas de las comunidades microbianas, la interface entre la superficie de metal y los organismos pueden ser física y químicamente alterados con estos organismos. Las reacciones pueden producir ácidos (bacterias productoras de ácido [BPA]), alcoholes, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno (bacterias reductoras de sulfato [BRS]), y otros subproductos metabólicos que pueden corroer diversos metales bajo las condiciones. Los microbios pueden consumir el oxígeno, causando que los aniones (ej. sulfatos y cloruros) se concentren en picaduras o fisuras y debajo de depósitos, romper películas de superficie pasiva, y acelerar el ataque corrosivo a través de una variedad de mecanismos.

Las bacterias se clasifican según sus requerimientos de oxígeno: las bacterias aeróbicas requieren aire u oxígeno para vivir y las bacterias anaeróbicas requieren

un ambiente sin aire u oxígeno. Las bacterias obligadas sólo pueden existir en un ambiente (ya sea aeróbico o anaeróbico, pero no en ambos). El crecimiento de bacterias facultativas no es restringido, y las bacterias pueden vivir tanto en ambientes aeróbicos como anaeróbicos. Existen términos adicionales que se usan para describir las bacterias que no se basan en su dependencia del oxígeno. Las bacterias que se unen a una superficie se clasifican como sésiles. Las bacterias que flotan libremente, suspendidas en un fluido se clasifican como planctónicas (15). En la tabla 1 se muestra un resumen de las diferentes formas de corrosión.

Tabla 1. Diferentes formas de corrosión

TIPO DE CORROSIÓN	DEFINICIÓN	CARACTERÍSTICAS
Corrosión General/Uniforme	Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie de un material	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio de áreas anódicas y catódicas • Puede ocurrir en lugares aislados en una tubería, pero el daño es uniforme dentro del lugar aislado • Rugosidad general
Corrosión Localizada	Picadura: corrosión localizada de una superficie de metal que está confinada a un área pequeña y tiene la forma de cavidades llamadas picaduras	Picadura <ul style="list-style-type: none"> • Ataque estrecho profundo • Penetración rápida • Rodeada por región no corroída • Distribución estadística
	Corrosión de Fisura: corrosión localizada de una superficie de metal en o inmediatamente adyacente a un área que está protegida de exposición total al ambiente, debido a una proximidad estrecha del metal a la superficie de otro material.	Fisura <ul style="list-style-type: none"> • Ataque localizado que ocurre en áreas donde se restringe el acceso a ambiente circundante • Metal-a-metal • Metal-a-no metal • Depósitos de desechos o productos de la corrosión
Corrosión Galvánica	Corrosión acelerada de un metal debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o con un conductor no metálico en un electrolito corrosivo.	<ul style="list-style-type: none"> • Celda electroquímica clásica • Metal a metal • Metal a no metal activo • Depósitos de ion de metal • Contacto eléctrico • Sumergido en electrolito
Ataque Relacionado con la Velocidad/Flujo	<p>Ocurre como resultado de pérdida de metal causada por velocidades altas del fluido de la superficie.</p> <p>Erosión: la pérdida progresiva de material a partir de una superficie sólida, debido a la interacción mecánica entre la superficie y un fluido, un fluido multicomponente, o partículas sólidas arrastradas con el fluido.</p> <p>Erosión-corrosión: Una acción conjunta que incluye corrosión y erosión en presencia de un fluido corrosivo</p>	Erosión-corrosión <ul style="list-style-type: none"> • Remoción de películas protectoras • Velocidad y turbulencia • Con o sin partículas • Velocidad de separación • Erosión mecánica-partículas • Choque

	<p>en movimiento o un material que se mueve por el fluido, acelerando la pérdida de material. Choque: una forma de erosión- corrosión generalmente asociada con choque local de un fluido que fluye a gran velocidad contra una superficie sólida.</p> <p>Cavitación: la formación y ruptura rápida de cavidades y burbujas dentro de un líquido que a menudo resulta en daño a un material en la interfase sólido/líquido en condiciones de flujo turbulento severo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Erosión-corrosión localizada causada turbulencia o flujo de choque • Características direccionales • Similar a la erosión corrosión • Acelerado por gas o sólidos arrastrados • Choque de caída del líquido • Cavitación • Daño mecánico por el rompimiento de burbujas en un líquido • Remoción de películas protectoras • Daño mecánico directo al metal
<p>Corrosión Inducida Microbiológicamente</p>	<p>El deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La interfase entre la superficie del metal y los organismos puede alterarse física y químicamente • Los microbios rompen la película pasiva y aceleran el ataque corrosivo • Las comunidades microbianas pueden crear biopelículas
<p>Agrietamiento Asistido por el Ambiente</p>	<p>Fractura quebradiza de un material normalmente dúctil en donde el efecto corrosivo del ambiente es una causa. Formas de agrietamiento ambiental: agrietamiento inducido por hidrógeno (AIH), fragilización por hidrógeno (FH) y agrietamiento de corrosión por esfuerzo (ACE)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ocurrir rápidamente • Fallas catastróficas • Requiere tanto esfuerzo de tensión como ambiente específico • Diferentes mecanismos para diferentes tipos

Fuente: <https://www.clubensayos.com/Ciencia/Tabla-comparativa-TIPODECORROSION>

2.13 METODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

2.13.1 PROTECCIÓN AISLANTE

El control de corrosión por protección catódica es empleado en asociación con el uso de revestimientos protectores. El empleo de revestimientos reduce de forma considerable la corrosión que afecta a la superficie expuesta de la tubería, disminuyendo, por consiguiente, la intensidad de corriente necesaria para la protección de la estructura.

Los revestimientos dieléctricos representan la primera línea de defensa contra la corrosión externa. Aunque los revestimientos generalmente proporcionan una excelente protección, la mayoría de ellos se deterioran con el tiempo debido a absorción de agua, presiones de la tierra, abrasión del suelo, daño de raíces, ataque bacteriológico y otras causas. Estos daños permiten que la corrosión ocurra en los lugares en donde se producen contactos entre el medio corrosivo (la tierra) y las superficies del acero expuestas por los defectos del revestimiento.

La protección catódica tiene la función de proteger la cañería en los lugares donde el revestimiento ha fallado (sea que se haya roto o despegado del caño), actuando como la segunda línea de defensa contra la corrosión externa.

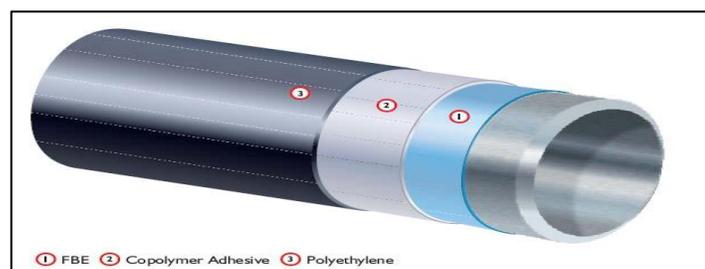
2.13.1.1 Características básicas que debe cumplir un revestimiento

- ✓ Excelente adherencia (para permanecer adherido a la superficie de la cañería)
- ✓ Resistencia química (para que no se deteriore en forma temprana)
- ✓ Resistencia mecánica
- ✓ Baja permeabilidad y absorción de agua
- ✓ Flexibilidad

2.13.1.2 Polietileno Extruido Tricapa

Es un protector compuesto de 3 componentes funcionales. Este recubrimiento aislante consiste de una capa primera capa FBE (Fusión Bonded Epoxy), una segunda capa de polímero adhesivo y la tercera es el polietileno que brinda protección mecánica.

Figura 7. Tubería de material de aleación de acero con revestimiento de polietileno extruido tricapa



Fuente: Catalogo KRAKATAU PIPE & COATING

2.13.2 PROTECCIÓN CATÓDICA

La protección catódica es un método de protección de estructuras metálicas sujetas a corrosión húmeda. Es una técnica electroquímica aplicada para la protección de los metales especialmente en ambientes naturales (aguas y terrenos).

La protección catódica elimina todos los ánodos de la superficie metálica haciéndola toda catódica. No puede ser usada en estructuras aéreas ya que necesita de un electrolito continuo.

2.13.3 MECANISMO BÁSICO

La protección catódica reduce la velocidad de corrosión polarizando la superficie metálica a valores más negativos que el potencial de corrosión o potencial de reposo. Como se ve en la tabla 2, el acero / hierro tiene un potencial de corrosión o de reposo de -500 mV.

Luego, al conectarse con un ánodo de aleación de magnesio con un potencial de reposo -1550 mV, el acero obtendrá el valor de -850 mV que es más negativo que su potencial de corrosión en reposo, obteniéndose así la protección o inmunidad deseada.

Tabla 2. Potencial en reposo de algunos materiales

Material	Potencial en reposo (mV) Cu/CuSO ₄
Aleación de magnesio	-1550
Zinc	-1100
Aleación de aluminio	-1050
Acero / hierro	-500
Acero con herrumbre	-300
Cobre/ estaño	-200

Fuente: Boletín informativo INDISA ONLINE

2.13.4 PROTECCIÓN CATÓDICA CON ÁNODOS DE SACRIFICIO O GALVÁNICA

En la protección catódica galvánica, la corriente eléctrica es promovida por la fuerza

electromotriz existente entre el metal a proteger y el otro metal escogido como ánodo (metal protector), como resultado de sus diferentes potenciales electroquímicos.

En la práctica, los materiales metálicos empleados como ánodos son aleaciones de Zn, Mg, y Al, por estar entre los que representan una mayor diferencia de potencial en relación a los materiales metálicos más comúnmente usados en las estructuras que serán protegidas.

Las diferencias de potenciales galvánicos serán relativamente pequeñas, por lo general no superiores a 1,2 V, para que se tenga una inyección de corriente capaz de proteger la estructura enterrada, es necesario que la resistencia global del circuito sea baja.

Los sistemas de protección catódica galvánica constan de:

- Ánodo
- Relleno (backfill) del ánodo
- Cableado
- Conexión ánodo-estructura

Ánodos de Magnesio

Los ánodos de sacrificio de magnesio se usan para suelos de media y alta resistividad y también para agua dulce. Sus aplicaciones más comunes son tuberías y depósitos enterrados así como para interior de depósitos y acumuladores de agua dulce.

Ánodos de Zinc

El zinc es un material propicio para su uso en aguas salobres o agua de mar. También se utiliza en suelos de baja resistividad, así pues, es idóneo para proteger los cascos de los barcos que navegan en aguas saladas, para estructuras offshore o cualquier estructura metálica en electrolitos de baja resistividad. El zinc a temperaturas altas ($T > 60^{\circ}\text{C}$) el zinc invierte su polaridad haciéndose catódico frente al acero, es decir, tiende a la pasivación (se hace menos negativo); si esto sucede, la

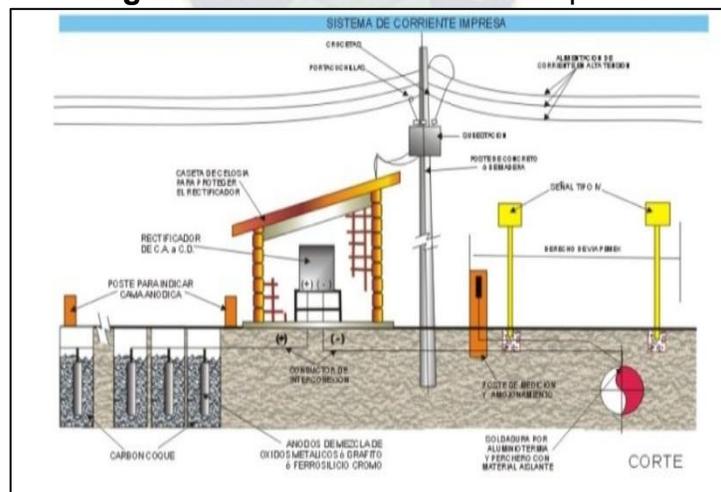
corriente puede dejar de fluir y el ánodo deja de funcionar.

2.13.5 PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA

En este sistema se mantiene el mismo principio fundamental que en el anterior tipo de protección catódica, pero tomando en cuenta las limitaciones del material, costo y diferencia de potencial con los ánodos de sacrificio. Se ha ideado este sistema mediante el cual el flujo de corriente requerido, se origina en una fuente de corriente generadora continua regulable o simplemente se hace uso de los rectificadores, que alimentados por corriente alterna ofrecen una corriente eléctrica continua apta para la protección de la estructura.

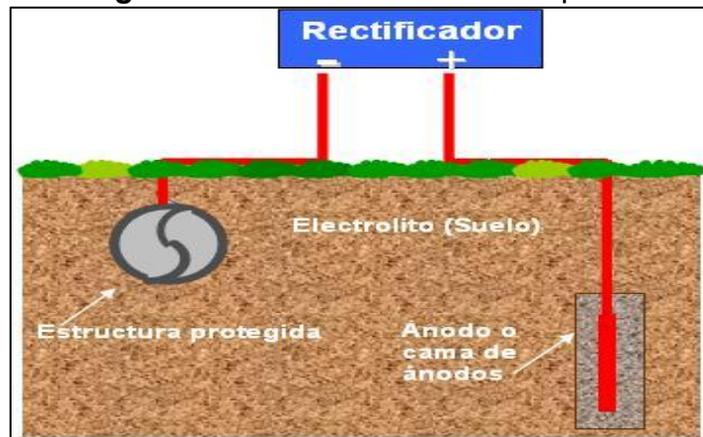
La dispersión de la corriente eléctrica en el electrolito se efectúa mediante la ayuda de ánodos inertes cuyas características y aplicación dependen del electrolito. El terminal positivo de la fuente debe siempre estar conectado a la cama de ánodos, a fin de forzar la descarga de corriente de protección para la estructura. Este tipo de sistema trae consigo el beneficio de que los materiales a usar en la cama de ánodos se consumen a velocidades menores, pudiendo descargar mayores cantidades de corriente y mantener una vida más amplia. Ver Figura (8 y 9).

Figura 8. Sistema de corriente impresa



Fuente: Boletín informativo INDISA ONLINE

Figura 9. Sistema de corriente impresa



Fuente: Boletín informativo INDISA ONLINE

Algunos usos típicos de Sistemas por Corriente Impresa:

- ✓ Grandes requerimientos de corriente, especialmente para estructuras desnudas o mal revestidas.
- ✓ Para cualquier resistividad del electrolito.
- ✓ Como modo económico de proteger estructuras una vez consumidos los ánodos galvánicos.
- ✓ Para resolver problemas de interferencia o corrientes vagabundas.
- ✓ Para proteger las cajas de agua de grandes intercambiadores de calor, calentadores-calentadores de petróleo y otros recipientes
- ✓ Para interior de tanques de almacenamiento de agua
- ✓ Para tanques de almacenamiento enterrados
- ✓ Para componentes bajo agua en estructuras off shore

Ánodos de Corriente Impresa

- ✚ Carbón (Grafito)
- ✚ Polímero conductor
- ✚ Hierro Silicio
- ✚ Plomo-Plata
- ✚ Mezcla Óxidos Metálicos (Mixed Metal Oxide)
- ✚ Platino

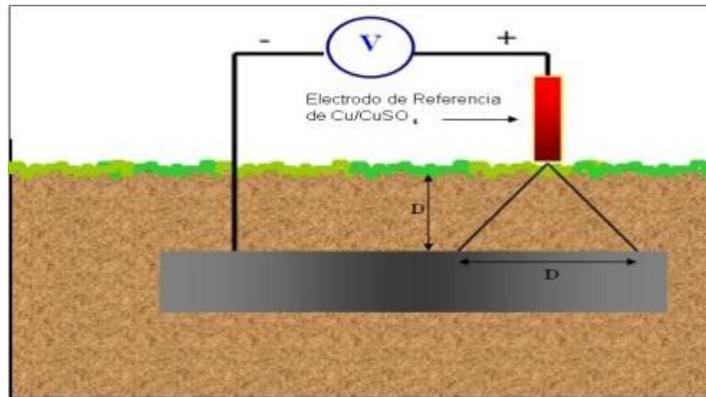
✚ Metal de Deshecho

✚ Titanio

2.13.6 MEDICIÓN DE POTENCIAL

La metodología adoptada para la medición de potenciales de una estructura en relación a su medio se puede ver en la fig. 10.

Figura 10. Medición de potenciales



Fuente: Boletín informativo INDISA ONLINE

En cuanto al electrodo de referencia, para estructuras enterradas se usa de cobre/sulfato de cobre saturado Cu/CuSO_4 y para estructuras inmersas en agua salada se emplea uno de plata/cloruro de plata Ag/AgCl . Tiene que haber un potencial de (-850 mV) entre el acero de un ducto y el electrodo de referencia de Cu/CuSO_4

Para obtener niveles efectivos de protección catódica, los potenciales de la cañería deben ser mantenidos entre las fronteras de -850 mV “off” (subprotección) y -1140 mV “off” (sobrepotección). Esta meta solo se puede alcanzar si existe un decaimiento controlado en el perfil de potencial de la cañería desde los puntos de máximo potencial (los rectificadores ó ánodos galvánicos) a los puntos de mínimo potencial (las áreas remotas de los rectificadores ó ánodos galvánicos). El ritmo de decaimiento del potencial depende principalmente de la condición del revestimiento de la cañería que se considera como el factor crítico para el correcto funcionamiento de los sistemas de protección catódica.

Para ejecutar la medición de potencial estructura/suelo de una tubería enterrada, esto es del potencial tubo/suelo, se conecta el terminal negativo del voltímetro al poste de control, o sea la conexión que está conectada con la tubería. El polo positivo del voltímetro debe ir conectado con el electrodo de referencia de Cu/CuSO_4 . El electrodo de referencia deberá ir colocado lo más próximo al tubo. Es necesario asegurar la conexión de los cables y un buen contacto del electrodo con el suelo. En caso de tener el suelo muy seco se puede agregar un poco de agua a su alrededor para que la medición sea más exacta.



CAPITULO III

TECNICAS DE INSPECCION DE TUBERIAS ENTERRADA

3.1. INTRODUCCION

En este capítulo se expondrán las metodologías a emplear para evaluar la integridad de la tubería, mediante las siguientes técnicas:

- ✓ DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa).
- ✓ Medición de espesores por ultrasonido.
- ✓ Evaluación del ducto mediante el Código ASME B31.8 y la norma API 570.

Debido a que el recubrimiento o sistema de protección aislante o primario sufre una degradación con el paso del tiempo, sea por incidencias externas o por la interacción con el sistema de protección catódica, es absolutamente necesario aplicar un adecuado control a los sistemas de protección catódica de los ductos, en nuestro caso, hablamos del tramo Senkata – Viacha.

Figura 11. Daños en la protección Anticorrosiva



Fuente: Redes de Gas (YPFB)

3.2. INSPECCIÓN DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa)

La técnica de DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa) es un sistema desarrollado para la detección y el análisis de defectos en el revestimiento de cañerías subterráneas.

Los estudios DCVG involucran mediciones de diferencias de potencial suelo-suelo, en lugar de mediciones de potencial tubería-suelo.

Estudios DCVG son realizados generalmente en tuberías bien recubiertas para poder determinar la ubicación de fallas del recubrimiento. Además de localizar fallas de recubrimiento, los datos recolectados en la ubicación de un defecto (drenaje laterales) se integran con los datos del estudio y son usados para determinar el tamaño (factor de severidad) para las anomalías.

Ya que los estudios DCVG son estudios de intervalos cortos por naturaleza, es decir, los datos del estudio son registrados cada metro o 2 metros, por ejemplo, se pueden considerar complementarios a los estudios de potenciales en intervalos cortos (CIPS o CIS) y los dos tipos de estudios son generalmente realizadas en la misma tubería como parte del protocolo ECDA (Evaluación Directa de la Corrosión Externa) como “Inspecciones Indirectas” sean ejecutadas en todas las secciones de la tubería enterrada y, por lo general, los estudios DCVG y CIS son usados para satisfacer este requerimiento en tuberías bien revestidas.

El protocolo ECDA, requiere al menos dos estudios de “Inspección Indirecta” sean ejecutados en todas las secciones de la tubería enterrada.

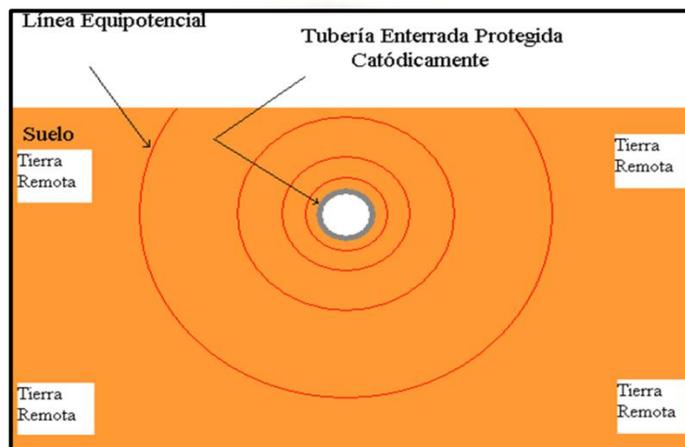
3.1.1 PRINCIPIOS FÍSICOS

3.1.2 GRADIENTE DE POTENCIAL (VOLTAJE)

Cuando una tubería enterrada está con protección catódica, la corriente directa (DC) del rectificador que fluye hacia la tubería provoca que esta última se polarice con respecto al suelo circundante. Como se ilustra abajo en la Figura 12, existe un gradiente de potencial entre la tubería y el suelo circundante en donde, el gradiente de potencial más alto está en la tubería misma (valor negativo más alto) y

disminuyendo rápidamente con la distancia al alejarse rápidamente con la distancia al alejarse desde la tubería. El potencial en “tierra remota” es cero y el gradiente de potencial es la diferencia de potencial entre el potencial de la tubería (potencial negativo en la tubería) y tierra remota.

Figura 12. *Gradiente de Potencial Asociado con una Tubería Protegida-Catódicamente (Las líneas Equipotenciales son más cercanas entre sí junto a la tubería, mientras que el potencial disminuye rápidamente (Inicialmente) con la distancia al alejarse de la tubería).*

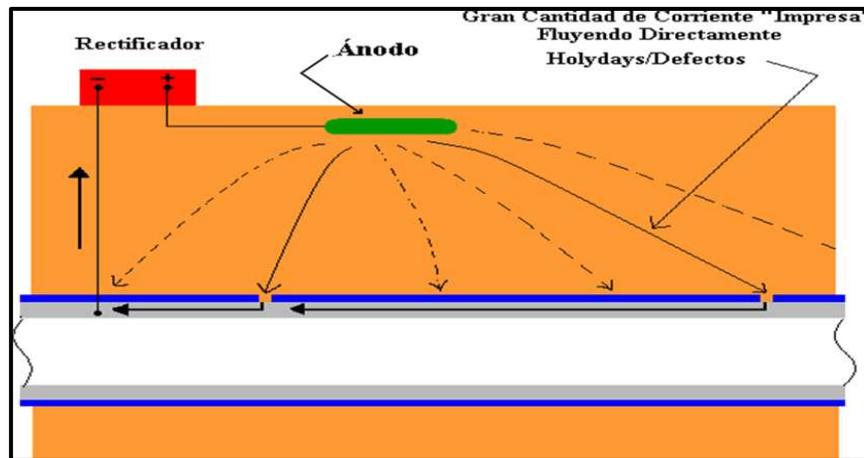


Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

En el caso de una sección de tubería bien revestida, el potencial a nivel de tierra en la vecindad de la tubería será cercano a cero (potencial similar al de tierra remota).

Sin embargo, cuando están presentes defectos de revestimiento (holidays), el potencial en el sitio del defecto se incrementará significativamente, ya que la corriente impresa fluye primariamente a través del suelo hacia los defectos. Esta situación se muestra esquemáticamente abajo en la Figura 13.

Figura 13. *Influencia de los Defectos del Revestimiento sobre la Distribución del Flujo de Corriente-Impresa a lo largo de la tubería (localmente aparecen altos potenciales en los defectos debido al flujo local de grandes corrientes hacia los defectos).*



Fuente: MILLER, M. *Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos.* 2005.

Una pequeña cantidad de corriente también fluirá a través del revestimiento (el revestimiento no será un aislante perfecto), sin embargo, esta corriente será despreciable comparada con el flujo de corriente hacia las áreas con los defectos del revestimiento.

Ya que el potencial de la tubería puede ser alto en el sitio del defecto (debido al alto flujo de corriente-impresa hacia el defecto), el potencial al nivel de tierra sobre la tubería (sobre el sitio del defecto) puede ser significativamente mayor que cero (el potencial de tierra remota). Por lo tanto, la medida de un potencial significativo del suelo (voltaje) “sobre el defecto” con respecto a tierra remota, es una buena indicación de que un defecto del revestimiento está siendo localizado realmente, en especial si el potencial del suelo sobre la tubería al alejarse de la ubicación del defecto es esencialmente cero con respecto a tierra remota.

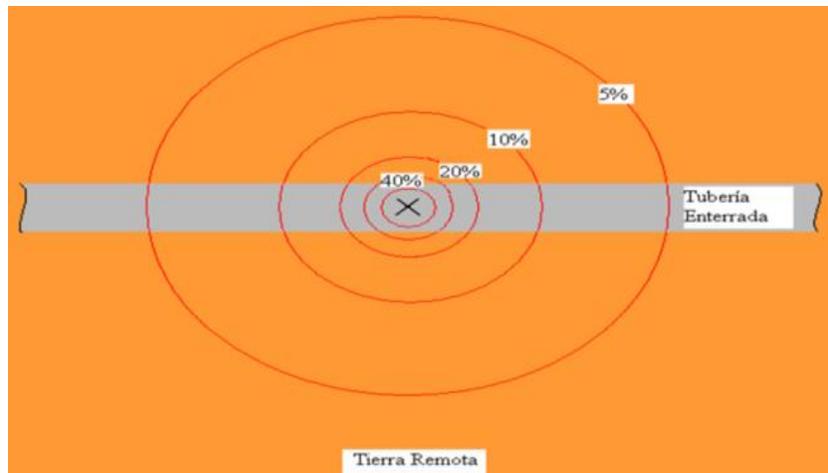
Ya que el sitio del defecto está rodeado por suelo, existirá un gradiente de voltaje entre el sitio del defecto y el suelo. El gradiente de voltaje realmente existe en 3 dimensiones. Considere que el sitio del defecto viene a ser como el centro de una serie de esferas concéntricas y que cada superficie de las esferas tiene un potencial constante. Cerca al defecto, las esferas concéntricas estarán estrechamente

separadas lo que significa que el potencial caerá rápidamente al alejarse del epicentro (el sitio del defecto). Las esferas (superficies equipotenciales) se separarán cada vez más, dando como resultado una tasa de caída de potencial más baja respecto a la distancia al sitio del defecto.

Si nosotros consideramos la superficie del suelo sobre la tubería como un “plano” el suelo tendrá un gradiente de potencial “en-plano” en la región sobre el sitio del defecto. Imagínese hacer una sección en el balón de esferas concéntricas (superficies esféricas equipotenciales). La sección representaría la superficie de la tierra, y la distancia desde el epicentro de las esferas concéntricas al corte sería la distancia desde el defecto hasta la tierra, es decir, la profundidad de la tubería.

La Figura 14, ilustra la gradiente de potencial (**gradiente de voltaje**) “en- plano” asociado con la superficie del suelo en la vecindad de un defecto de revestimiento en una tubería enterrada. La ubicación del defecto se representa con el símbolo **X** en la tubería enterrada y los **gradientes de potencial sobre la superficie de la tierra**, que aparecen como consecuencia del defecto, son representados como círculos concéntricos equipotenciales. La separación entre circunferencias equipotenciales es menor en la cercanía del defecto, mostrando una rápida caída de potencial cerca del defecto mientras que cuando la separación de los círculos aumenta con la distancia al defecto, la caída de potencial ya no es tan rápida conforme nos acercamos a tierra remota. Para poder graficar este punto, los círculos equipotenciales han sido identificados como porcentajes. Se asume que el potencial en la superficie del suelo directamente sobre el defecto tiene un potencial máximo del 100%, es decir, el potencial más grande medible para ese defecto.

Figura 14. Gradiente de Potencial (Voltaje) en la superficie del suelo asociado con un Defecto de Revestimiento en una Tubería Enterrada (Círculos concéntricos representan las líneas de Potencial Constante). El símbolo "X" representa la ubicación del defecto de revestimiento.



Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

Si imaginamos colocar un polo vertical a la superficie de la tierra directamente sobre el defecto y luego caminamos en la superficie de la tierra alejándonos del polo, encontraremos potenciales más bajos (con respecto a nuestro potencial máximo en el polo) mientras nos alejamos más y más del polo. Los porcentajes indicados en la Figura 3.3, representarían porcentajes del potencial máximo medido en la ubicación del polo.

Ya que tales gradientes de potencial (voltaje) existen sobre los defectos de la tubería se puede realizar el estudio de la diferencia de potencial suelo-suelo para detectarlos. Tales estudios son conocidos como estudios DCVG (estudios de Gradiente de Voltaje de Corriente Directa).

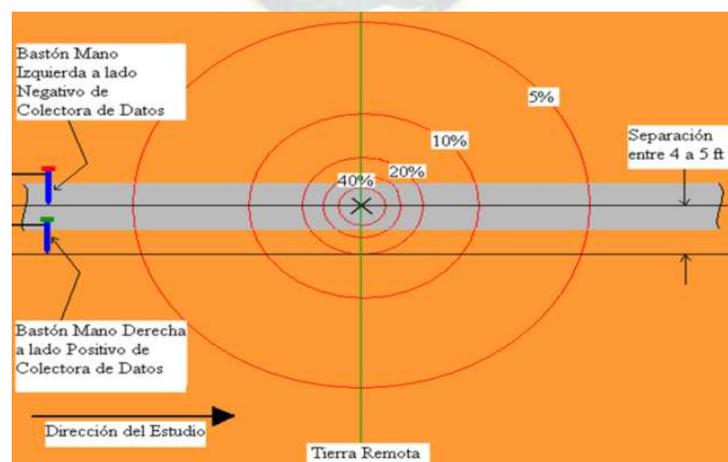
Los estudios DCVG se pueden realizar de dos diferentes maneras: Modo Perpendicular y Modo En-Línea (o Paralelo). En el caso de los estudios DCVG Perpendiculares, una línea imaginaria dibujada entre los electrodos de referencia en la superficie del suelo sería **perpendicular** a la dirección del tubería y en el caso de los estudios DCVG En-Línea, una línea imaginaria dibujada entre los

electrodos de referencia en la superficie del suelo estaría (idealmente) **en-línea** con el centro de la tubería (directamente sobre la tubería).

3.1.3 TÉCNICA DE ESTUDIO DCVG PERPENDICULAR

Como se muestra abajo en la Figura 15, esta técnica involucra colocar un arreglo-par de electrodos de referencia (bastones) en la superficie del suelo perpendicular a la dirección del tubería, con el bastón de la mano izquierda (bastón rojo) posicionado (idealmente) sobre la línea de centro de la tubería y el bastón de la mano derecha (bastón verde) separado generalmente a 1 a 1.5 m del bastón de la mano izquierda. Manteniendo esta separación de bastones, el operador camina a lo largo de la sección de la longitud de la tubería activando lecturas de voltaje cada metro (o cualquier otra longitud de intervalo, típicamente 2 a 3 m). Ya que el bastón de la mano izquierda se conecta al lado negativo del voltímetro (voltímetro de la colector) y el bastón de la mano derecha se conecta al lado positivo del voltímetro, la lectura del voltaje tomada en cada activación en cada sitio es la diferencia entre los potenciales del suelo en las dos posiciones de los electrodos de referencia en cada caso.

Figura 15. Posicionamiento del Electrodo de Referencia para un estudio DCVG Perpendicular. La Diferencia de Potencial medida en la línea verde representará el máximo voltaje leído.



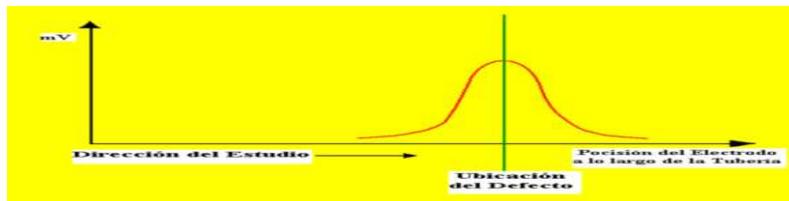
Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

Como se puede ver en la Figura 3.4, antes de encontrar el defecto del revestimiento, la diferencia de potencial medida entre los electrodos de referencia será esencialmente cero, ya que estamos fuera del “campo de gradiente de voltaje”. Mientras que cuando entremos al “campo de gradiente de voltaje”, caminando hacia el defecto, la diferencia entre los potenciales en las posiciones de los electrodos de referencia comenzará a incrementarse en magnitud y alcanzará un valor máximo cuando nosotros estemos alineados con el defecto (en la línea verde en la Figura 4). Como ejemplo, si el potencial máximo en el defecto es -100mV (con respecto a tierra remota), la diferencia de potencial medida por el voltímetro de la colectora de datos en la línea verde (ubicación del defecto) sería $+80\text{mV}$, ya que el electrodo de referencia de la mano derecha estaría posicionado en el 20% de la línea de potencial constante.

La lectura de $+80\text{mV}$ resultará ya que el voltímetro restará -100mV de -20mV dando $+80\text{mV}$ [$-20\text{mV} - (-100\text{mV}) = +80\text{mV}$]. Recuerde que el electrodo de la mano derecha está conectado al lado positivo del voltímetro y el electrodo de la mano izquierda está conectado al lado negativo del voltímetro.

Si continuamos caminado hasta pasar el sitio del defecto, la diferencia entre los potenciales del suelo en las posiciones de los electrodos de referencia comenzará a disminuir en magnitud y eventualmente será cero de nuevo mientras salimos del “campo de gradiente de voltaje”. Por lo tanto, se observará un perfil similar al que se muestra abajo en la Figura 16, para estudios DCVG Perpendiculares cuando un defecto de revestimiento es encontrado.

Figura 16. Voltaje DCVG como una Función de la Posición del Electrodo a lo largo de la Tubería en la vecindad de un Defecto de Revestimiento que se midió con electrodos en configuración perpendicular (ver Figura 15)



Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

3.1.4 DEFINICIÓN DE VOLTAJE DCVG

Los estudios DCVG se realizan en el modo corriente-rectificador ON/OFF, es decir, la corriente del rectificador es interrumpida ON y OFF de manera cíclica. Esto permite almacenar las diferencias de potencial suelo-suelo durante la porción ON del ciclo de corriente y también durante la porción OFF del ciclo de corriente.

Para estudios DCVG, el programa de la colector de datos de MCM calcula la diferencia entre la diferencia del potencial suelo-suelo leída durante la parte ON del ciclo [$\Delta V(\text{ON})$] y la diferencia de potencial suelo-suelo leída durante la parte OFF del ciclo [$\Delta V(\text{OFF})$]. Las polaridades de los dos $\Delta V(\text{ON})$ y $\Delta V(\text{OFF})$ son almacenadas también en los sitios de los defectos.

Ya que $\Delta V(\text{ON})$ representa la diferencia de potencial suelo-suelo con la contribución de la corriente del sistema de Protección Catódica (PC) así como también, de todas las otras fuentes (corrientes de interferencia, tuberías foráneas, etc.), y puesto que $\Delta V(\text{OFF})$ representa la diferencia de potencial suelo-suelo con la contribución de solamente las “otras” fuentes de corriente, una lectura DCVG representará la diferencia de potencial suelo-suelo solo con el sistema de PC de la tubería generando el flujo de corriente hacia el defecto.

En adelante, el término “**Voltaje DCVG**” será considerado como la diferencia entre la lectura de voltaje suelo-suelo con “corriente de PC ON” y la lectura de voltaje suelo-suelo con “corriente de PC OFF”.

3.1.5 DEFINICIÓN DE (mV) TOTAL

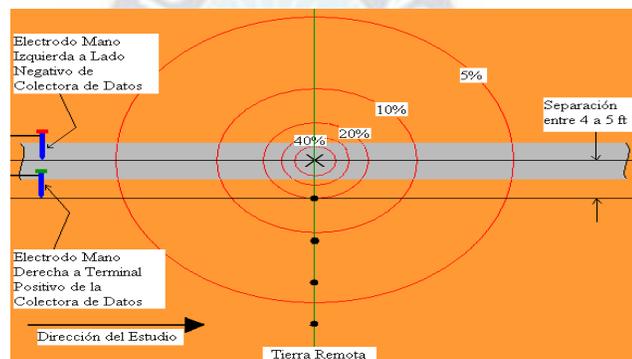
El llamado, “mV Total” es la diferencia entre el máximo potencial en la ubicación del defecto y el potencial de tierra remota, alcanzado gracias a la contribución del flujo de corriente del sistema de PC hacia el defecto. Ya que, como se indica en la Figura 18, un típico espaciamiento entre electrodos es 1.5 a 2 metros y el “campo de gradiente de voltaje” asociado con un defecto típicamente se extiende a una distancia significativa por debajo de la ubicación del electrodo de referencia de la

mano derecha, varias mediciones son realmente requeridas para determinar la gradiente total de voltaje (mV Total) asociada con el defecto.

3.1.6 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR (TOTAL mV)

Cuando la ubicación del defecto ha sido identificada como se describió antes (es decir, el sitio donde se observó la lectura máxima de voltaje DCVG), un grupo de lecturas de voltaje DCVG se realizan al moverse en línea recta perpendicular a la dirección del tubería.

Figura 17. Posiciones de los electrodos de referencia (ubicación en puntos negros a lo largo de la línea verde) para la determinación de “mV Total”



Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

Con referencia a la Figura 17, de arriba, una primera lectura se realiza con el electrodo de referencia de la mano izquierda sobre el defecto y el electrodo de referencia de la mano derecha en el primer punto de la línea verde. El voltaje DCVG grabado aquí se conoce como **Max mV** registrado, ya que este es el máximo voltaje DCVG que será grabado para este defecto.

Este valor Max mV será la primer componente en la determinación de mV Total. Luego de guardar el Max mV, se hace una segunda lectura de voltaje DCVG al posicionar el electrodo de referencia de la mano izquierda en la posición previa del electrodo de la mano derecha y moviendo el electrodo de la mano derecha a la ubicación del segundo punto negro de la línea verde (todos los puntos negros indicados en la Figura 6 están en intervalos de 1.5 a 2 m). Luego de realizar la lectura de voltaje DCVG con los electrodos en esta posición, los electrodos son

movidos de la misma manera a las siguientes posiciones de medición y se realiza la siguiente lectura de voltaje DCVG. Este proceso es continuo (por lo general se requieren 3 o 4 mediciones por defecto significativo) hasta que la diferencia de potencial suelo-suelo sea básicamente cero, es decir, usted a alcanzado la tierra remota.

3.1.7 CONSIDERACIONES DEL TAMAÑO DEL DEFECTO

Ya que el “mV Total” representa la gradiente de voltaje en la superficie del suelo asociada con la corriente de PC fluyendo hacia el defecto, si nosotros podemos relacionar el mV Total con la magnitud de corriente de PC, podemos obtener una medida del “tamaño” del defecto.

Ya que la corriente de PC está siendo interrumpida de ON a OFF, podemos medir la caída IR asociada con la corriente que fluye en el suelo (principalmente hacia el defecto), la cual es en realidad la diferencia de voltaje tubería-suelo medido durante la parte ON del ciclo y el voltaje tubería-suelo medido durante la parte OFF del ciclo. Por lo tanto, podemos tener una medición de la corriente fluyendo hacia el defecto (por medio de la determinación de la caída IR), la que podemos relacionar con la gradiente de voltaje (mV Total).

3.1.8 DEFINICIÓN DEL %IR

La inspección DCVG evalúa el estado del recubrimiento de la tubería, detectando fallas que estén en contacto directo con el electrolito; Es indispensable clasificar el defecto según la severidad y el comportamiento. La relación entre el porcentaje de severidad y la cantidad del daño en el revestimiento depende de varios factores; entre los cuales se puede considerar la resistividad del terreno, la protección que tiene la tubería, la localización, interferencias del medio, entre otras. Por esta razón se establece una clasificación, que se puede evidenciar en la Tabla 1, esta tiene unos rangos en cada categoría y según esto se realiza la corrección que sea adecuada para cada defecto es el comportamiento corrosivo.

La magnitud de la gradiente de voltaje en la superficie del suelo (mV Total), crece como consecuencia de la corriente iónica fluyendo a la tubería en la vecindad del defecto (magnitud de la corriente de PC = I), expresado en la relación de la caída de voltaje IR en el suelo (debido al flujo de corriente de PC), es una cantidad conocida como el %IR.

$$\% IR = [mV \text{ Total}/\text{caída IR}] \quad (1)$$

3.1.9 TAMAÑO DEL DEFECTO DEL REVESTIMIENTO

El tamaño del defecto se determina midiendo la pérdida de potencial entre el epicentro del defecto y tierra remota. Este valor se expresa como una fracción del cambio de potencial de la cañería (el aumento de potencial debido a la aplicación de protección catódica) para calcular un porcentaje denominado el % IR. Los defectos son designados a las siguientes cuatro categorías según sus respectivos valores de % IR. Ver Tabla 3.

Tabla 3. Criterios de Clasificación de acuerdo a la Categoría de Defecto

Categoría del Defecto	Criterio	Comentario
1	De 0% IR => 15% IR	Defectos de revestimiento de esta categoría son considerados de baja importancia y no requieren ser reparados. Un efectivo sistema de protección catódica debería ser suficiente para proteger estos fallos de revestimiento.
2	De 16% IR => 35% IR	Esta categoría de defectos, generalmente no es necesaria su reparación, pero deberán ser monitorizados en el futuro. Un efectivo sistema de protección catódica debería ser suficiente para proteger estos fallos de revestimiento.
3	De 36% IR => 60% IR	Este tipo de defectos de revestimiento son generalmente considerados para reparación. Dado su importancia eléctrica pueden ocasionar incrementos significativos de corriente del sistema de protección catódica. Pueden considerarse una amenaza real para la integridad de la tubería.
4	De 61% IR => 100% IR	La recomendación para estos defectos será la inmediata reparación. Aparte de su consumo de corriente del sistema de protección catódica, nos indicarán que la tubería tiene problemas serios en el revestimiento. Son una amenaza real para la integridad de la tubería.

Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

3.1.10 LONGITUD DEL DEFECTO

Operadores experimentados en el sistema de DCVG pueden determinar la longitud aproximada de los defectos del revestimiento mediante la examinación de los gradientes de potencial a su alrededor. Estos datos proveen información crítica en cuanto a la longitud de excavaciones y cantidad de materiales y recursos necesarios para efectuar las reparaciones.

3.1.11 ESTADO DE CORROSIÓN DEL DEFECTO

El DCVG proporciona información adicional acerca del estado de corrosión de cada defecto. Se mencionó anteriormente que la técnica es capaz de determinar la dirección del flujo de corriente por la tierra cubriendo los ductos. Dado que la corrosión resulta en el flujo de corriente desde los defectos y la protección catódica resulta en el flujo hacia los defectos, es posible determinar individualmente el estado de corrosión de cada defecto. Esta aplicación del DCVG resulta particularmente útil durante la detección de ánodos galvánicos.

3.1.12 INFLUENCIA DEL DEFECTO CON RESPECTO A INTERFERENCIAS ELÉCTRICAS

Operadores experimentados en el sistema de DCVG pueden realizar investigaciones de interferencias eléctricas desde ductos ajenos así como hacia ductos ajenos. Interferencias desde ductos ajenos registrarán señales anódicas en la cañería propia. Interferencias hacia ductos ajenos registrarán señales anódicas en la cañería ajena. El sistema de DCVG también representa una herramienta ágil para la detección y determinación del flujo de corrientes parásitas en la tierra entre la cañería propia y la cañería ajena.

En resumen, la técnica de DCVG cumple las siguientes funciones:

- (a) Detección exacta de los defectos en el revestimiento del ducto.
- (b) Evaluación del tamaño de los defectos.
- (c) Evaluación de la longitud de los defectos.
- (d) Evaluación del estado actual de corrosión en el acero expuesto por los defectos
- (e) Detección de ánodos galvánicos.
- (f) Investigación de zonas con posibles interferencias eléctrica

3.2 MÉTODO POR ULTRASONIDO

El ultrasonido industrial (UT Ultrasonic Testing) “Es una tecnología inocua debido a que detecta discontinuidades y defectos internos, aunque también es utilizado para detectar defectos superficiales, tiene una alta capacidad de penetración para definir las características de la superficie tales como; medida de corrosión y espesor; con frecuencias menores se sirve para determinar el tamaño de grano, estructura y constantes elásticas. Los resultados se conocen rápidamente y posee diferentes técnicas para escoger, de acuerdo con el ensayo requerido.

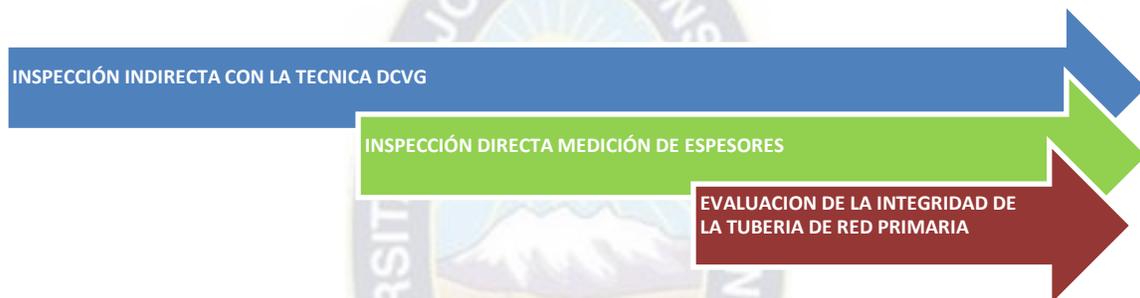


CAPITULO IV

APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD A LA TUBERIA DE RED PRIMARIA DE LA CIUDAD DEL ALTO TRAMO SENKATA - VIACHA

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se realizara la aplicación del procedimiento para la evaluación de la integridad de la tubería enterrada en el tramo Senkata – Viacha en la ciudad del El Alto, para obtener la información necesaria de la condición de la tubería en estudio, el procedimiento se divide en tres etapas.



INSPECCIÓN INDIRECTA DCVG

En la primera etapa se aplicara el procedimiento de inspección indirecta con la técnica DCVG (Gradiente de Voltaje de Corriente Directa) para identificar los puntos defectuosos en el revestimiento aplicando criterios de evaluación según la categoría del defecto.

4.2 INSPECCIÓN DIRECTA

En la segunda etapa se aplicara el procedimiento de trabajo para la inspección directa con apertura de zanja en 6 puntos, considerados como los puntos más severos del tramo en estudio, por recomendación práctica se debe aperturar por lo menos 2 metros a lo largo del eje de la tubería con un ancho y profundidad que permita inspeccionar la tubería en toda su circunferencia tomando en cuenta las recomendaciones de seguridad, la amenaza principal es la antigüedad de las tuberías mismas que operan desde 1980 con información recaba en Rede de Gas El-Alto YPFB, asegura que no contaba con protección catódica, en el año 2004 se

implementó la protección catódica, es por esta razón que los daños encontrados en el revestimiento son iniciales.

Se retirara el revestimiento y se limpiara la superficie de la tubería para una inspección visual identificando abolladuras, muesca, grietas, piting, ranura, entalla, rayón u otro, el tiempo que está en servicio corresponde a la década de 1980 aproximadamente, está considerado como un tramo antiguo se identificó corrosión localizada (corrosión por picadura) de acuerdo al procedimiento de inspección directa se realizó la medición de espesores a los lados donde se encontró el defecto (picadura).

4.3 EVALUACION DE LA INTEGRIDAD

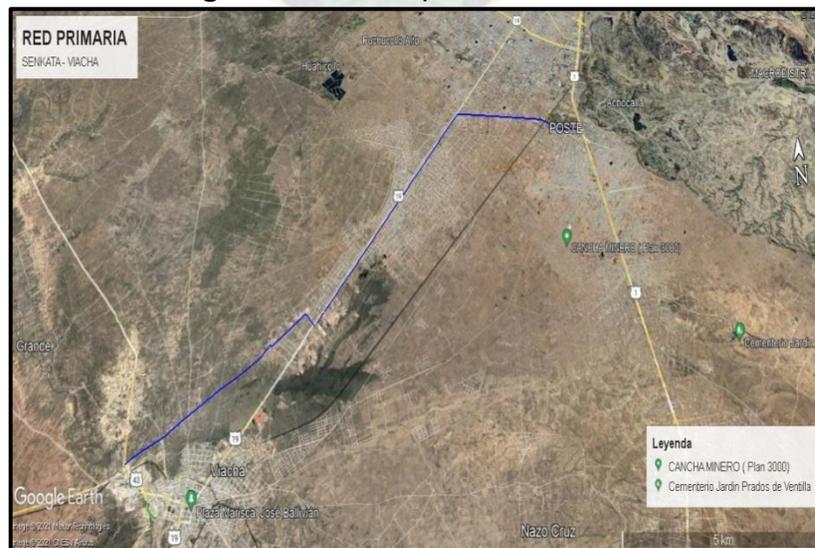
En la tercera etapa se aplicara el procedimiento para la evaluar los defectos de revestimiento y la corrosión externa con las normas adecuadas para la toma de decisión de reparación o retiro.

4.4 DESCRIPCIÓN DEL TRAMO SENKATA – VIACHA

El tramo de estudio tiene una longitud de 18 km de diámetro 6 Pulg. Con una presión de operación de 350 psi. De acuerdo a la información relevada es un tramo antiguo del año 1980, alimenta de Gas Natural (GN) a usuarios doméstico e industrias ladrilleras.

4.5 UBICACIÓN

Figura 18. Descripción del tramo



Fuente: Redes de Gas (YPFB)

Tabla 4. Descripción de la Red Primaria del tramo Senkata - Viacha

DETALLE	DATO
Municipio	El Alto - Viacha
Distrito Municipal	7 y ciudad de Viacha
Latitud	16°34'38.65''S
Longitud	68°11'38.88''O

Fuente: Elaboración Propia

4.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Es una zona con pendiente baja hacia el sur con nivel freático alto que a la población cercana de Viacha está aflorando aguas subterráneas con el suelo de características de suelos con contenido de gravas y sedimentos con bastante presencia de material orgánico.

En ambientes subterráneos el tipo de suelo puede consistir de arena, sedimentos, barro, arcilla, tierra negra, rocas, o una mezcla de estos componentes, un factor importante en la corrosividad del suelo es el medio, puede variar sobre grandes distancias y cortas distancias. La estructura enterrada en contacto con un suelo irregular se crea un diferencial de potencial en la superficie de la estructura generando corrosión, entre más uniforme sea el ambiente subterráneo, menos agresivo será.

4.7 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL SUELO

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

Las sales, en presencia de humedad, tienen dos efectos. Uno de ellos es proveer iones corrosivos que pueden entrar directamente en las reacciones de corrosión. Otro efecto es incrementar la conductividad eléctrica del suelo.

4.8 RESISTIVIDAD DEL SUELO

Otro factor importante de estudio es la resistividad del suelo, nos determina el grado de corrosividad y agresividad del suelo, de acuerdo a los siguientes criterios.

- Muy corrosivo: 0 – 500 ohm-cm.
- Corrosivo: 500 – 1000 ohm-cm.
- Moderadamente corrosivo: 1000 – 2000 ohm-cm.
- Poco Corrosivo: 2000 – 10000 ohm – cm.
- Muy poco corrosivo: > 10000 ohm – cm.

4.9 CONDICION ACTUAL DE LA TUBERIA EN EL TRAMO SENKATA – VIACHA

Los diferentes suelos han sido un producto de la acción de diferentes formaciones geológicas que de acuerdo a la textura se identifican en suelos arenosos en la parte baja y suelos pedregosos en la parte alta. Los suelos de los municipios son normalmente permeables en todo el perfil. Aspecto que acelera la de corrosión de cualquier elemento metálico.

4.10 PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN

Los pasos a seguir, para lograr el objetivo de la investigación, se describe a continuación.

- Recopilación de la información.
- Análisis de la información.
- Evaluación indirecta.
- Evaluación directa.
- Resultados.

4.11 PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN INDIRECTA CON LA TÉCNICA DCVG

El proceso de inspección DCVG se conforma de las siguientes etapas:

1) Estudio preliminar de la cañería a inspeccionar

Se recopiló la información del tramo a inspeccionar Senkata – Viacha, los siguientes parámetros:

- ✓ Relacionados con la Red Primaria: Diámetro, tipo de recubrimiento, año de construcción, sistema de protección catódica, longitud del tramo.
- ✓ Relacionados con el trazado: Tráfico vehicular, estructuras metálicas enterradas, áreas inaccesibles.

2) Señalización de la traza de la cañería

Se procede a señalar la traza de la cañería con estacas ubicadas cada 30 m de distancia utilizando un detector de cañerías.

3) Intervención de los equipos rectificadores

En esta etapa se realiza la instalación de los interruptores sincronizados por satélite (temporizadores) sobre los equipos rectificadores que afecten la zona a inspeccionar. Los ciclos de interrupción de los temporizadores conforman una relación determinada de encendido/apagado para evitar la despolarización significativa de la cañería durante el transcurso de los estudios. Para confirmar la sincronización de los temporizadores se utiliza un osciloscopio digital, comparando los gráficos de onda y verificando si algún temporizador está fuera de sincronismo en cada uno de los mojones kilométricos.

4) Inspección DCVG

- (a) Comenzar la inspección de DCVG a partir del primer CMP (Test Point) del tramo a inspeccionar en el que previamente se ha medido la amplitud de la señal de DCVG. Se selecciona la escala de 25 mV en el medidor para detectar un pulso de señal. El potenciómetro de ajuste de la línea de base (bías) de una de las empuñaduras se usará para situar la amplitud completa de la aguja en la escala del medidor.

Los valores obtenidos deberán ser anotados en un registro.

El empleo de dicho instrumento permite obtener la siguiente información:

- ✓ Localización del epicentro de defectos en el revestimiento con una exactitud de 10 cm.
- ✓ Determinación del tamaño, forma y severidad de cada defecto.
- ✓ Clasificación de cada defecto según el comportamiento de la corrosión, posibilitando la identificación de aquellos defectos que no poseen suficiente protección catódica y pueden derivar en la pérdida de metal.

- ✓ Identificación de zonas con presencia de interferencias eléctricas a través de aquellos defectos que están recibiendo o descargando corriente continua.
 - ✓ Identificación del origen de la corriente de Protección Catódica que actúa sobre cada defecto, con el objetivo de determinar la posibilidad de que un defecto quede sin protección ante el mal funcionamiento de una fuente de Protección Catódica.
 - ✓ Identificación de cañerías o estructuras de terceros que interfieren y se benefician del sistema de Protección Catódica.
 - ✓ Determinación del estado de juntas dieléctricas.
 - ✓ Identificación de defectos ubicados en Cajas de Medida de Potenciales (CMP), utilizadas para mediciones de potenciales con elevada frecuencia.
- (b) Luego proceder a caminar sobre la línea del trazado de la tubería con una inspección DCVG en línea (Electrodos en línea paralela al eje de la tubería), haciendo contacto con el terreno a intervalos de 1.5 a 2 metros el cual deberá ser humedecido de ser necesario y visualizando la aguja del tester analógico en la escala del medidor. Se comprobara continuamente si la aguja oscila en respuesta a la señal de DCVG recibida. Ver Fig. 19

Figura 19. *Personal con el equipo DCV*



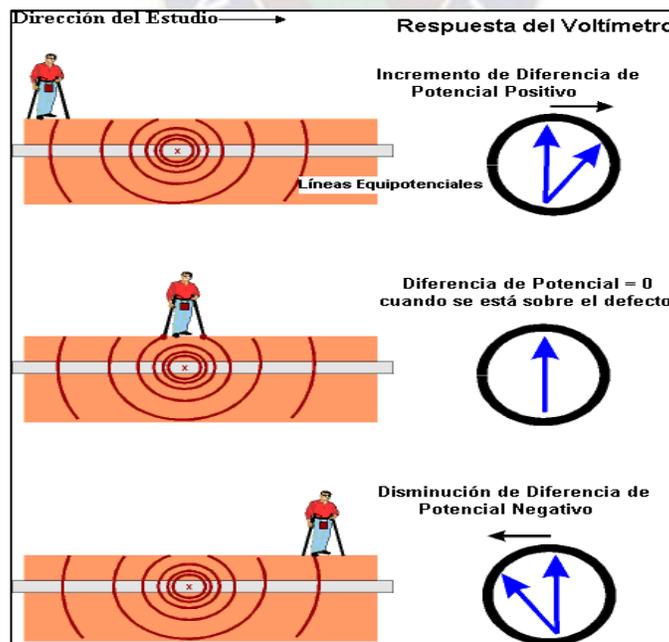
Fuente: MATSERVICE PETRÓLEO

- (c) Si en caso existe una oscilación débil visible en la aguja, se cambiara la escala al rango menor siguiente ajustando el potenciómetro en la empuñadura si es necesario y volver a medir moviendo los bastones unos 2 metros a lo largo del trazado de la tubería manteniéndolo en posición frontal,

buscando ese pulso en la escala del mili voltímetro ajustando el potenciómetro en la empuñadura si es necesario.

- (d) Si se encontrara una oscilación visible, se observara el movimiento de la aguja para ver en qué dirección se encuentra el defecto, porque al acercarse el tamaño aumentara el gradiente de potencial y al alejarse disminuirá, por lo que se deberá seleccionar un rango de voltaje apropiado (10, 25, 50 mV, etc.); utilizar el potenciómetro en la empuñadura de ser necesario.
- (e) A intervalos regulares de 3 ó 4 pasos, se cambiara la posición de los bastones a 90° de forma que estén colocados en posición perpendicular a la tubería, para mantener la inspección sobre el trazado de la tubería.
- (f) Cuando se sobrepasa un defecto, la oscilación de la aguja se invierte por completo. Retrocediendo, se identificara una posición donde no se observa ninguna oscilación de la aguja. Esta posición se denomina la posición nula de fallo de revestimiento. En esta posición el defecto estará situado en el punto medio entre los dos bastones. Se marcará el terreno con una línea en dicho punto central. Ver Fig. 20

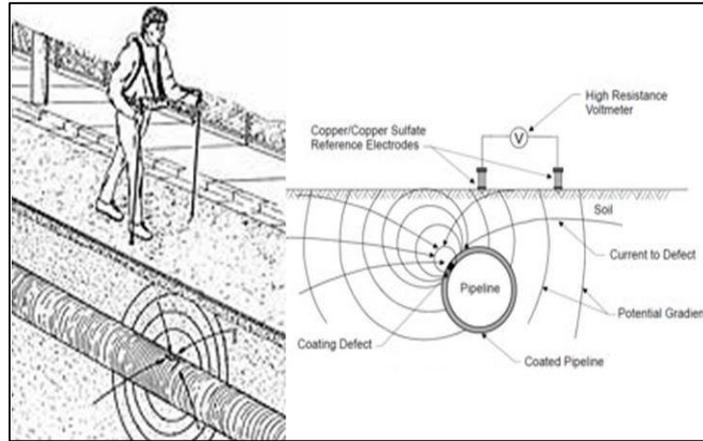
Figura 20. Técnica de estudio DCVG En-Línea



Fuente: Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG – versión Gx Estados Unidos. 2005; p. 8.

- (g) En la posición previamente localizada, se girará 90°, colocándose en posición perpendicular a la dirección de la tubería. Ver Fig. 21

Figura 21. Técnica de estudio DCVG

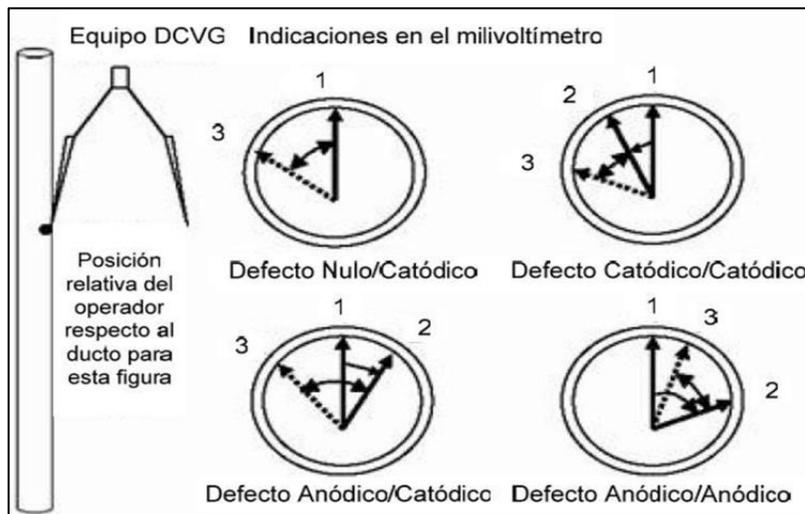


Fuente: *Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG*

- (h) Mirando hacia la marca en el terreno, se repetirá el proceso de localización del defecto descrito en el numeral 8 para identificar de nuevo una oscilación nula, marcando el punto central entre los dos bastones. El epicentro del defecto se halla situado donde las dos líneas se cruzan.
- (i) Se colocará una estaca numerada u otro medio de indicación en la posición del defecto.
- (j) Con uno de los electrodos en el epicentro del defecto y el otro situado aproximadamente a 1.5 metros de distancia, se medirá la Amplitud del Pulso de DCVG por turnos en los cuatro puntos cardinales (Norte, corresponde a la dirección de flujo en la tubería). La amplitud total de la señal del defecto desde el epicentro y la Tierra Remota (OL/RE "Overline to Remote Earth") será medido en una dirección perpendicular a la tubería por tramos cortos evitando la cercanía de otras estructuras metálicas. Los valores obtenidos deberán ser anotados en el registro.
- La oscilación de la aguja en las cuatro posiciones indicará siempre el epicentro del fallo de revestimiento.
- (k) Se deberá verificar el estatus de la corrosión del defecto encontrado anódicas / catódicas o comportamiento frente a la corrosión en el epicentro de cada

defecto, usando medidas tomadas entre el epicentro del defecto y Tierra Remota. Los valores en milivoltios correspondientes al movimiento de extremos de la aguja del reloj del equipo DCVG, deberán ser anotados en el registro.

Figura 22. Respuesta del Voltímetro



Fuente: Fuente: *Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG*

Debido a la intermitencia por la interrupción y el encendido sincronizado, provoca oscilación la que determina el estado de la corrosión según los siguientes aspectos:

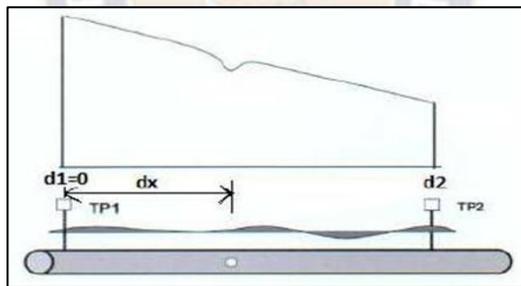
- ✓ Si es **nulo/catódico** la aguja está en el valor cero del medidor y se desplaza a la zona catódica, esto sucede en modo ON e Instant OFF (su valor de este último es nulo) esto significa que en este estado no existe flujo de electrones u oxidación (el sistema en este modo está en equilibrio). Esta condición muestra también que cuando la tubería está protegida, la señal de DCVG mostrada en el reloj del equipo se desplaza a valores negativos (a la izquierda del reloj).
- ✓ Si es **catódico/catódico** la aguja en su oscilación siempre se desplaza hacia zona catódica. Estado protegido
- ✓ Si es **anódico/catódico** la aguja en su oscilación se desplaza hacia la zona anódica y hacia la zona catódica. Estado parcialmente protegido.

- ✓ Si es **anódico/anódico** la aguja en su oscilación siempre se desplaza hacia la zona anódica. Estado no protegido.

Se deberá ver el tipo de estatus (signo + estado catódico y signo – estado anódico) de la señal DCVG registrada según lo observado en el reloj del equipo, estos deberán ser anotados en el registro.

- (l) La oscilación nula en el fallo de revestimiento (claramente identifica por el procedimiento anterior) no debe confundirse con otra oscilación nula que ocurre durante el reconocimiento cuando se cambia del gradiente de voltaje de un defecto al de otro defecto. En este caso no todas las oscilaciones indican la dirección del gradiente de voltaje nulo.
- (m) La distancia de cada defecto “dx” con respecto a referencias adecuadas (Postes de monitoreo de potenciales, por ejemplo) y los GPS en los epicentros de los defectos deben ser anotados en el registro. Ver Fig. 23

Figura 23. Distancia de cada defecto Vs Postes de Monitoreo de Potenciales



Fuente: Fuente: Fuente: MILLER, M. Manual de entrenamiento DCVG

- (n) Señalizar los defectos con estacas.
- (o) Una vez realizada la inspección de todo el tramo y habiendo registrado los datos obtenidos, se deberá proceder con el cálculo del potencial DCVG entre la tubería y la tierra remota (P/RE) “Pipe to remote Earth” en el punto del defecto, según la siguiente fórmula:

Dónde:

$$\frac{P}{RE} = S_1 + \frac{dx(S_1 - S_2)}{(d_2 - d_1)} \dots \dots \dots (1)$$

S1 = Amplitud de la señal de DCVG Tierra Remota en la Caja de Medidas de potenciales 1 (mV).

S2 = Amplitud de la señal de DCVG a Tierra Remota en la Caja de Medidas de potenciales2 (mV).

d 1= Distancia de la Caja de Medida de Potenciales 1 (Esta distancia será cero en el inicio de la Tubería) (m)

d 2= Distancia de la Caja de Medida de Potenciales 2. (m)

d x= Distancia del defecto medida desde la Caja de Medida de Poitenciales 1 (m).

Luego proceder a calcular la severidad (%IR), según la siguiente fórmula:

$$\% IR = \frac{\text{(Amplitud de la señal del epicentro a tierra remota)}}{\text{Amplitud de la señal de la tubería a tierra remota calculada en el}}$$

Remplazando (1) en (2).

$$\% IR = \frac{\frac{OL}{RE} * 100}{\frac{P}{RE}} \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

OL/RE = Pulso del defecto y la tierra remota (mV)

P/RE = Potencial DCVG o diferencia de potencial entre la tubería y la tierra remota (mV)

Los valores obtenidos deberán ser analizados y evaluados con los criterios dados y apoyados en el documento:

✓ Evaluación De Severidad Del Defecto.

- (p) Si en caso los criterios analizados establecidos son severos, se deberá identificar las ubicaciones de estos y realizar las inspecciones directas correspondientes como: excavación de los puntos con defecto crítico, ver estado del revestimiento, agresividad del terreno, evaluación de corrosión externa (pitting), evaluación de corrosión interna (medición de espesores),

verificación de la vida remanente. Estos deberán ser ejecutados por personal propio del Distrito o mediante proceso de contratación según el volumen de obra determinado.

- (q) Elaborar un informe de estudio del revestimiento mediante la técnica de Inspección DCVG de acuerdo a los resultados obtenidos, adjuntando los registros respectivos de la inspección y el plano de recorrido del tramo.
- (r) Generar resumen del informe emitido en el anterior punto, donde se vea las acciones correctivas y preventivas que se ejecutaran de manera inmediata, programada o supervisada.

4.12 PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DIRECTA DE LA CORROSIÓN EXTERNA

Definir el método para detectar y evaluar las disminuciones de espesor en la parte exterior de tuberías enterradas, que estén debajo de los límites permisibles y que puedan afectar la integridad física de los componentes del Sistema de Distribución de Gas Natural, mediante mediciones en la etapa de la Inspección Directa después de los estudios DCVG, utilizando para la evaluación criterios de recomendación práctica a fin de tomar las acciones respectivas.

NORMA

ASME B31G (Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines)

4.12.1 PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO

El personal deberá realizar las Inspecciones Directas en función a la evaluación del revestimiento (Inspecciones Indirectas) según el método utilizado por el nivel de criticidad en DCVG.

Identificados los puntos a ser intervenidos el personal deberá realizar las siguientes actividades siendo estas orientativas y no limitativas:

1. Determinados los puntos de intervención en los registros de las actividades de técnicas DCVG, se deberá coordinar con las áreas de Administración, Legal, Seguridad, Medio Ambiente y Social, además con entidades públicas que

puedan tener incidencia para la ejecución de los trabajos programados (ejemplo sacar permisos ante las alcaldías para realizar excavaciones).

2. Se deberá planificar los trabajos y actividades a ser efectuados generando la siguiente documentación para dicho cometido:

- ✓ Plan de Trabajo
- ✓ Cronograma de Trabajo
- ✓ Recursos involucrados (Personal, Material, equipos y otros)
- ✓ Plan de Contingencia
- ✓ Análisis de Riesgo
- ✓ Preventiva Ambiental
- ✓ Otros que se considere necesario (por ejemplo el informe de los puntos de excavación)

3. Comenzar a realizar la excavación precautelando la integridad de la tubería y sin dañar el revestimiento en las ubicaciones donde se tengan programadas, tomando en cuenta el análisis de riesgo realizado (por recomendación practica se debe aperturar por lo menos 2 metros a lo largo del eje de la tubería, con un ancho y profundidad que permitan inspeccionar la tubería en toda su circunferencia tomando en cuenta recomendaciones de seguridad). Ver Fig. 24.

Figura 24. Excavación de los puntos identificados



Fuente: Elaboración Propia

4. Después proceder a medir el potencial entre la tubería suelo utilizando el método del procedimiento Medición de Potenciales, anotando los datos obtenidos en el registro.
5. Medir la resistividad y PH del Terreno alrededor de donde se produjo la excavación con el método de sonda única usando un galvanómetro (medidor resistividad y PH para suelos). Los datos obtenidos deberán ser anotados en el registro. Ver Fig. 25.

Figura 25. Medida de la resistividad y PH del Terreno



Fuente: Elaboración propia

6. Luego medir el PH y potencial Redox para lugares húmedos/líquidos si hubiera en la excavación o bajo el recubrimiento. Los datos obtenidos deberán ser anotados en el registro.
7. Proceder a limpiar la superficie de la tubería corroída (retirar el revestimiento si en caso existiera) dejando en metal desnudo siguiendo las recomendaciones del análisis de riesgo (tener especial cuidado de afectación al espesor mínimo requerido, se recomienda limpieza manual en este caso) para después determinar el grado de corrosión del defecto encontrado si existiese (abolladura, muesca, grieta, indentación, ranura, entalla, rayón u otro) ver Fig.26, luego medir las dimensiones de indicación del defecto (longitud circunferencial, longitud máxima en dirección axial, profundidad máxima y otros que sean necesarios), los datos obtenidos deberán ser anotados en el registro. Este paso determinara la reparación o cambio de la tubería analizada, por esto se debe tener especial cuidado en medir los defectos encontrados

Figura 26. Tubería expuesta para el estudio



Fuente: Elaboración Propia

8. Proceder a medir espesores a los lados donde se encontró el defecto (recomendable a 25 cm de este retirando el revestimiento en forma circunferencial en esta posición). Ver Fig. 27

Figura 27. Puntos de medida de espesores (Anillo 1 y Anillo 2)



Fuente: <http://matSERVICE.com.bo>

Utilizar para esto el método del procedimiento Evaluación de Espesores Corrosión Interna, anotar los datos obtenidos en el registro.

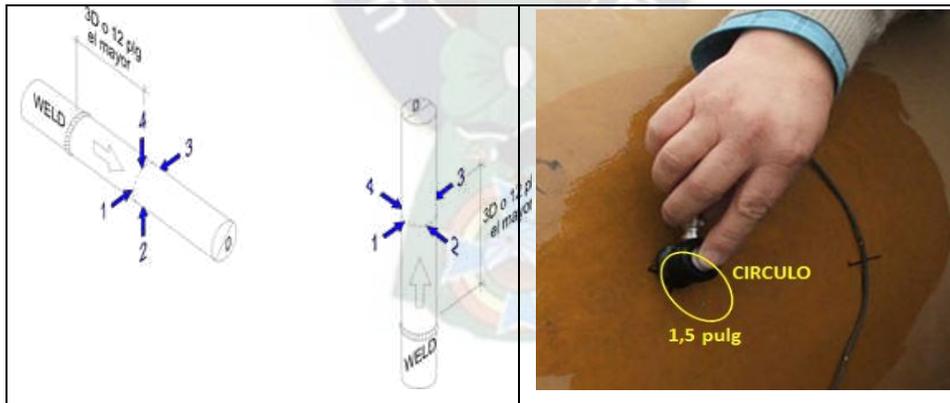
9. Luego con los valores obtenidos se deberá realizar la evaluación mediante el ASME B31G (para zonas corroídas) y el ASME B31.8 (zonas con alteraciones) según sea el caso. En este punto se determinara si la tubería será retirada en el punto de excavación realizada.

10. Después deberá ser revestido con técnicas apropiadas de protección anticorrosiva verificando la compatibilidad del revestimiento aplicado y su buena ejecución con el Detector de Holiday.
11. Proceder a rellenar y tapan la excavación realizada con las buenas prácticas recomendadas e instalando en este punto señalización identificando la zona donde se ha realizado la Inspección Directa.
12. Elaborar un informe de acuerdo a las observaciones encontradas, adjuntando los formularios respectivos de la medición.

4.13 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO: MEDICIÓN DE ESPESORES EN TRAMOS DE RED PRIMARIA

1. Verificar la calibración del equipo con las recomendaciones siguientes:
 - Cada vez que se apague y encienda el equipo.
 - Cada vez que se tenga que cambiar el palpador.
 - Cada vez que se cambien las baterías.
2. Nivel de Mediciones en tubería (4 medidas)

Figura 28. Punto de Medición



Fuente: Fuente: MATSERVICE PETRÓLEO

3. Comenzar la medición de espesores en:
 - Un tramo de longitud mayor (horizontal o vertical lo que fuere primero) en la cámara de válvulas, tramo aéreo o punto de inyección.
 - Un codo (si en caso existiera).

- Una tee de derivación (si en caso existiera)
4. Luego con los valores obtenidos se deberá realizar la valoración con los siguientes pasos:
 - Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el espesor de retiro que corresponda y con el valor de medición anterior, con el objeto de comprobar si todos los puntos se comportan similarmente efectuando la verificación inmediata de lecturas dudosas y determinar la causa y reemplazo de dichos valores.
 - Con la valoración del punto anterior se deberá obtener la velocidad de desgaste por punto.
 - Luego se deberá obtener la velocidad de desgaste promedio y máxima respectivamente para el sistema analizado, así como también la vida restante estimada por corrosión interna “ L_{RE-CI} ”.
 5. Elaborar un informe de acuerdo a las observaciones encontradas, adjuntando los formularios respectivos de la medición.
 6. Generar resumen del informe emitido en el anterior punto.

4.14 APLICACIÓN PRÁCTICA – TRAMO SENKATA VIACHA

4.14.1 DIAGNOSTICO ESTADO DE CORROSIÓN EXTERNA

Se realizara una recopilación de los datos, mediante tablas y graficas datos obtenidos con la técnica de inspección indirecta DCVG y la inspección directa, se determina el estado del tramo de red primaria Senkata – Viacha, por medio del cálculo del porcentaje de severidad en los defectos localizados a lo largo de la tubería, y el análisis de espesores.

A continuación, recopilación de datos.

DATOS GENERALES

Presión = 350 psi

DO= 6 Pulg.

Espesor = 0.237 Pulg.

Material = Esquema 20

Revestimiento = cinta anticorrosiva

Longitud = 18 Km.

Protección catódica = Corriente impresa

4.14.2 DATOS INSPECCIÓN INDIRECTA DCVG

La inspección DCVG evalúa el estado del recubrimiento de la tubería, detectando fallas que este en contacto directo con el electrolito, se clasifica el defecto según la severidad de acuerdo a la Tabla 5.

La relación entre el porcentaje de severidad y la cantidad del daño en el revestimiento depende de varios factores, entre los cuales se puede considerar la resistividad del terreno, la protección de la tubería, la localización, entre otras. Por esta razón se establece una clasificación, de acuerdo a la tabla 6, Esta tiene rangos en cada categoría y según esto se realiza la corrección que sea adecuada para cada defecto.

Tabla 5. *Severidad de los defectos y consideraciones de reparación*

% SEVERIDAD DEL DEFECTO	CLASIFICACIÓN GENERAL	ACCIÓN PROPUESTA
0	Recubrimiento Perfecto	Ninguna
1 – 15	Pequeña Severidad	No requiere reparación
16 – 35	Severidad Media	Considerar reparación
36 – 60	Severidad Media/Grande	Requiere reparación
61 – 100	Severidad Grande	Reparación inmediata

100	Área de Acero expuesto de Gran Tamaño	Reparación e investigación inmediata
------------	--	---

Fuente: PROCORR S.A.S. Manual interno de procedimiento.

Tabla 6. Comportamiento del defecto

COMPORTAMIENTO	ESTADO
Catódico – Catódico	PC apagada (OFF) y PC encendida (ON), el defecto siempre está protegido.
Catódico – Anódico	El defecto está protegido cuando la URPC (Unidades rectificadores de la protección catódica) está en operación, pero desprotegida cuando está apagada. PC (OFF) desprotegido y PC (ON) protegido.
Anódico - Anódico	PC (OFF) y PC (ON), el defecto no está protegido en ningún caso.

Fuente: PROCORR S.A.S. Manual interno de procedimiento.

Cálculo de la Amplitud de la señal de la tubería a tierra remota

$$\frac{P}{RE} = S_1 + \frac{dx(S_1 - S_2)}{(d_2 - d_1)}$$

S1 = Amplitud de la señal de DCVG Tierra Remota en la Caja de Medidas de potenciales 1

S2 = Amplitud de la señal de DCVG a Tierra Remota en la Caja de Medidas de potenciales2

d 1= Distancia de la Caja de Medida de Potenciales 1 (Esta distancia será cero en el inicio de la Tubería)

d 2= Distancia de la Caja de Medida de Potenciales 2.

d x= Distancia del defecto medida desde la Caja de Medida de Potenciales 1.

Calculando el punto D31:

$$\frac{P}{RE} = 599 + \frac{5859 * (1500 - 1000 - 1200 - 990)}{(7830 - 0)}$$

$$\frac{P}{RE} = 382$$

$$\% IR = \frac{(Amplitud de la señal del epicentro a tierra remota)}{Amplitud de la señal de la tubería a tierra remota calculada en el}$$

$$\% IR = \frac{\frac{OL}{RE} * 100}{\frac{P}{RE}}$$

$$\% = \frac{99 * 100}{382} = 26$$

De acuerdo a la severidad con la que cuenta cada falla, se ha seleccionado seis puntos que han de pasar a la fase de Inspección directa. Ver Tabla 4.4.

4.14.3 ANALISIS DE RESULTADO DE LA TECNICA DCVG

Se puede apreciar que existen 6 indicaciones que requieren atención según el porcentaje de severidad de los defectos. Ver tabla 7.

En la tabla 8, nos indica el comportamiento del defecto (anódico – catódico) indicando que está parcialmente protegido, de acuerdo a este criterio es necesario la apertura de zanja.

Tabla 7. Análisis de datos

% DE SEVERIDAD	CLASIFICACIÓN GENERAL	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE INDICACIONES
0	Recubrimiento Perfecto	Recubrimiento Perfecto	-
1 – 15	Pequeña Severidad	Características de pequeñas fallas en el recubrimiento. Tales fallas en el recubrimiento generalmente se pueden dejar sin reparar siempre que el CP de la tubería sea bueno y no existan demasiadas fallas pequeñas de recubrimiento en las proximidades.	57
16 – 35	Severidad Media	Características de medianas fallas en el recubrimiento. Pueden requerir reparación dentro del programa de mantenimientos normal.	6
36 – 60	Severidad Media/Grande	Características de fallas medianas y largas en el recubrimiento. Estas fallas en el recubrimiento necesitan ser excavadas, inspeccionadas y reparadas, a mediano plazo, estableciendo una fecha para su atención.	-
61 – 100	Severidad Grande	Características de Fallas largas e importantes. Atenciones inmediatas.	-
100	Área de Acero expuesto de Gran Tamaño	Área de Acero expuesto de Gran Tamaño	-

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Consolidado de defectos

CATEGORIA	DEFECTO	SEVERIDAD	TOTAL	COMPORTAMIENTO DEL DEFECTO
16% - 35% SEVERIDAD MEDIA	D31	26%	2 PUNTOS	Carácter Catódico/Catódico
16% - 35% SEVERIDAD MEDIA	D44	20%		Carácter Anódico/Anódico

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a los estudios del DCVG donde se consideraron la existencia de daños en el revestimiento de la tubería enterrada Red Primaria con diámetro de 6". Esquema 20, presión de trabajo 350 psig, se presume que estos sitios serian potencialmente de corrosión en la tubería, posteriormente se continuo con las

excavaciones de las zanjas, tomando muy en cuenta que por estos sectores se encuentran otras redes de servicio básico como ser redes de agua y redes de gas natural que son propiedad de YPFB, en el que se identificaron mediante sondeos utilizando picotas y palas, evitándose de esta manera dañar y generar roturas que podrían ser muy peligrosos.

Una vez descubierta la tubería de red primaria se efectúan las pasadas correspondientes a la tubería de Red Primaria mediante el HOLLIDAY DETECTOR, cuantificando los daños encontrados en el revestimiento (TYPE), para luego ser retirados estos revestimientos y partículas sólidas mediante el accionamiento de herramientas mecánicas de forma manual y finalmente mediante un lijado se deja a la tubería a un color blanco metálico para efectuar las inspecciones visuales de corrosión por picaduras, abolladuras y las mediciones correspondientes.

4.14.4 DATOS INSPECCIÓN DIRECTA

A continuación, se detalla la información recopilada por segmentos de tubería en 2 dos diferentes tramos: Los cuales son

1. Tubería de red primaria con coordenadas UTM (X= 581637 E; Y= 8166472 S), ubicado a 100 metros de la válvula tronquera que se suministra gas natural a las ladrilleras de Sekejahuira, donde se procede a una inspección visual a la tubería con respecto a la corrosión por pittings (picaduras), se identifican tres puntos muy severos de pitting (Picaduras), como se observa en la Fig.29: siguiente:

Figura 29. Registro Fotográfico (Tramo1)

OBSERVACIÓN	REGISTRO FOTOGRAFICO
<p>APROX. 2.0 METROS DE LA TUBERÍA NO CONTABAN CON CINTA DE PROTECCIÓN MECANICA</p>	

<p>PUNTO1</p> <p>CORROSIÓN POR PICADURA (PITTING) DE LONGITUD 9 mm</p>	
<p>PUNTO2</p> <p>CORROSIÓN POR PICADURA (PITTING) DE LONGITUD 9 mm</p>	
<p>PUNTO 3</p> <p>CORROSIÓN POR PICADURA (PITTING) DE LONGITUD 8 mm</p>	

Fuente: *Elaboración Propia*

2. Tubería de red primaria, con coordenadas UTM (X=581015.00m E; Y=8165777.00m S), ubicado a 100 metros de la SUBALCALDIA DE TILATA donde se procede a una inspección visual a la tubería con respecto a la corrosión por pittings (picaduras) y posibles abolladuras, donde se identifican visualmente tres puntos muy severos de pitting (Picaduras), como se observa en la Fig.30, Se considera que habrían excedido el límite de profundidad, por lo que se debe cortar la porción dañada de la tubería de Red Primaria de 6 pulgadas y a continuación se muestran los puntos.

Figura 30. Registro Fotográfico (Tramo2)

OBSERVACION	REGISTRO FOTOGRAFIA
<p>PUNTO1</p> <p>CORROSIÓN POR PICADURA (PITTING) DE LONGITUD 9 mm</p>	

<p style="text-align: center;"><i>PUNTO2</i></p> <p style="text-align: center;"><i>CORROSIÓN POR PICADURA (PITTING) DE LONGITUD 4 cm mm</i></p>	
<p style="text-align: center;"><i>PUNTO3</i></p> <p style="text-align: center;"><i>CORROSIÓN POR PICADURA (PITTING) DE LONGITUD 3cm</i></p>	

Fuente: Elaboración propia

Los puntos de corrosión en la tubería descubierta fueron identificados de manera

4.14.4.1 CALCULO DEL PORCENTAJE DE PERDIDA DE ESPESOR Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Con la información obtenida de los puntos de mayor porcentaje de severidad detectados por la inspección DCVG, se determina el porcentaje de pérdida de espesor de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\% \text{ porcentaje de pérdida de espesor} = 100 * \frac{t_{nominal} - t_{medido}}{t_{nominal}} \dots\dots (3)$$

Dónde:

t nominal = Espesor nominal (mm)

t medido = Espesor medido (mm)

Efectuando los cálculos correspondientes con los valores obtenidos IN SITU se obtienen los siguientes resultados:

Remplazando en la ecuación (3)

$$\% \text{ porcentaje de pérdida de espesor} = 100 * \frac{4,77 - 4,71}{4,77}$$

$$\% = \text{profundidad de picadura} = 37,11 \%$$

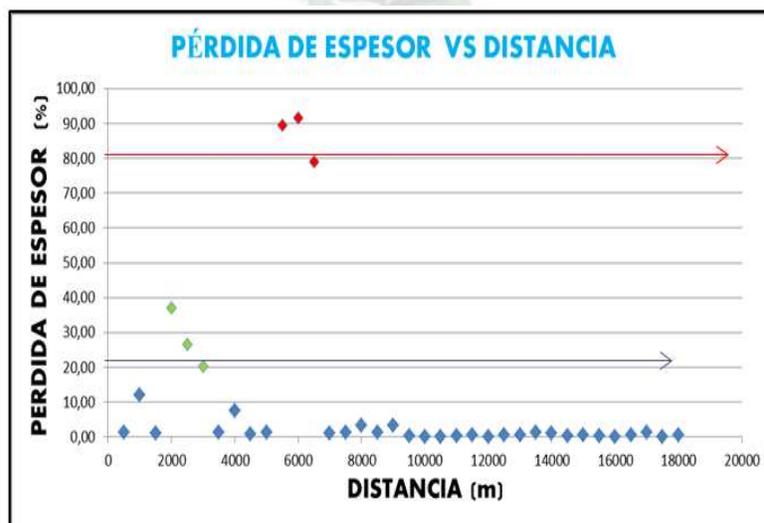
Por lo que, a continuación se detallan las dimensiones de las pérdidas de espesor en el punto D31 y los cálculos en porcentajes en el siguiente cuadro, Tabla 9.

Tabla 9. Dimensiones de las picaduras y cálculos en porcentaje

PUNTO	ESPESOR MEDIDO (mm)	ESPESOR NOMINAL (mm)	PÉRDIDA DE ESPESOR (%)	OBSERVACIÓN
1	3.00	4.77	63	Como se observa los valores de picaduras 1,2, habrían excedido el 50 % y el 3 estaría cerca al 50%, de acuerdo a la 31G se sugiere y recomienda cambio de recubrimiento.
2	3,50	4.77	59	
3	3,80	4.77	44	
4	0,5	4.77	89,52	De acuerdo al los criterios de aceptación de la Norma ASME 31G, se sugiere y recomienda cambio de tramo
5	0,40	4.77	91,62	
6	1,00	4.77	79,04	

Fuente: Elaboración Propia

1. **Grafica 1 : Perdida de espesor Vs Distancia**

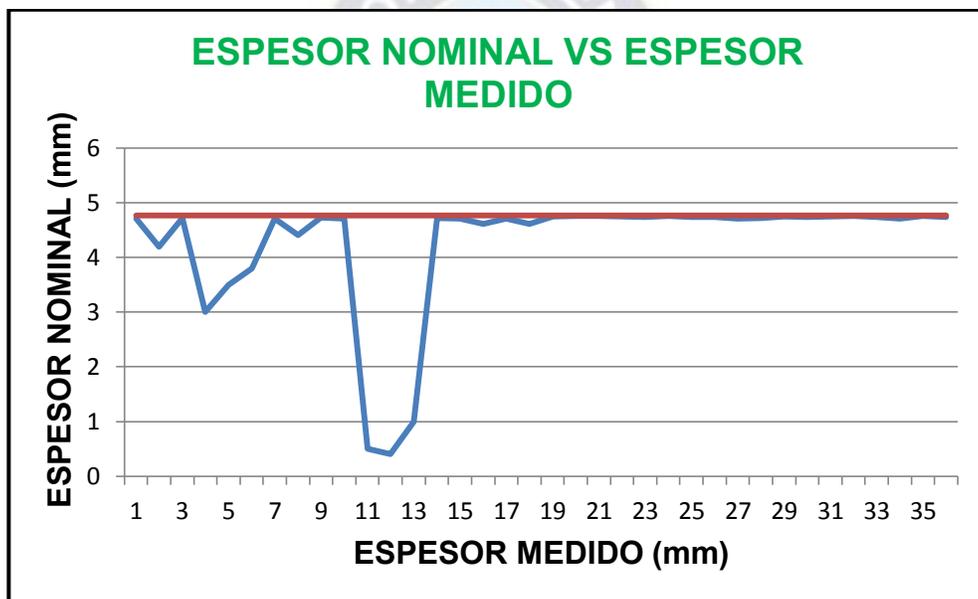


Fuente: Elaboración propia

Se encontraron 3 defectos que supera el 20%, los cuales de acuerdo a la Norma ASME 31G, deben ser reparados con cambio de revestimiento inmediatamente. Estos defectos a ser reparados se identifican en la Gráfica 1.

Se han encontrado 3 defectos que supera el 80%, los cuales de acuerdo a la Norma ASME 31G, Se considera que habrían excedido el límite de profundidad, por lo que se debe cortar la porción dañada de la tubería de Red Primaria de 6 pulgadas. Se identifica en la Gráfica 1.

2, **Grafica 2 . Espesor nominal Vs Espesor medido**



Fuente: Elaboración propia

En la Grafica 2, se puede observar que el pico más bajo no soportaría el espesor requerido para que siga operando, en estos puntos se requiere cambio de tramo.

4.14.4.2 ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE MEDICIÓN DE ESPESORES PARA SU MANTENIMIENTO.

De acuerdo a la medición de espesor realizada, se analizó el tipo de reparación que se iba aplicar.

Tramo 1: De manera general, la pérdida de espesor es menor al 20% del espesor nominal, por tanto, se realizó únicamente un cambio de recubrimiento. De acuerdo a los criterios de aceptación de la Norma ASME 31G. Ver Tabla 4.3

Tramo2: En consecuencia, estos dos sectores identificados como puntos muy severos estarían colocando a la Red Primaria de 6 pulgadas en un peligro latente en un futuro inmediato y estaría con una probabilidad de presentarse UNA FUGA POR FATIGA, por lo que se recomienda y sugiere los cambios de tramo colocando los NIPLES con las longitudes de un metro o más, para evitar de esa manera los peligros que podrían suscitarse en cualquier momento, pérdidas humanas y económicas. De acuerdo a los criterios de aceptación de la Norma ASME 31G. Ver Tabla 10

Tabla 10, Tipo de reparación de acuerdo al defecto

CATEGORIZACIÓN DEL DEFECTO EN FUNCIÓN AL ESPESOR DE PARED DE LA TUBERÍA	TIPO DE REPARACIÓN
Pérdida de espesor (d) ≤ 20 % Espesor nominal (t) Norma ASME B 31 G	Revestimiento del mismo material, con el que está revestida la tubería inspeccionada. La aplicación de revestimiento de la tubería deberá ser realizada y de acuerdo a procedimiento y recomendaciones del fabricante del revestimiento.
20 % t ≤ d ≤ 80 % t Norma ASME B 31 G	Refuerzo Clock Spring o similar. Previa evaluación, según la norma ASME B 31 G. La aplicación del revestimiento deberá ser realizado de acuerdo a procedimiento y recomendaciones establecidas por el fabricante del refuerzo, el mismo que deberá indicar la normativa bajo la cual se ha fabricado el producto y la aplicación del mismo.
d > 80 % t Norma ASME B 31 G	Cambio de tramo

Fuente: Manual para la determinación de la resistencia remanente de tuberías corroídas ASME B31G.

4.14.5 LOS TRABAJOS DE ESTUDIO DE INTEGRIDAD DE DUCTOS REFLEJARON LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES

En las excavaciones realizadas la tubería únicamente contaba con cinta de protección anticorrosiva, y no así la cinta de protección mecánica por lo que se encontraban expuestos totalmente a la corrosión. Ver. Figura.31.

Figura 31.Tubería Sin Protección Mecánica



Fuente: Redes de gas área de operación y mantenimiento (YPFB)

- i. La cinta de protección anticorrosiva se encontraba bastante deteriorada, se presume que esto a raíz de la tubería al momento de su instalación fue desfilada y tendida una vez aplicado el recubrimiento.

Figura 32. *Recubrimiento deteriorado*



Fuente: Redes de gas área de operación y mantenimiento (YPFB)

- ii. En la inspección visual se observó que de las excavaciones realizadas la tubería no contaba con cinta de señalización.

Figura 33. *Tubería Sin Cinta De Señalización*



Fuente: Redes de gas área de operación y mantenimiento (YPFB)

Por esta razón, se recomienda realizar trabajos de mantenimiento efectuando un cambio en el revestimiento con refuerzo, cuya longitud debe ser aproximadamente 1 metro.

4.14.6 MANTENIMIENTO

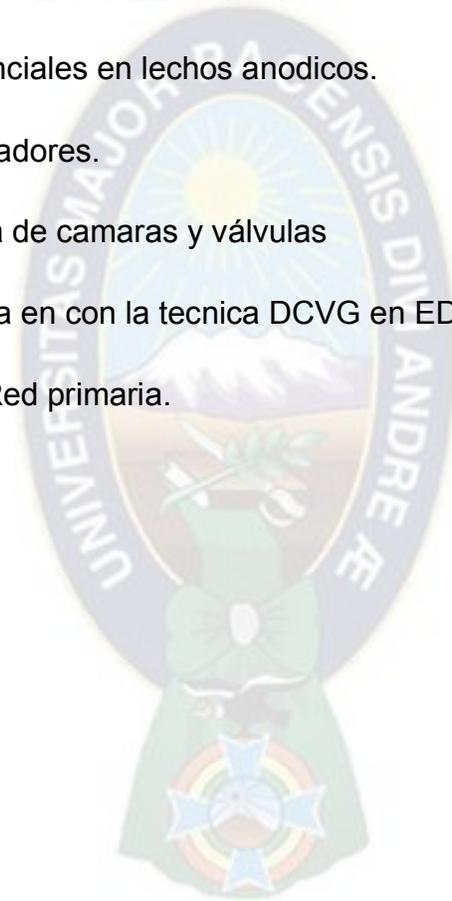
Los sistemas de distribución de Gas Natural deberán ser mantenidos de forma tal de garantizar la seguridad en su operación durante la vida útil de los mismos.

Todo tramo de tubería que no ofrezca seguridad deberá ser reemplazado reparado o retirado del servicio.

Ante la detección de un daño o deterioro sobre parte de la instalación que representara un peligro, deberán tomarse inmediatamente las medidas provisorias a fin de proteger el público, el Medio Ambiente y la propiedad. Para aquellos casos donde no fuera posible realizar una reparación definitiva en el momento de detectar el problema, se deberán tomar las medidas provisorias en forma inmediata, pudiendo diferir la solución definitiva manteniendo las condiciones de seguridad bajo control.

LAS TAREAS A REALIZARSE PARA SU MANTENIMIENTO DE LA RED PRIMARIA

1. Inspección visual
2. Medición de espesores en EDRs, CITYGATE.
3. CONTROL DE NIVELES DE OLOR
4. MEDICION DE POTENCIALES On-Off
5. Medición de potenciales en lechos anódicos.
6. Control de rectificadores.
7. Inspección directa de camaras y válvulas
8. Inpección indirecta en con la tecnica DCVG en EDRs y CITYGATE
9. Señalización de Red primaria.



CAPITULO V

CONSIDERACIONE DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN LA INSPECCION DE LA RED PRIMARIA

En las operaciones de inspección de la tubería de red primaria y con el propósito de prevenir lesiones, deterioro de la salud de los trabajadores y de proporcionar lugares de trabajos seguros y saludables, se define responsabilidades, procedimientos y prácticas seguras de Seguridad Industrial.

Para alcanzar los objetivos de Seguridad industrial, YPFB (Redes de Gas) dispone como obligatorio la implementación y aplicación de los siguientes Sistemas de Gestión para servicios que se vaya a brindar en áreas operativas de campo:

- ✓ Sistema de Gestión de Seguridad industrial según la Norma OHSAS 18001 o Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo ISO 45001.

Equipo de protección personal (EPP)

El personal de acuerdo a su actividad, debe tener el equipo de protección personal (ropa de trabajo, botas o botines de seguridad, casco de seguridad, guantes, arneses, respiradores, mandil, protectores visuales, sacones, auditivos, u otros aplicables), además se debe proveer el EPP para los trabajos específicos como ser: soldadura, arenado, pintado, etc. aplicable para cada tarea según norma, ANSI, ASTM, IRAM, IBNORCA, NR-INMETRO, etc.

La selección y dotación de los EPP específicos debe ser ejecutada en función a:

- ✓ Los peligros del lugar de trabajo asociados con trabajos específicos (actividades normales, actividades de mantenimiento y emergencias).
- ✓ Los riesgos ocupacionales al que se someten las personas al realizar esos trabajos.

Después de haber realizado una identificación de los peligros y la evaluación de los riesgos, se debe entrenar o capacitar a sus trabajadores en los siguientes aspectos:

- ✓ Cuando es necesario utilizar los equipos de protección personal.

- ✓ Clase de equipo de protección personal se debe utilizar.
- ✓ Las limitaciones del equipo de protección personal.
- ✓ El cuidado apropiado, mantenimiento, vida útil y desecho del equipo de protección personal.

La dotación de EPP al personal debe ser entregada previa inicio de actividades de acuerdo al siguiente listado, en función del riesgo de la actividad a realizar: Ver Tabla 11

Tabla 11. Lista de Protección Personal (EEP)

Lista de Equipo de Protección Personal (EPP)	
1	Pantalones Jean
2	Camisas Jean (min 80% algodón)
3	Pantalón Ignifugo (Si Aplica)
4	Camisas Ignifuga (Si Aplica)
5	Botines /botas de Seguridad
6	Botas de seguridad de goma
7	Guantes de Cuero
8	Protectores Auditivos (Tapones (oídos) de espuma de poliuretano o siliconados), o tipo Copa
9	Sacón impermeable de PVC
10	Parka o Chamarra para el frio
11	Gafas de seguridad claras
12	Gafas de seguridad oscuras
13	Credencial de Identificación
14	Casco de Seguridad y sujetador (Barbiquejo)
15	Overall Ignifugo (Si Aplica)

FUENTE: YPFB (Redes de Gas)

Están prohibidas las camisas manga corta o con variación en las mismas, éstas deben ser de manga completa hasta la muñeca y con características de seguridad. No se aceptará otro tipo de ropa que no sea igual o mejor según las características descritas en el presente documento. Ningún trabajador podrá ejecutar trabajos sino dispone de la respectiva ropa de trabajos, así como también ropa muy desgastada, con aberturas o rota (en mal estado). Algunas actividades requerirán que la ropa o alguna prenda (chaleco) deban disponer de elementos reflectivos al momento de trabajar en áreas de circulación.

No está permitido utilizar ropa usada por otros trabajadores ya que es considerada una prenda de uso personal.

5.1 Protección de cabeza

Se debe utilizar casco siempre que el trabajador esté ejecutando labores donde exista peligro u exposición a ser lastimado por objetos que puedan caer, equipo pesado, objetos bajo presión o si se trabaja cerca de conductores eléctricos que estén expuestos y que puedan entrar en contacto con su cabeza. De esta manera estará protegido contra los impactos y penetraciones de objetos, asimismo de quemaduras y choques eléctricos.

La selección del casco recomendado es de Clase G y es de responsabilidad de la contratista su dotación. Los cascos deben seguir el formato de la norma ANSI Z-89.2009, los cascos tienen un tiempo de vida y cualquier defecto, rotura, pintado o perforado lo inhabilita para su uso. El arnés interno o badana del casco debe ser cambiado en un lapso no mayor del año o toda vez que presente defectos.

Los cascos no deben ser perforados, raspados o sometidos a condiciones extremas que puedan afectar su característica, cualquier defecto inhabilita su utilización, se recomienda la dotación de cobertores de casco (gorros cubre-casco) para climas fríos para poder evitar que los trabajadores utilicen por debajo su casco gorras u otro tipo de cobertores que presentan condiciones inseguras en el uso del casco.

5.2 Protección de las manos

Durante la ejecución de actividades las partes del cuerpo lastimadas más frecuentemente que cualquier otra parte del cuerpo son los dedos, las manos y los brazos. En ese entendido, el trabajador debe utilizar protección adecuada para sus manos (guantes) cuando esté expuesto a riesgos, como los que se presentan por la absorción de sustancias peligrosas, cortaduras, raspaduras severas, perforaciones, quemaduras químicas y térmicas, etc. La selección del tipo de guantes debe estar en función al tipo de trabajo a ejecutarse.

No se deben utilizar guantes con refuerzo metálico al trabajar con equipos eléctricos, para todo trabajo con químicos se debe utilizar guantes de goma o nitrilo (impermeables)..

Para actividades que requieran de trabajos con electricidad es mandatorio el uso de guantes dieléctricos certificados por el fabricante con su respectivo recubrimiento protector. Toda tarea debe ser realizada siempre utilizando el guante apropiado para la actividad, el no hacerlo involucrará el registro de una condición insegura y la respectiva parada del trabajo del personal involucrado. Los tipos de guantes a utilizar deben cumplir la norma ANSI Z-81, está prohibido utilizar anillos, relojes u otro tipo de aplicación en las manos cuando se trabaja con equipo, maquinaria o con electricidad.

5.3 Protección de pies

Los botines y botas de seguridad para protección de los pies deben ser seleccionados de acuerdo al tipo de trabajo que se deba ejecutar y usarse constantemente en áreas de trabajo donde existan riesgos de:

- ✓ Caigan y/o rueden objetos pesados o agudos.
- ✓ Existan objetos agudos en el piso que provoque perforación de la suela del zapato.
- ✓ Existan derrames de líquidos (hidrocarburos, lubricantes, ácidos, agua, etc.).

Por lo indicado, los botines y botas de seguridad deben disponer de un reforzamiento en estructura de acero (o similar) en la punta y con suelas resistentes a deslizamientos si se trabaja con y/o sobre químicos líquidos deben utilizarse botas de goma, caucho u otro tipo sintético (no poroso).

Toda área o sector donde existan riesgos para los pies deben estar claramente señalizados.

5.4 Protección de los oídos

El sistema auditivo puede ser afectado en el trabajo de manera común, muchas veces ignorada y de ocurrencia gradual debido a ruidos elevados que ocasionan daño sin causar dolor. Por lo indicado el trabajador debe ser capacitado y dotado del equipo de protección adecuado cuando se evidencie lo siguiente:

- ✓ El nivel de ruido sea igual o mayor a 85 dB.
- ✓ Los sonidos en el área de trabajo sean continuos y/o irritantes.
- ✓ Existan señalizaciones que indiquen que se requiere protección auditiva.

La utilización de protectores auditivos para aislar ruidos dañinos puede estar al mismo tiempo aislando sonidos que se necesite escuchar como voces o alarmas, por lo que en áreas de trabajo donde se requiera el uso de estos implementos de protección, las alarmas deben estar acompañadas de luces intermitentes.

Se debe proveer de la protección auditiva correcta en los diferentes casos y tipos de trabajo y el Contratista es responsable de escoger ese tipo de protección.

Algunas actividades requerirán de doble protección y el equipo específico para lo cual la Fiscalización o Supervisión de YPFB debe verificar el cumplimiento del mismo.

Los tapones de esponja sólo son para uso temporal por parte de personas que realizan una visita y que tienen las manos limpias, no se recomienda para el uso del personal que necesita protección a diario.

5.5 Protección respiratoria

Los elementos de protección respiratoria están destinados a proteger las vías respiratorias de riesgos de inhalación de partículas sólidas, líquidas o gaseosas dispersas en el aire o en ambientes confinados.

El Contratista debe obligatoriamente dotar el equipo de protección necesario a sus empleados, dependiendo del trabajo a ejecutar y del medio ambiente en los casos siguientes:

- ✓ Existencia de partículas sólidas, líquidas y/o gaseosa en la atmósfera de trabajo.
- ✓ Deficiencias de oxígeno.
- ✓ Altas concentraciones de tóxicos
- ✓ Contaminantes del aire desconocidos.

Es importante considerar la utilización de respiradores filtrantes (presión negativa) en ambientes donde se tengan contaminantes que se puedan filtrar de acuerdo a un código básico de colores (dependiendo del contaminante).

Los respiradores deben almacenarse protegidos del polvo, luz del sol, calor, frío riguroso, humedad excesiva y sustancias químicas dañinas y con la máscara y válvula de exhalación en una posición normal para prevenir la deformación. No se deben almacenar en lugares tales como armarios o cajas de herramientas, al menos que sean estuches portadores o cajas de cartón proporcionadas por el fabricante.

Cuando se utilicen equipos que requieran la provisión de aire, los cilindros de aire o compresores deben estar identificados con un nombre común como "aire comprimido para respirar" o "aire para respirar". Este aire suministrado debe ser del Grado D.

Los equipos de respiración deben ser utilizados por personal competente y con la debida capacitación registrada, con los certificados o documentación respectiva. Los equipos de protección personal en general deben estar sometidos a un buen mantenimiento, esto implica limpiar y desinfectar adecuadamente los mismos.

En las tareas de arenado abrasivo es requisito suministrar aire con la clasificación “grado D” no importando si el medio de suministro es asistido o auto contenido.

Posterior al uso de los respiradores con filtros, éstos deben ubicarse en su respectiva bolsa o contenedor para así evitar el contacto mínimo con el aire pues éste degenera la capacidad filtrante del equipo.

Otros equipos

Para realizar los trabajos en y cerca de superficie de agua se debe usar chalecos salvavidas, el mismo debe ser capaz de mantener a la persona en 60° en relación a la superficie de agua y cumplir las normas USCG (Norma americana). Las uniones deben ser capaces de no permitir un balanceo de la persona por efecto de absorción de agua, el chaleco debe tener franjas reflectivas para una rápida localización, deben tener dispositivos de sujeción para una evacuación rápida, deben ser capaces de ponerse en no más de 30 segundos.

Para realizar trabajos con equipo rotativo o en movimiento que puede impactar al cuerpo se debe usar pecheras especiales y si es requerido también poner protección de las piernas.

5.6 Equipos y Herramientas

Los equipos y herramientas utilizados por el Contratista y sus subcontratistas deben cumplir mínimamente (no limitativo) con los siguientes requisitos:

- ✓ Los equipos deben ser de fábrica, no serán aceptados aquellos fabricados artesanalmente y fuera de la norma.
- ✓ Los equipos con partes móviles y todo el componente giratorio debe estar convenientemente protegido con guardapolvos o barreras físicas fijas de fábrica y que no permitan mover o desmantelar estas barreras por parte de personal.
- ✓ Los equipos con partes móviles, podrán ser solamente operados por personal competente y entrenado para el uso de equipos y además en el área de

trabajo debe existir el letrero o señalización respectivo “Solo personal Autorizado”.

- ✓ Inspeccionar las herramientas antes de su uso diario y registrar su verificación. Se deben reparar o reemplazar las que presenten defectos.
- ✓ Se deben descartar equipos y herramientas que no puedan ser reparadas y no ofrezcan condiciones seguras. La Fiscalización o Supervisión de YPFB tiene la potestad para suspender trabajos por la utilización de una herramienta no adecuada o que no reúnan las características para su uso, esta suspensión de actividades será responsabilidad del contratista.
- ✓ No se debe realizar otro tipo de trabajos con herramientas o equipos no dispuestos para este fin.
- ✓ Todas herramientas portátiles eléctricas deben conectarse a tierra y tener doble aislamiento.
- ✓ Los cables de extensión deben conectarse ya sea por encima o fuera de área de circulación, señalizándolo para evitar peligro de desconexión o corte. Estos cables deben protegerse.
- ✓ Toda herramienta eléctrica debe apagarse antes de conectarla o desconectarla de la fuente de energía.
- ✓ No se debe utilizar herramientas eléctricas en atmosferas explosivas. En estos casos se debe seleccionar una herramienta neumática o herramientas que tengan capacidades a prueba de explosión o intrínsecamente segura según aplique la instalación.
- ✓ Debe disponerse de un ambiente o mobiliario donde se almacene las herramientas adecuadamente después de cada jornada de trabajo.
- ✓ Todos los machetes y equipos punzo cortantes deben estar puestos en su respectiva funda o protector para evitar cortes o daños.
- ✓ Las amoladoras y equipos rotativos deben tener protecciones y agarras respectivos para realizar el trabajo no aceptándose improvisaciones o malas prácticas.
- ✓ Todas las herramientas de medición deben contar con su Certificado de Calibración Vigente emitido por el fabricante o en un laboratorio certificado.

CAPITULO VI

ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO

6.1 GENERALIDADES

Para realizar un presupuesto de intervención, es necesario tomar en cuenta ciertos factores importantes como son la mano de obra calificada, especialistas en diferentes actividades y los equipos a utilizarse, para este presupuesto se realizaron un análisis de todas las actividades que conllevan para cumplir estos procedimientos.

6.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS

6.2.1 COSTO DE OBRAS CIVILES

Refleja el costo total de la intervención que implican en obras civiles realizadas.

ITEM 1.- INSTALACIÓN DE FAENAS

Descripción

Este ítem comprende todos los trabajos preparatorios y previos a la iniciación de las obras que realizan el contratista, tales como: Instalaciones necesarias para los trabajos, oficina de obra si es que lo amerita el caso, galpones o container para depósitos, caseta para el cuidador, cerco de protección, portón de ingreso para vehículos, transporte de equipos, herramientas instalación de agua electricidad y otros.

Medición y Forma de Pago

La instalación de faenas será medida en forma global o en metros cuadrados, considerando únicamente la superficie de los ambientes mencionados y en concordancia con lo establecido en la presentación de propuesta. No corresponde efectuar ninguna medición; por lo tanto, el precio debe ser estimado en forma global conforme a la clase de obra.

ITEM 2.- MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE EQUIPO, MATERIAL HERRAMIENTA Y PERSONAL

Descripción

Este ítem comprende todos los trabajos preparatorios, movilización del personal y equipo necesarios hasta finalizar la obra.

Medición y Forma de Pago

La instalación de faenas será medida en forma global o en metros cuadrados, considerando únicamente la superficie de los ambientes mencionados y en concordancia con lo establecido en la presentación de propuesta. No corresponde efectuar ninguna medición; por lo tanto, el precio debe ser estimado en forma global conforme a la clase de obra. El pago de este ítem se hará por el precio global aceptado en la propuesta.

ITEM 3.- EXCAVACIÓN DE ZANJA TERRENO SEMIDURO CON MAQUINARIA

Descripción

Este ítem comprende todos los trabajos de excavación para la colocación y tendido de tuberías y construcción de cámaras de inspección, en diferentes clases de terreno, hasta las profundidades establecidas en los planos correspondientes.

Medición y Forma de Pago

Las excavaciones se medirán en metros cúbicos, tomando en cuenta únicamente los volúmenes netos ejecutados, de acuerdo a los anchos y profundidades establecidas en los planos y autorizadas por el Supervisor de Obra, cualquier excedente estará a cargo de la empresa ejecutora.

ITEM 4.- RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA

Descripción

Este ítem se refiere al relleno y compactado de tierra cernida, que consisten en reponer tierra seleccionada debidamente compactada, en estricta sujeción a los planos de construcción.

Medición y Forma de Pago

Este ítem será medido en metros cúbicos compactados.

ITEM 5.- RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA COMÚN

Descripción

Este ítem se refiere al relleno y compactado de tierra común, que consisten en reponer tierra seleccionada debidamente compactada, en estricta sujeción a los planos de construcción.

Medición y Forma de Pago

Este ítem será medido en metros cúbicos compactados.

ITEM 6.- LIMPIEZA Y RETIRO DE ESCOMBROS

Descripción

Este ítem comprende carguío, retiro y traslado de todos los escombros producidos durante la ejecución de las obras de las veredas, calles y avenidas, mismas que deberán ser llevadas a lugares adecuados y determinados por la unidad de Medio Ambiente de la H.A.M.V.M.

Medición y Forma de Pago

La limpieza y retiro de escombros se medirá de forma global.

6.2.2 COSTO DE OBRAS MECANICAS

ITEM 7.- VERIFICACIÓN DE REVESTIMIENTO MEDIANTE HOLLIDAY DETECTOR Y REPARACIÓN DE REVESTIMINETO

Descripción

El ítem corresponde a la prueba de discontinuidad eléctrica en revestimiento anticorrosivo y mecánico con la utilización del detector Holliday, de tal manera que se pueda identificar los puntos defectuosos de revestimiento. Posteriormente se realizarán los trabajos mecánicos necesarios para reparar dichos defectos.

Materiales, Herramientas Y Equipos

Tabla 12. *Materiales herramientas y equipos*

MATERIALES	MANO DE OBRA	EQUIPO
<ul style="list-style-type: none">- Cinta de protección anticorrosiva- Cinta de protección anticorrosiva- Cinta de protección mecánica.- Primer- Herramientas menores para obras menores	<ul style="list-style-type: none">- Taipeador (Encintador)- Ayudante de taipeador (Encintador)	Equipo Holliday

Fuente: Redes de Gas El Alto (YPFB)

Medición

El presente ítem se medirá por METRO (M), tomando en cuenta únicamente los volúmenes netos ejecutados.

Forma de Pago

El pago de ítem se hará de acuerdo a la unidad y precio de la propuesta aceptada. Este costo incluye la compensación total por todos los materiales, mano de obra, herramientas, equipo empleado y demás incidencias determinadas por ley.

ITEM 8.- SOLDADURA DE TUBERIA Y ACCESORIOS DE ANC DN 6" SCH 40

UNIDAD: METRO CUBICO (M3)

Descripción

Este ítem comprende todos los trabajos necesarios para soldadura de accesorio NIPLE, los soldadores deben ser calificados de acuerdo a las normas vigentes.

Soldadura de Tuberías y Accesorios

Cada soldadura tendrá por lo menos tres pasadas, la soldadura terminada estará libre de huecos, inclusiones no metálicas, burbujas de aire y otros defectos.

Inspección visual de Soldadura

Para la prueba de calificación la soldadura debe estar libre de grietas, escorias, penetración inadecuada, quemones, apariencia de limpieza y destreza en su ejecución. El socavado adyacente al cordón final en el exterior del tubo no debe exceder lo indicado en norma.

Los que intervienen en la soldadura debe de colocar su firma o rubrica indicando si la junta esta reprobada o aprobada.

Materiales, Herramientas y Equipo

Tabla 13. *Materiales herramientas y equipos*

MATERIALES	MANO DE OBRA	EQUIPO Y MAQUINARIA
<ul style="list-style-type: none">- Disco de corte- Disco de desbaste- Cepillo circular- Electrodos 60/10	<ul style="list-style-type: none">- Soldador 6G- Ayudante de soldador- Inspector de soldadura	Motosoldadora Amoladora

Fuente: Redes de Gas El Alto (YPFB)

ITEM 9.- END POR RADIOGRAFIADO DE JUNTAS SOLDADAS DN 6" SCH 40

UNIDAD: GLOBAL (GLB)

Descripción

Este ítem comprende todos los trabajos necesarios para la ejecución del radiografiado de las juntas soldadas, la interpretación y la evaluación radiográfica.

Materiales, Herramientas y Equipo

Contar con todos los materiales, herramientas y equipos necesarios para la ejecución de los trabajos.

Tabla 14. *Materiales herramientas y equipos*

MATERIALES	MANO DE OBRA	EQUIPO Y MAQUINARIA
SERVICIO DE RADIOGRAFÍA	-	-

Fuente: Redes de Gas El Alto (YPFB)

Medición

La unidad de medida para el presente ítem será Global, en la cantidad estipulada en el volumen de la obra.

Forma de Pago

El pago del ítem se hará de acuerdo a la unidad y precio de la propuesta aceptada. Este costo incluye la compensación total por todos los materiales, mano de obra, herramientas, equipo empleado.

6.3 PRESUPUESTO PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA

El costo por el servicio de inspección mediante las técnicas DCVG se detalla en los cuadros siguientes:

6.3.1 LISTA DE EQUIPOS E INSTRUMENTOS

1. Registrador de Potenciales Quantum, fabricado por DC Voltaje Gradient Technology & Suply Ltd.

2. Medidor de Gradientes de Potencial DCVG, fabricado por DC Voltaje Gradient Technology & Suply Ltd.
3. Interruptores Sincronizados EPIGPS2, fabricado por Epca+Imastec
4. Localizador de cañerías Amprobe R-3000 PRO.
5. Equipo rectificador portátil 50 V – 50 A
6. Multímetro Digital FLUKE 189 • Osciloscopio Fluke Scope Meter
7. Navegador Satelital Garmin GPS 76

6.4 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

Análisis de costo está en función a las recomendaciones que son de cumplimiento, que se establecen en el especificaciones técnicas en los controles y forma de ejecución que están enmarcadas en ejecución correcta para cubrir los estándares en este tipo de tuberías y las solicitudes a las que están expuestas.

El análisis costo-beneficio como herramienta financiera el cual mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de corrección inmediata con el fin de evaluar su rentabilidad, entendiéndose por una actividad de prevención no solo como la creación de un nuevo negocio, sino también, como un indicador de beneficios intangibles, como en nuestro caso, para evitar explosiones del ducto, incendios y fatalidades.

A su vez se mitigarán y evitarán otras posibles pérdidas económicas y gastos por accidentes e incidentes preservando la seguridad de la población.

Teniendo en cuenta que la vida útil de una cañería (con el revestimiento polietileno extruido tricapa) es mayor a 30 años, resulta que los beneficios que trae aparejado realizar inspecciones mediante DCVG y CIPS justifican ampliamente los costos de inversión (aproximadamente 28.000 U\$S), que además, se invertirán una sola vez porque los equipos, si son bien mantenidos, no se dañan con el tiempo)

6.4.1 MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA (18 km.)

En este acápite se analiza que para realizar la inspección en la tubería aplicamos el método de inspección directa esta tiene la dificultad de realizar excavación con maquinaria a lo largo del tramo la que permite poder realizar la inspección de manera directa con la actividad de verificación de revestimiento mediante Holliday detector y reparación de revestimiento, la que permite verificar a lo largo del tramo obteniéndose resultados puntuales para luego este pueda intervenir.

Para obtener el presupuesto general de la intervención se realizó el análisis de precios unitarios de cada una de las actividades desde su rendimiento y consideraciones en costos indirectos.

Tabla 15. Mantenimiento de red primaria - inspección directa 18 km.

**PRESUPUESTO POR ÍTEM Y GENERAL DE LA OBRA
Expresado en Bolivianos
OBRAS CIVILES**

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (Numeral)	Precio Total (Numeral)
1	INSTALACIÓN DE FAENAS	GLB	1,00	1.560,28	1.560,28
2	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE EQUIPO, MATERIAL, HERRAMIENTAS Y PERSONAL	GLB	1,00	12.331,64	12.331,64
3	EXCAVACIÓN DE ZANJA TERRENO SEMIDURO CON EQUIPO	M3	18000,00	26,58	478.440,00
4	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA (S/PROVISIÓN)	M3	5400,00	89,10	481.140,00
5	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA COMÚN	M3	12600,00	58,68	739.368,00
6	LIMPIEZA Y RETIRO DE ESCOMBROS	GLB	1,00	24.010,58	24.010,58
OBRAS MECÁNICAS					
7	VERIFICACIÓN DE REVESTIMIENTO MEDIANTE HOLLIDAY DETECTOR Y REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO	M	18.000,00	298,31	5.369.580,00
8	SOLDADURA DE TUBERÍA Y ACCESORIOS DE ANC DN 6" SCH 40	JUNTA	6,00	8.341,41	50.048,46
9	END POR RADIOGRAFÍA DE JUNTAS SOLDADAS DN 6" SCH 40	GLB	1,00	10.499,82	10.499,82

PRECIO TOTAL (Numeral)	7.166.978,78
PRECIO TOTAL (Literal)	SIETE MILLONES CIENTO SESENTA SEIS MIL NOVECIENTOS SETENTA Y OCHO 78/100 BOLIVIANOS

6.4.2 MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN INDIRECTA (18 km.)

Como se menciona en este punto es a través de inspección indirecta el cual se hace la inspección a través de DCVG, método que se aplica a lo largo del tramo pero sin realizar excavación donde el costo por realizar bajo esta modalidad es mucho menor que el método directo.

Para obtener el presupuesto general para esta modalidad se realizó el análisis de precios unitarios de cada una de las actividades desde su rendimiento y consideraciones en costos indirectos.

Tabla 16. Presupuesto de red primaria - inspeccion indirecta 18 km.

MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN INDIRECTA (18 km.)					
PRESUPUESTO POR ÍTEMES Y GENERAL DE LA OBRA					
Expresado en Bolivianos					
OBRAS CIVILES					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (Numeral)	Precio Total (Numeral)
1	INSTALACIÓN DE FAENAS	GLB	1,00	1.560,28	1.560,28
2	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE EQUIPO, MATERIAL, HERRAMIENTAS Y PERSONAL	GLB	1,00	12.331,64	12.331,64
3	INSPECCION INDIRECTA DE TUBERIA CON LA TECNICA DCVG	M	18000	14,58	262.440,00
4	EXCAVACIÓN DE ZANJA TERRENO SEMIDURO	M3	16,00	76,11	1.217,76
5	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA (S/PROVISIÓN)	M3	4,50	89,10	400,95
6	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA COMÚN	M3	12,50	73,26	915,75
7	LIMPIEZA Y RETIRO DE ESCOMBROS	GLB	1,00	5.807,32	5.807,32
OBRAS MECÁNICAS					
8	VERIFICACIÓN DE REVESTIMIENTO MEDIANTE HOLLIDAY DETECTOR Y REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO	M	8,00	298,31	2.386,48
9	SOLDADURA DE TUBERÍA Y ACCESORIOS DE ANC DN 6" SCH 40	JUNTA	2,00	8.341,41	16.682,82
10	END POR RADIOGRAFÍA DE JUNTAS SOLDADAS DN 6" SCH 40	GLB	1,00	10.499,82	10.499,82
PRECIO TOTAL (Numeral)					314.242,82
PRECIO TOTAL (Literal)	TRECIENTOS CATORCE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y DOS 82/100 BOLIVIANOS				

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Se realizó el estudio en el tramo SENKATA – VIACHA que tiene aproximadamente 18 km utilizado para el transporte de gas natural, y se analizaron sus propiedades físicas de la estructura y las propiedades químicas del electrolito/suelo. La resistividad del suelo comprendió en los 18 kilómetros, nos indica que las condiciones del suelo eran moderadamente corrosivas para la estructura metálica a proteger.

Se concluye, que el tamo 1, con coordenadas UTM (X= 573025.00 m E ; Y= 8159861.00 m S), el porcentaje del Pitting (PICADURA) alcanza el 90 % de disminución del espesor de la tubería de 6” siendo un peligro latente en la distribución de gas natural en el tramo Senkata – Viacha.

Asimismo, en el punto 2 de **PICADURA**, se señala que el tipo de suelo húmedo de acuerdo mediciones se pudo encontrar valores de PH= 4.0 y 4.5 lo cual estaría también incidido en la corrosión existente en este tramo de la tubería cuando a un no tenía la protección catódica mediante corriente impresa que actualmente se tiene suministrada a la tubería.

Se concluye, en síntesis que estos dos sectores identificados como puntos muy severos en corrosión, estarían colocando a la Red Primaria de 6 pulgadas en un peligro latente en un futuro inmediato y con una probabilidad de presentarse UNA FUGA POR FATIGA, por lo que es urgente efectuar los cambios de tramo colocando los NIPLES con las longitudes de un metro o más, evitando se esta manera los peligros que podrían suscitarse en cualquier momento, pérdidas económicas y daños personales y así preservando la imagen de la empresa en el escenario donde opera.

Así mismo se observa que la inspección indirecta es el método mas aconsejable por los montos necesarios para la inspección son muy bajos en comparación por el método de inspección directa.

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda, de manera muy urgente efectuar el corte de tubería de estos puntos colocando NIPLES DE 1 METRO en cada sector mencionado, evitando de esta manera fugas de gas natural que podrían ser muy peligrosos.

Se recomienda, que se deberán considerar la aislación de las tuberías del contacto directo con materiales o sustancias que puedan favorecer o acelerar el ataque corrosivo y monitoreándose de manera permanente este tramo.

Se recomienda, que deberán realizar mantenimientos preventivos y correctivos periódicamente para que las tuberías no sufran ningún tipo de desgaste o afectación externa siendo una línea antigua.

Se sugiere que las empresas operadoras de sistemas de transporte y distribución de gasoductos y redes primarias, implementen medidas dirigidas a monitorear la integridad de sus ductos a los efectos de preservar estos activos, y al mismo tiempo, disminuir incidentes y/o accidentes causados por explosiones o escapes de gas que pueden conllevar a pérdidas humanas y materiales.

Es necesaria la evaluación del sistema de protección catódica para determinar la efectividad de este sistema, e identificar corrientes parasitarias o interferencias con otras estructuras que se instalen o crucen en la trayectoria del tramo de red primaria.

7 BIBLIOGRAFIA

1. Bardal, Einar. Corrosión and Protection Springer London; s.n. 2004. 18523337583.
2. R., Roberge Perrie. Handbook of Corrosion engineering. New York, USA: 2000. 00707655162.
3. Producer, Canadian Association of Petroleum, Mitigation External, Corrosion on buried Pipeline Systems. Canada: CAPP, 2009.
4. A Practical Approach in Pipeline Corrosion Modelling: Part 1 Long Term Integrity Forecasting. Nicoletti, Ericha S.M., Diaz Ricardo. UK: Scientific Survey Ltd, 2009. 17532116.
5. Bianchetti, Ronal L. Peabodys Control of Pipeline Corrosion. Texas USA: NACE, 2014, 201 44412.
6. The Aplication of Macro Modeling Concept for the Soil/Coating external Corrosion for ECDA Process by Using Statical tool. Yajima. A., Liang, R. y Otros, H. Rivera y. Texas USA: NACE, 2014. 20144412.
7. Challenges in the application OF DCVG Survey To Predict coating Defect Size On Pipeline, Artech, F. Anes, yu, K. y U., Bharadway. 3, UK: s,n., 2017, vol 68.
8. Interpretation and Selection of indirect examination Locations with respect to ECDA Metodology. Onouba. C., Mc Donnell. S. y Wegner. M. Texas USA: NACE. 2017,
9. Mexicano, Petróleos. NRF-060-PEMEX-2012. Inspeccion de ductos de Transporte Mediante Equipo Instrumentado. México: Pemex. 2012.
10. Evans, Ulik R. Corrosiones Metálicas. Mexico. Reverte. 2003. 9788429160444
11. Wiley, John, Oin and Gas Pipeline. Integrity and Safety Handbook. Canada:R. Winton Revie, 2015.
12. Tiratso, J.N.H. Pepeline Piggig Technology. U Equipment FSA: Nayler Printer, 1992. 0872014266.
13. PE, Philip A. Schweitzer. Metalic Materials. Pensilvania USA: Marcel Dekker Inc, 2003. 0824708784.
14. Bianchetti, Ronald L. Peabody's Control of Pipeline Corrosion Engineering. USA: NACE, 2001. 15759009920.
15. Starosvetsky, J. Ramon y Starosvetsky, R. Identification of Microbiologically influenced corrosion (MIC) in Industrial Equipment Failures. UK: Elsevier, 2007.

16. Bardal, Einar. Corrosión and Protection Springer London; s.n. 2004. 18523337583.
17. Parker, Marshal E. Pipeline Corrosion Engineering. USA: Gulf Profesional, 1999.
18. R., Roberge Perrie. Handbook of Corrosion Engineering. New York, USA: McGraw Hill, 2000. 00707655162.
19. Morral, Jimeno y Molera. Metalurgia General. Tomo 2. México. Reverte. 2004. 842916073-6.
20. Gomez de León, Félix Cesário. Manual Básico de Corrosión para Ingenieros. Colombia, 2006. 8483715066.
21. Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes emitido por D.S. 1996 – en su capítulo V Calidad del Servicio Público, Sección II Suministro de Gas Natural por Redes
22. API 570 PIPING INSPECTION CODE: In – service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping systems (Fourth Edition)
23. ASME B31G-2012, Manual para la determinación de la resistencia remanente de Tuberías Corroídas.

ANEXOS

ANEXO 1: PORCENTAJE DE SEVERIDAD

DEFECTO	% SEVERIDAD	TOTAL	COMPORTAMIENTO DEL DEFECTO
D1	8%	66 DEFECTOS	Carácter Anódico/Catódico
D2	7%		Carácter Catódico/Catódico
D3	14%		Carácter Catódico/Catódico
D4	10%		Carácter Anódico/Catódico
D5	12%		Carácter Anódico/Catódico
D6	3%		Carácter Anódico/Catódico
D7	3%		Carácter Anódico/Catódico
D8	10%		Carácter Catódico/Catódico
D9	9%		Carácter Catódico/Catódico
D10	12%		Carácter Catódico/Catódico
D11	9%		Carácter Anódico/Catódico
D12	6%		Carácter Catódico/Catódico
D13	18%		Carácter Catódico/Catódico
D14	7%		Carácter Catódico/Catódico
D15	12%		Carácter Catódico/Catódico
D16	10%		Carácter Catódico/Catódico
D17	12%		Carácter Catódico/Catódico
D18	12%		Carácter Catódico/Catódico
D19	9%		Carácter Catódico/Catódico
D20	9%		Carácter Catódico/Catódico
D21	10%		Carácter Catódico/Catódico
D22	10%		Carácter Catódico/Catódico
D23	4%		Carácter Catódico/Catódico
D24	4%		Carácter Anódico/Catódico
D25	8%		Carácter Anódico/Catódico
D26	3%		Carácter Anódico/Catódico
D27	3%		Carácter Anódico/Catódico
D28	25%		Carácter Catódico/Catódico
D29	3%		Carácter Catódico/Catódico
D30	5%		Carácter Catódico/Catódico
D31	26%		Carácter Catódico/Catódico
D32	5%		Carácter Anódico/Catódico
D33	5%		Carácter Catódico/Catódico
D34	9%		Carácter Catódico/Catódico
D35	9%		Carácter Catódico/Catódico
D36	31%		Carácter Catódico/Catódico
D37	12%		Carácter Catódico/Catódico
D38	16%		Carácter Catódico/Catódico
D39	7%		Carácter Catódico/Catódico
D40	2%		Carácter Catódico/Catódico
D41	3%		Carácter Catódico/Catódico
D42	2%	Carácter Catódico/Catódico	
D43	7%	Carácter Catódico/Catódico	
D44	20%	Carácter Anódico/Anódico	
D45	3%	Carácter Catódico/Catódico	
D46	4%	Carácter Anódico/Anódico	

D47	5%	Carácter Catódico/Catódico
D48	7%	Carácter Anódico/Catódico
D49	6%	Carácter Anódico/Catódico
D50	5%	Carácter Anódico/Catódico
D51	7%	Carácter Anódico/Catódico
D52	4%	Carácter Catódico/Catódico
D53	3%	Carácter Anódico/Catódico
D54	10%	Carácter Catódico/Anódico
D55	3%	Carácter Anódico/Catódico
D56	4%	Carácter Anódico/Catódico
D57	3%	Carácter Catódico/Anódico
D58	8%	Carácter Anódico/Catódico
D59	8%	Carácter Anódico/Catódico
D60	8%	Carácter Catódico/Catódico
D61	4%	Carácter Anódico/Catódico
D62	3%	Carácter Anódico/Catódico
D63	4%	Carácter Anódico/Catódico
D64	5%	Carácter Anódico/Catódico
D65	8%	Carácter Catódico/Catódico
D66	8%	Carácter Catódico/Catódico

ANEXO 2: PORCENTAJE DE PERDIDA DE ESPESOR

PUNTO	DISTANCIA (m)	ESPESOR MEDIDO (mm)	ESPESOR NOMINAL (mm)	PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE ESPESOR(%)
1	500	4,71	4,77	1,26
2	1000	4,2	4,77	11,95
3	1500	4,72	4,77	1,05
4	2000	3	4,77	37,11
5	2500	3,5	4,77	26,62
6	3000	3,8	4,77	20,34
7	3500	4,71	4,77	1,26
8	4000	4,41	4,77	7,55
9	4500	4,73	4,77	0,84
10	5000	4,71	4,77	1,26
11	5500	0,5	4,77	89,52
12	6000	0,4	4,77	91,61
13	6500	1	4,77	79,04
14	7000	4,72	4,77	1,05
15	7500	4,71	4,77	1,26
16	8000	4,61	4,77	3,35
17	8500	4,71	4,77	1,26
18	9000	4,61	4,77	3,35
19	9500	4,75	4,77	0,42
20	10000	4,76	4,77	0,21
21	10500	4,76	4,77	0,21
22	11000	4,75	4,77	0,42
23	11500	4,74	4,77	0,63
24	12000	4,76	4,77	0,21
25	12500	4,74	4,77	0,63
26	13000	4,74	4,77	0,63
27	13500	4,71	4,77	1,26
28	14000	4,72	4,77	1,05
29	14500	4,75	4,77	0,42
30	15000	4,74	4,77	0,63
31	15500	4,75	4,77	0,42
32	16000	4,76	4,77	0,21
33	16500	4,74	4,77	0,63
34	17000	4,71	4,77	1,26
35	17500	4,76	4,77	0,21
36	18000	4,74	4,77	0,63

ANEXO 4: MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE EQUIPO, MATERIALES, HERRAMIENTAS Y PERSONAL

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO				
Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA			
Actividad:	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE EQUIPO, MATERIAL, HERRAMIENTAS Y PERSONAL			
Unitario:	glb			
Cantidad:	1,00			
Moneda:	Bolivianos			
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total
1.- MATERIALES				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			TOTAL MATERIALES	0,00
2.- MANO DE OBRA				
CHOFER	HR	80,000	16,250	1.300,00
MONITOR SMS	HR	40,000	16,250	650,00
SUPERVISOR O COORDINADOR SMS	HR	40,000	16,390	655,60
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA	62,53%
			IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES	14,94%
			TOTAL MANO DE OBRA	4.867,57
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA				
CAMIONETA 4X4	HR	80,000	55,000	4.400,00
				0,00
			HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA	4,45%
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA	4.616,61
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS				
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%	1.390,38
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS	1.390,38
5.- UTILIDAD				
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%	1.087,46
			TOTAL UTILIDAD	1.087,46
6.- IMPUESTOS				
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%	369,63
			TOTAL IMPUESTOS	369,63
			TOTAL PRECIO UNITARIO	12.331,64

ANEXO 6: RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO				
Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA			
Actividad:	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA (S/PROVISIÓN)			
Unitario:	M3			
Cantidad:	1,00			
Moneda:	Bolivianos			
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total
1.- MATERIALES				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			TOTAL MATERIALES	0,00
2.- MANO DE OBRA				
OPERADOR DE COMPACTADORA	hr	0,250	20,000	5,00
PEON	hr	2,000	12,500	25,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			62,53%	18,76
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES			14,94%	7,28
			TOTAL MANO DE OBRA	56,04
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA				
COMPACTADOR SALTARÍN BS-604	HR	0,250	40,000	10,00
				0,00
HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			4,45%	2,49
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA	12,49
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS				
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%	10,05
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS	10,05
5.- UTILIDAD				
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%	7,86
			TOTAL UTILIDAD	7,86
6.- IMPUESTOS				
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%	2,67
			TOTAL IMPUESTOS	2,67
			TOTAL PRECIO UNITARIO	89,10

ANEXO 7: RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA COMÚN

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO					
Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA				
Actividad:	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA COMÚN				
Unitario:	M3				
Cantidad:	1,00				
Moneda:	Bolivianos				
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total	
1.- MATERIALES					0,00
					0,00
					0,00
					0,00
					0,00
			TOTAL MATERIALES		0,00
2.- MANO DE OBRA					
OPERADOR DE COMPACTADORA	HR	0,250	20,000		5,00
PEÓN	HR	0,080	12,500		1,00
PALA CARGADORA	MR	1,000	12,000		12,00
					0,00
					0,00
					0,00
					0,00
BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			62,53%		11,26
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES			14,94%		4,37
			TOTAL MANO DE OBRA		33,63
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA					
COMPACTADOR SALTARÍN BS-604	HR	0,250	40,000		10,00
					0,00
HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			4,45%		1,50
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA		11,50
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS					
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%		6,62
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS		6,62
5.- UTILIDAD					
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%		5,17
			TOTAL UTILIDAD		5,17
6.- IMPUESTOS					
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%		1,76
			TOTAL IMPUESTOS		1,76
TOTAL PRECIO UNITARIO					58,68

ANEXO 9: VERIFICACIÓN DE REVESTIMIENTO MEDIANTE HOLLIDAY DETECTOR Y REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO				
Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA			
Actividad:	VERIFICACIÓN DE REVESTIMIENTO MEDIANTE HOLLIDAY DETECTOR Y REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO			
Unitario:	M			
Cantidad:	1,00			
Moneda:	Bolivianos			
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total
1.- MATERIALES				
cinta de protección anticorrosiva	M	4,710	10,000	47,10
cinta de protección mecánica	M	4,710	10,000	47,10
primer	LTS	0,530	180,000	95,40
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			TOTAL MATERIALES	189,60
2.- MANO DE OBRA				
taipeador	hr	0,150	16,000	2,40
operador de holliday	hr	0,150	16,000	2,40
ayudante	hr	0,150	14,000	2,10
				0,00
				0,00
BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			62,53%	4,31
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES			14,94%	1,67
			TOTAL MANO DE OBRA	12,88
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA				
equipo holliday	hr	0,150	37,500	5,63
blister blaster	hr	0,500	2,500	1,25
generador eléctrico	hr	0,650	30,000	19,50
HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			4,45%	0,57
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA	26,95
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS				
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%	33,63
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS	33,63
5.- UTILIDAD				
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%	26,31
			TOTAL UTILIDAD	26,31
6.- IMPUESTOS				
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%	8,94
			TOTAL IMPUESTOS	8,94
			TOTAL PRECIO UNITARIO	298,31

ANEXO 10: SOLDADURA DE TUBERIA Y ACCESORIOS 8 DE ANC DN6" SCH40

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO				
Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN DIRECTA			
Actividad:	SOLDADURA DE TUBERÍA Y ACCESORIOS DE ANC DN 6" SCH 40			
Unitario:	JUNTA			
Cantidad:	1,00			
Moneda:	Bolivianos			
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total
1.- MATERIALES				
DISCO DE CORTE	pza	2,000	19,000	38,00
DISCO DE DESBASTE	pza	2,000	28,000	56,00
CEPILLO CIRCULAR	pza	1,000	185,000	185,00
ELECTRODO 60/10	kg	2,000	35,000	70,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			TOTAL MATERIALES	349,00
2.- MANO DE OBRA				
SOLDADOR 6G	JUNTA	1,000	1,500,000	1,500,00
AYUDANTE DE SOLDADOR	JUNTA	1,000	500,000	500,00
INSPECTOR DE SOLDADURA	JUNTA	1,000	1,050,000	1,050,00
				0,00
				0,00
BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			62,53%	1.907,17
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES			14,94%	740,60
			TOTAL MANO DE OBRA	5.697,77
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA				
motosoldadora	hr	2,000	55,000	110,00
amoladora	hr	2,000	2,500	5,00
HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			4,45%	253,55
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA	368,55
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS				
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%	940,49
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS	940,49
5.- UTILIDAD				
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%	735,58
			TOTAL UTILIDAD	735,58
6.- IMPUESTOS				
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%	250,02
			TOTAL IMPUESTOS	250,02
			TOTAL PRECIO UNITARIO	8.341,41

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO

Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN INDIRECTA			
Actividad:	RELLENO Y COMPACTADO DE ZANJA CON TIERRA CERNIDA (S/PROVISIÓN)			
Unitario:	M3			
Cantidad:	1,00			
Moneda:	Bolivianos			
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total
1.- MATERIALES				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			TOTAL MATERIALES	0,00
2.- MANO DE OBRA				
OPERADOR DE COMPACTADORA	hr	0,250	20,000	5,00
PEON	hr	2,000	12,500	25,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			62,53%	18,76
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES			14,94%	7,28
			TOTAL MANO DE OBRA	56,04
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA				
COMPACTADOR SALTARÍN BS-604	HR	0,250	40,000	10,00
				0,00
HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			4,45%	2,49
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA	12,49
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS				
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%	10,05
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS	10,05
5.- UTILIDAD				
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%	7,86
			TOTAL UTILIDAD	7,86
6.- IMPUESTOS				
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%	2,67
			TOTAL IMPUESTOS	2,67
TOTAL PRECIO UNITARIO				89,10

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO

Proyecto:	MANTENIMIENTO DE RED PRIMARIA - INSPECCIÓN INDIRECTA			
Actividad:	SOLDADURA DE TUBERÍA Y ACCESORIOS DE ANC DN 6" SCH 40			
Unitario:	JUNTA			
Cantidad:	1,00			
Moneda:	Bolivianos			
Descripción	Und.	Cantidad	Precio Productiv.	Costo Total
1.- MATERIALES				
DISCO DE CORTE	pza	2,000	19,000	38,00
DISCO DE DESBASTE	pza	2,000	28,000	56,00
CEPILLO CIRCULAR	pza	1,000	185,000	185,00
ELECTRODO 60/10	kg	2,000	35,000	70,00
				0,00
				0,00
				0,00
				0,00
			TOTAL MATERIALES	349,00
2.- MANO DE OBRA				
SOLDADOR 6G	JUNTA	1,000	1.500,000	1.500,00
AYUDANTE DE SOLDADOR	JUNTA	1,000	500,000	500,00
INSPECTOR DE SOLDADURA	JUNTA	1,000	1.050,000	1.050,00
				0,00
				0,00
BENEFICIOS SOCIALES - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			62,53%	1.907,17
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO - % MANO DE OBRA +CARGAS SOCIALES			14,94%	740,60
			TOTAL MANO DE OBRA	5.697,77
3.- EQUIPO Y MAQUINARIA				
motosoldadora	hr	2,000	55,000	110,00
amoladora	hr	2,000	2,500	5,00
HERRAMIENTAS - % DEL TOTAL DE LA MANO DE OBRA			4,45%	253,55
			TOTAL EQUIPO Y MAQUINARIA	368,55
4.- GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS				
GASTOS GENERALES - % DE 1+2+3			14,66%	940,49
			TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS	940,49
5.- UTILIDAD				
UTILIDAD - % DE 1+2+3+4			10,00%	735,58
			TOTAL UTILIDAD	735,58
6.- IMPUESTOS				
IMPUESTO A LAS TRANSACCIONES - % DE 1+2+3+4+5			3,09%	250,02
			TOTAL IMPUESTOS	250,02
			TOTAL PRECIO UNITARIO	8.341,41

ANEXO 13: ASME B31G - 2012

MANUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA REMANENTE DE TUBERÍAS CORROÍDAS

INTRODUCCIÓN

1.1 Alcance

Este documento tiene como objetivo único brindar orientación en la evaluación de la pérdida de metal en ductos y sistemas de tuberías a presión. Es aplicable a todas las tuberías y sistemas de tuberías dentro del ámbito de aplicación de los códigos de tuberías de transporte que forman parte del Código para tuberías a presión ASME B31, a saber: ASME B31.4, Sistemas de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos; ASME B31.8, Sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas, ASME B31.11, Sistemas de tuberías para transporte de compuesto acuoso; y ASME B31.12, Tuberías y líneas de tubería para hidrógeno, Parte PL. Cuando se utiliza el término **línea de tubería**, también se puede leer para aplicarse a la tubería o tubo conforme a las aplicaciones aceptables y dentro de las limitaciones técnicas descritas a continuación.

Aplicaciones aceptables

La aplicación de este documento se limita a la evaluación de la pérdida de material en la pared de la tubería metálica dentro de las siguientes limitaciones:

Pérdida de metal en las líneas de tubería enterradas, superficiales o situadas costa afuera.

Pérdida de metal debido a corrosión externa o interna.

(e) Pérdida de metal producida por esmerilado cuando se usa para eliminar por completo daños mecánicos, grietas, quemaduras por arco eléctrico, defectos de fabricación u otros defectos de la superficie de la tubería.

Pérdida de metal en tubos curvados en campo, en tubos curvados mediante calentamiento por inducción y en codos.

Pérdida de metal que incidentalmente afecten las costuras longitudinales o helicoidales soldadas eléctricamente, o soldaduras eléctricas circunferenciales de excelente calidad y que tengan características dúctiles, siempre y cuando los defectos de fabricación no estén localizados en una proximidad suficiente como para interactuar con la pérdida de metal.

(f) Pérdida de metal de cualquier profundidad con respecto a la pared de la tubería. Cuando la profundidad de la pérdida de metal supere el 80% de la dimensión real de la pared del tubo, se prestará debida atención a la exactitud de las mediciones y tasas efectivas de corrosión.

Pérdida de metal en un tubo nuevo cuando lo permita el código de construcción aplicable.

Pérdida de metal en el material de un tubo que tenga características de iniciación de fractura dúctil [ver los párrafos 1.7 (e) y (t)] a menos que utilice un nivel 3 de evaluación de conformidad con los párrafos 2.2 (b) y 2.4.

Pérdida de metal en un tubo que funcione a temperaturas superiores a la temperatura ambiente dentro de un rango de temperatura de funcionamiento reconocido por la norma que rige, y siempre y cuando se consideren las propiedades proporcionadas de resistencia del material a la temperatura.

ú) Pérdida de metal en una tubería que funciona en cualquier nivel de esfuerzo circunferencial de diseño admisible [ver los párrafos 1.4 (a) y (b) para las consideraciones adicionales].

(k) Pérdida de metal en un tubo cuando la presión interna es la carga principal [ver los párrafos 1.4

(e) y (d) para las consideraciones adicionales].

Nivel de análisis

El usuario puede elegir realizar un análisis de Nivel 0, Nivel 1, Nivel 2 o Nivel 3, según la cantidad y calidad de los datos disponibles con los cuales realizar la evaluación, y el grado de refinamiento deseado del análisis.

Una evaluación de Nivel 0 es aquella que se basa en las tablas de longitud y profundidad de defecto permisible de la sección 3. Estas tablas se realizaron sin cambios de las ediciones anteriores de ASME B31G y han sido complementadas con la adición de tablas en unidades métricas. Está previsto que una evaluación de Nivel 0 se lleve a cabo en campo sin necesidad de desarrollar cálculos detallados.

Una evaluación de Nivel 1 es un cálculo simple que se basa en mediciones individuales de la máxima profundidad y extensión axial de la pérdida de metal. Está previsto que la evaluación de Nivel 1 se lleve a cabo en campo por un ingeniero, técnico en corrosión, inspector de recubrimientos u otra persona que esté correctamente capacitada. Una evaluación de Nivel 1 también es adecuada para ser utilizada en la priorización de anomalías por pérdida de metal identificadas a través de una inspección en línea.

(e) Una evaluación de Nivel 2 es aquella que incorpora un mayor nivel de detalle que la evaluación de Nivel 1 a fin de producir una estimación más exacta de la presión de falla. Generalmente, se basa en mediciones detalladas del perfil de la superficie corroída, lo cual representa la distribución real de la pérdida de metal, e implica cálculos repetitivos que pueden resultar más fáciles si se usa software u hojas de cálculo. Está previsto que la evaluación de Nivel 2 se lleve a cabo por un ingeniero o técnico correctamente capacitado. Una evaluación de Nivel 2 puede ser apropiada en la priorización de anomalías de pérdida de metal identificadas a través de una inspección en línea de alta resolución.

(d) Una evaluación de Nivel 3 es un análisis detallado de un defecto específico de acuerdo con una metodología definida por el usuario, con una justificación completa de las cargas, las condiciones del entorno, las propiedades del material, y los criterios de falla. Está previsto que la evaluación de Nivel 3 sea llevada a cabo por un técnico especialista que tenga la experiencia apropiada en el campo de la valoración de aptitud para el servicio.

Propiedades del material y otros datos

Cuando se realicen evaluaciones de Nivel 0, Nivel 1 o Nivel 2, se deben utilizar las propiedades mínimas especificadas del material para determinar la necesidad de una reparación. Las propiedades reales del material a partir de los reportes de ensayos de materiales (MTR, por sus siglas en inglés) o de pruebas de laboratorio, si se tiene la certeza como para garantizar su uso, se pueden utilizar en las

Procedimiento de evaluación

Las evaluaciones se deben llevar a cabo de acuerdo con los procedimientos descritos en la sección

Además, se deben aplicar las siguientes consideraciones:

Las unidades pueden estar en cualquier sistema que sea consistente. Es responsabilidad del usuario determinar los factores de conversión unitarios que puedan requerirse.

Este documento no hace ninguna recomendación sobre el nivel de evaluación ni el método de evaluación que debe seleccionarse. Todos los métodos descritos en este documento han demostrado brindar resultados confiables y conservadores cuando se aplican correctamente y dentro de las limitaciones establecidas. No todos los métodos brindan resultados numéricos idénticos o grados

conservadores consistentes. Es responsabilidad del operador de la línea de tubería seleccionar el método de evaluación, según su experiencia y juicio, de forma que sea consistente con los procedimientos de funcionamiento.

(e) Para cada metodología, se citan los documentos de referencia de la fuente original. Se pueden encontrar otras referencias en otros documentos disponibles de dominio público. Mientras que cada método puede ser aplicado tal como se presenta, los documentos fuente pueden proporcionar información adicional para el usuario. El usuario deberá considerar el uso de las fuentes aplicables según sea necesario con el fin de tener una mejor implementación del método.

(d) Otros métodos de evaluación no incluidos en este documento pueden haber sido desarrollados o estar en uso. No es la intención de este documento prohibir su uso; sin embargo el usuario de tales métodos debe ser capaz de demostrar que con ellos es posible obtener una evaluación segura y confiable de la pérdida de metal.

Factores de seguridad y el significado de la aceptación

Una discontinuidad o anomalía se considera aceptable cuando el esfuerzo de falla calculado es igual o mayor que el esfuerzo circunferencial a la presión de funcionamiento multiplicado por un factor de seguridad apropiado. No hay un factor de seguridad único que sea apropiado para todos los tipos de construcción de líneas de tuberías, para todos los modos de funcionamiento o para todos los tipos de defectos o anomalías.

Este documento recomienda un factor mínimo de seguridad igual a la relación entre la presión de prueba hidrostática mínima requerida para el tipo de construcción de la tubería dado, y la MAOP o MOP, pero usualmente no inferior a 1.25. Los valores mayores de seguridad pueden ser apropiados en algunos casos, por ejemplo, en ubicaciones de alto riesgo para el público o el ambiente. Los valores menores de seguridad pueden justificarse en algunas circunstancias, por ejemplo, para ciertos periodos o cuando se establecen procedimientos adicionales para limitar los modos de funcionamiento, o en una ubicación remota con consecuencias reducidas de falla. Para establecer el factor de seguridad de un tramo o segmento dado de la línea de tubería, el operador de la línea de tubería debe tener en cuenta la precisión de las medidas de la profundidad y longitud de la corrosión, el crecimiento en las tasas de corrosión, características de la tubería, la confiabilidad para el control de sobrecarga o los métodos para limitar el exceso de presión, y la presencia de factores externos que afectan el riesgo.

Cuando se evalúan anomalías identificadas por la inspección en línea, el uso de factores de seguridad altos provocará discontinuidades más pequeñas dejadas en servicio luego de una inspección de campo y reparaciones de la tubería. Esto puede aumentar el intervalo de reevaluación hasta la próxima inspección en línea.

ANEXO 14: SIMBOLOGIA

°C = Grado Centígrado

PVC = Polyvinyl chloride' que corresponde a Policloruro de Vinilo.

API = [American Petroleum Institute](#)

NACE = Es una organización profesional mundial dedicada a la prevención y el control de la corrosión.

ASTM = American Section of the International Association for Testing Materials

Psig = Es una unidad de [presión](#) en el sistema anglosajón de unidades.

Y.P.F.B = Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

ρ = Resistividad

mm = Milímetro.

Km = kilometro.

m = metro.

A = Amperio.

R_a = Resistencia de ánodo.

R_c = Resistencia de cátodo.

Vo = Voltio.

mVo = Mili voltios.

Ohm = Unidad de resistencia eléctrica.

IR = Caída de voltaje.

pH = Medida del grado de acidez o alcalinidad de una sustancia o una solución.