

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA**



PROYECTO DE GRADO

**“MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN DE LINEAS DE
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS CON REVESTIMIENTO
EPOXI 100% SÓLIDOS”**

POSTULANTE: UNIV. ALVAREZ GARRO CRISTHIAN VICTOR

TUTOR: ING. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

LA PAZ - BOLIVIA

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 proyecto a mis padres por siempre estar en toda circunstancia para ayudarme, por los consejos y la motivación. A mis amigos, docentes, que con los cuales aprendí mucho y me guiaron constantemente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, agradecer especialmente a mis padres que sin ellos no hubiera logrado esta meta en mi vida, por ser un ejemplo en mi vida, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme un apoyo constante.

También agradecer a mis queridos docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera de la Universidad Mayor de San Andrés, por la acertada orientación, soporte y crítica constructiva la cual me permitió un buen desarrollo del proyecto realizado para que llegara a un buen término y a su vez agradecer el conocimiento que compartieron conmigo.

Agradecer a mis amigos, porque juntos como equipo logramos muchas cosas y haber hecho de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidare.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN EJECUTIVO.....	xii
GLOSARIO	xiii
LISTA DE SIMBOLOS	xiv
CAPITULO I	1
GENERALIDADES.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Planteamiento del Problema	4
1.3.1. Identificación del Problema.....	4
1.4. Objetivos.....	4
1.4.1. Objetivo General	4
1.4.2. Objetivos Específicos	4
1.5. Justificación del Proyecto.....	5
1.5.1. Justificación Técnica	5
1.5.2. Justificación Económica	5
1.5.3. Justificación Ambiental	5
1.6. Límites	6
1.7. Alcance.....	6
1.7.1. Alcance Temático	6

1.7.2.	Alcance geográfico	6
1.7.3.	Alcance temporal.....	6
1.7.4.	Alcance Institucional.....	7
1.8.	Metodología aplicada.....	7
CAPITULO II		9
MARCO TEÓRICO.....		9
2.1.	Marco Teórico.....	9
2.1.1.	Transporte de hidrocarburos	9
2.1.2.	Tipos de sistemas de transporte.....	9
2.1.2.1.	Sistema de transporte por ductos	9
2.1.2.2.	Sistema de transporte por camiones cisternas.....	10
2.1.2.3.	Sistema de transporte por línea férrea	10
2.1.2.4.	Sistema de transporte marítimo	10
2.1.3.	Sistema de transporte en Bolivia	10
2.1.3.1.	Gasoductos.....	10
2.1.3.2.	Gasoductos que existen en Bolivia	11
2.1.4.	Oleoductos y poliductos	13
2.1.4.1.	Sistema de oleoductos en bolivia	13
2.1.4.2.	Sistema de poliductos en Bolivia.....	14
2.1.5.	Corrosión en la industria petrolera	15
2.1.6.	Proceso de corrosión.....	15
2.1.6.1.	Forma y apariencia de la corrosión	17
2.1.7.	Tipos de corrosión	17
2.1.7.1.	Corrosión uniforme	19
2.1.7.2.	Corrosión localizada	19

2.1.7.3.	Corrosión por grietas o fisuras	19
2.1.7.4.	Corrosión por picadura.....	20
2.1.7.5.	Corrosión bajo depósito	20
2.1.7.6.	Corrosión galvánica	20
2.1.7.7.	Corrosión inducida por flujo.....	21
2.1.7.8.	Corrosión por cavitación	21
2.1.7.9.	Corrosión intergranular	22
2.1.7.10.	Corrosión por agrietamiento ambiental.....	22
2.1.7.11.	Corrosión de tope de línea	23
2.1.8.	Tipos de corrosión existentes en el sistema de ductos en Bolivia.....	24
2.1.8.1.	Métodos de control de la corrosión	24
2.1.8.2.	Revestimiento de superficies	25
2.1.8.3.	Revestimientos orgánicos	25
2.1.8.4.	Revestimiento inorgánico	25
2.1.9.	Protección catódica	25
CAPITULO III	27
MARCO REFERENCIAL	27
3.1.	Introducción	27
3.2.	Finalidad	27
3.3.	Normas aplicables	28
3.4.	Requerimientos de YPF B para la ejecución de proyectos.....	30
3.4.1.	Información recopilada de visita a obra	30
3.4.2.	Medidas preventivas y plan de restauración ambiental.....	31
3.4.3.	Instalación de campamento.....	34
3.4.4.	Desmovilización	35

3.4.5.	Excavación de zanja arenado, pintado y tapado.....	36
3.4.5.1.	Arenado y pintado.....	39
CAPITULO IV	41
MARCO PRÁCTICO	41
4.1.	Introducción	41
4.2.	Antecedentes del gasoducto y punto de aplicación del revestimiento epoxi 42	
4.3.	Proceso básico de investigación	45
4.3.1.	Repetibilidad del proceso de investigación	47
4.4.	Cámara de niebla salina	49
4.4.1.	Descripción de los materiales.....	49
4.4.2.	Obtención de las placas de acero.....	50
4.4.3.	Limpieza de las placas metálicas	50
4.4.4.	Recubrimiento de las placas de acero.....	50
4.4.5.	Extracción de las probetas a partir de las placas de acero con la pintura de recubrimiento.....	52
4.4.6.	Preparación de las soluciones inhibidoras de corrosión	53
4.4.7.	Codificación de las probetas para ensayos	54
4.4.8.	Cámara de niebla salina	55
4.4.9.	Cámara de inmersión	56
4.4.10.	Evaluación de las probetas de los diferentes ensayos	57
4.4.11.	Equipos utilizados	61
4.5.	Resultados y análisis	61
4.5.1.	Resultados obtenidos	61

4.5.1.1.	Resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de inmersión	62
4.5.2.	Resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de niebla salina	66
4.5.3.	Análisis de resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de inmersión.....	70
4.5.4.	Análisis de resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de niebla salina	75
4.6.	Consideraciones de seguridad industrial aplicada a gasoductos.....	79
4.6.1.	Atención de emergencias	80
4.6.2.	Acción ante una emergencia	80
4.6.3.	Informa de las emergencias	80
4.6.4.	Análisis de fallas.....	80
4.6.5.	Programa integral de Seguridad.....	81
CAPITULO V	82
ANÁLISIS FINANCIERO	82
5.1.	Introducción	82
5.1.1.	Gastos incrementales de inversión CAPEX.....	82
5.1.1.1.	Permisos e ingeniería	83
5.1.1.2.	Equipos y materiales.....	83
5.1.1.3.	Gastos de administración.....	83
5.1.1.4.	Gastos imprevistos	84
5.1.2.	Gastos incrementales de operación OPEX.....	84
5.2.	Análisis de rentabilidad del proyecto	85
5.2.1.	Tasa interna de retorno TIR.....	86
5.2.2.	Valor actual neto VAN	87

CAPITULO VI	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
6.1. Conclusiones	89
6.2. Recomendaciones	91
Bibliografía	94
ANEXOS	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Erogaciones por corrosión	4
Figura 2.1 Índice de corrosión del acero al carbón.....	16
Figura 2.2 Tipos de corrosión	18
Figura 2.3 Corrosión de tope de línea	23
Figura 4.1. Ubicación geográfica del gasoducto.....	42
Figura 4.2 Probeta 5.2 con codificación a, f, j y n con la presencia de recubrimiento 10X	64
Figura 4.3 Acero de matriz ferrítica perlítica con bajo contenido de carbono, se observa que el recubrimiento con epoxi 100% solido sufre un proceso de disminución de espesor	65
Figura 4.4 Zonas con recubrimiento epoxi 100% solido	65
Figura 4.5 Probeta 5.1 con codificación ñ, rr, v y z con la presencia de recubrimiento 10X	68
Figura 4.5 Acero de matriz ferrita.....	69
Figura 5.6 Vista bajo el recubrimiento epoxi 100% solido	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Capacidad de gasoductos en Bolivia.....	12
Tabla 4.1 Fallas en la industria petrolera	45
Tabla 4.2 Mecanismos de corrosión que provocan fallas de dispositivos en la industria petrolera	46
Tabla 4.3 Propiedades físicas de la pintura	49
Tabla 4.4 Espesores húmedos de recubrimiento	51
Tabla 4.5 Espesores secos de recubrimiento aplicado a las placas de acero	52
Tabla 4.6 Número de probetas extraídas a partir de las placas de acero con recubrimiento	53
Tabla 4.7 Componentes y concentraciones empleados como inhibidores de corrosión.....	53
Tabla 4.8 Datos y codificación de las probetas que se colocan dentro de la cámara salina	54
Tabla 4.9 Datos y codificación de las probetas que se colocan dentro de la cámara de inmersión	54
Tabla 4.10 Parámetros de operación de la cámara de niebla salina	566
Tabla 4.11 Parámetros de operación de la cámara de inmersión	57
Tabla 4.12 Codificación usada en las fotografías correspondientes al análisis visual	63
Tabla 4.13 Codificación empleada en las fotografías correspondientes al análisis visual	66
Tabla 4.14 Datos obtenidos de los ensayos de adherencia realizados a las probetas colocadas en la cámara de inmersión	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.15 Datos obtenidos de los ensayos de adherencia realizados a las probetas colocadas en la cámara de niebla salina	67
Tabla 5.1 Costos incrementales de inversión En Bs	82
Tabla 5.2 Gastos incrementales de operación OPEX En Bs.....	85
Tabla 5.3 Flujo de caja para el análisis de rentabilidad	88

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 Valores de masa de la probeta 5.2 vs semanas de ensayo en la cámara de inmersión	62
Gráfico 4.2 Valores de masa de la probeta 5.1 vs semanas de ensayo en la cámara de niebla salina.....	68

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto de grado en el capítulo I se tiene como objetivo el de mostrar como ciertos componentes químicos (polímeros y sales inorgánicas) dispuestas sobre las superficies metálicas pueden actuar como barreras que frenan o disminuyen la velocidad de corrosión del metal en ambientes o medios corrosivos que afectan al metal tanto en su microestructura como en propiedades mecánicas.

El capítulo II representa el marco teórico que contempla las definiciones necesarias requeridas de acuerdo a la temática del proyecto de grado.

En el Capítulo III se realizó una descripción referencial del gasoducto con sus consideraciones y características específicas.

En el capítulo IV se realiza el procedimiento experimental que se ha realizado en estudio de la influencia de un recubrimiento epoxi 100% sólido en la velocidad de corrosión en tubería de transporte de gas API 5XL 52, indicando los materiales que se han empleado, los procedimientos previos a la realización de los ensayos, las técnicas de ensayo y las condiciones de las mismas, los procesos de evaluación de las probetas ensayadas.

Los ensayos de evaluación de probetas constan de ensayos gravimétricos (variación de masa), macrográficos (observación si existe cambios dentro de las superficies de las probetas), metalográfico (determinación del avance de la corrosión a través de los límites de grano), para este efecto se utilizan pruebas de laboratorio obtenidas de YPFB corporación.

El capítulo V En esta parte del proyecto, se analizarán los aspectos económicos que demandará el mantenimiento y rehabilitación de la línea de gasoducto Colpa Yacuiba (GSCY) que está construido con cañería cuya especificación es API 5XL 52.

GLOSARIO

Abrasión Desgaste por fricción.

Alabes Paleta de rueda hidráulica.

Bar Unidad de medida de la presión atmosférica.

Corrosión Desgaste o destrucción lenta y paulatina.

Curado Endurecido, seco, fortalecido o curtido.

Distorsión térmica Deformación durante su propagación, debido a la temperatura.

Ductos Conducto, canal, tubería.

Epoxi Se dice de un tipo de resina sintética, dura y resistente.

Erosión Desgaste de una superficie producido por fricción o roce.

Halogenados Se aplica a los elementos químicos electronegativos capaces de formar sales haloideas al combinarse con un metal.

Homogenización Proceso relativo a contraer las mismas características del otro.

Impregnabilidad Capacidad que tiene un cuerpo de hacer que penetren las partículas de un cuerpo en las de otro, fijándose por afinidades mecánicas o fisicoquímicas

Rebabas Porción de materia sobrante que se acumula en los bordes o en la superficie de un objeto cualquiera.

Recubrir Volver a cubrir.

Restaurar Volver a poner una cosa en el estado o circunstancia en el cual se encontraba antes.

Sandblasteo Sistema de chorro a presión de abrasivos.

LISTA DE SIMBOLOS

bar Medida de presión

°C Grados Centígrados

cm Centímetros

mm Milímetros

m. Pa*s. Micro Pascal por Segundo.

mts Metros

pH Cantidad Ion Hidrógeno

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. Introducción

Los medios de transporte de la nueva industria fueron evolucionando y desde los campos petroleros cercanos a los ríos, comenzaron a tenderse oleoductos que recorrían cortas distancias hasta llegar a las primeras terminales. Allí el petróleo se embarrilaba y se transportaba por vía fluvial hasta el sitio de destino.

Para la transportación terrestre, durante algún tiempo, resultó muy beneficioso el ferrocarril, pero finalmente se llegó a la conclusión de que los oleoductos eran la manera más práctica y eficiente para este tipo de transportación.

El transporte por ductos inicio en las culturas antiguas como India y Mesopotamia que construyeron acueductos, pero el sistema de transporte de agua más extenso de la antigüedad fue quizás el construido por los romanos. El primero que construyeron, Aqua Apia, era un acueducto subterráneo de 16 km de longitud hacia el año 301 a.C.

Hasta ese momento el transporte por tuberías, existía solo para agua; pero al iniciar la producción del primer pozo petrolero en 1859, en Pennsylvania, EEUU. Con propósitos comerciales y con fines de crearla industria de los hidrocarburos, nació el oleoducto, ya que era necesario llevar el crudo del pozo a sitios de almacenamiento, en el propio campo y de allí a los centros de consumo.

Al comienzo la tarea no fue fácil desarrollar este nuevo producto, pero la falta de medios e instalaciones propias estimulo la creatividad de los pioneros, quienes se valieron inicialmente de troncos de árboles que agujerearon longitudinalmente, o de bambú, para construir los ductos. Las secciones las unían con abrazaderas metalizadas rudimentarias, que eran sujetadas con remaches o pernos que la mayoría de las veces cedían y causaban filtraciones de petróleo. Poco a poco se

ingeniaron para contrarrestar estas dificultades y optaron por el uso de tuberías de hierro colado de pequeños diámetros.

Entre 1859 y 1865 el almacenamiento y el transporte de petróleo ganaron la atención de las siderúrgicas y comienza la fabricación de tubos, recipientes metálicos, herramientas bombas y muchos otros equipos requeridos por el sector.

Al principio para el transporte de crudo a cortas distancias por vía terrestre o fluvial se utilizaron barriles de diferentes volúmenes, cuyas duelas estaban sujetas en los extremos y en medio por flejes muy ajustados para impartirles mayor hermeticidad. El incremento de la producción petrolera inicio en el aumento de la fabricación de barriles de manera que posteriormente se fabricaron de metal.

En la medida en que aumentaba la producción petrolera las empresas que desarrollaban medios de transporte para este sector, se veían forzadas a mejorar su sistema de seguridad y capacidad de carga, tanto por las exigencias del mercado como por la ardua competencia que se estableció entre las empresas transportadoras fluviales, terrestres y marítimas.

1.2. Antecedentes

Una de las preocupaciones más frecuentes en diferentes ramas de la industria es el problema de la corrosión, efecto que ataca a la mayoría de los metales y debilita su estructura, este fenómeno llega a poner en riesgo no solo a los sistemas de producción, la vida útil de la estructura, sino también vidas humanas por riesgo de colapso.

El mantenimiento y la revisión continua de los elementos de acero que forman parte de las estructuras que se encuentran dentro de las diferentes instalaciones de la industria son importantes, ya que con el paso del tiempo estos elementos se encuentran expuestos a los diversos factores ambientales los cuales van produciendo oxidación en el metal debilitando la estructura.

En las distintas épocas, y a pesar de la falta de comprensión de los mecanismos fundamentales involucrados, los seres humanos procuraron controlar la corrosión. En los tiempos antiguos, la resistencia a la corrosión a veces se impartía a los materiales por cuestiones de circunstancias más que de diseño. Los primeros métodos de control de la corrosión incluyeron la utilización de bitumen y pinturas a base de plomo, como es el caso de los romanos del 4siglo I. Alrededor del año 500 a.C., los fabricantes de espadas chinas utilizaban revestimientos de sulfuro de cobre para inhibir la corrosión de las espadas de bronce. Algunos siglos después, el recubrimiento de cobre utilizado en las embarcaciones británicas para reducir las incrustaciones biológicas la acumulación de depósitos de organismos tales como los balanos y las algas en las superficies subacuáticas e incrementar la velocidad aceleró la corrosión de los clavos que mantenían unidas esas embarcaciones.

Michel Faraday fue uno de los colaboradores más importantes que ayudó a comprender la corrosión, cuando a comienzos de la década de 1800 estableció una relación cuantitativa entre la acción química de la corrosión y la corriente eléctrica. Si bien hoy se sabe mucho más sobre el tema, los científicos continúan estudiando los mecanismos de la corrosión y sigue buscando métodos para manejarla y controlarla.

La lucha contra la corrosión constituye una fuente significativa de gastos para la industria del petróleo y gas. British Petroleum (BP) llevó a cabo un estudio de sus operaciones en el Mar del Norte en 1995. A raíz de ese estudio, la compañía estimó que las erogaciones para la prevención y el control de la corrosión ascendían a alrededor del 8% de las erogaciones de capital total para sus proyectos.

Las erogaciones por corrosión en la industria del petróleo y el gas de EUA ascienden a alrededor de USD 26 800 millones/año. El segmento de refinación, tratamiento, líneas de conducción y buques tanque representa 41% del total, o USD 11000 millones/año.

Figura 1.1 Erogaciones por corrosión



Fuente: (Naucha Ashar Bruce Mackay)

1.3. Planteamiento del Problema

1.3.1. Identificación del Problema

El alto índice de corrosión en ductos de transporte de hidrocarburos, es un perjuicio en la industria petrolera, debido a un proceso electro - químico, químico o de erosión de la interacción del material con el medio que lo rodea, lo cual se ve obligada a ejecutar programas de mantenimiento y reposición constantes. Lo cual nos lleva a utilizar un mantenimiento con un material con mejores características.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Realizar el análisis para el mantenimiento y rehabilitación de las líneas de transporte de hidrocarburos con revestimientos Epoxi 100% solidos.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Demostrar los diferentes tipos de aplicación del revestimiento Epoxi 100% solidos.
- Describir el procedimiento del transporte de hidrocarburos en Bolivia.

- Evaluar los tipos de corrosión y el daño que representa.
- Aplicar el revestimiento epoxico 100% solido en el proyecto de mantenimiento de líneas del ducto OSSA-1 / GAA YPFB Transportes.
- Analizar los parámetros de la instalación de tuberías

1.5. Justificación del Proyecto

1.5.1. Justificación Técnica

La utilización del revestimiento Epoxi 100% solidos generara ventajas en la industria petrolera al tener una alta resistencia mecánica y por tener una alta resistencia al desprendimiento catódico, mejorar la eficiencia del recubrimiento debido a que se aplica en el acero sin protección pulido por abrasión y/o epoxi unido por fusión, al aplicarse el revestimiento epoxico no varía el espesor el espesor aplicado, este método es aplicable a distintos tipos de línea de transporte ya sean gasoductos, oleoductos o poliductos.

1.5.2. Justificación Económica

Si bien la utilización del revestimiento Epoxi 100% solidos constituye un costo mayor a metodologías estándar de mantenimiento, a largo plazo se espera menor cantidad de costos en cuanto a la cantidad de veces que se debe realizar mantenimiento preventivo en líneas de transporte, al tratarse de un método de mayor duración, mucho más eficaz y por sobre todo amigable con el medio ambiente.

1.5.3. Justificación Ambiental

Con esta alternativa se disminuirá la contaminación al medioambiente, debido al material de fabricación que ofrece la pintura epoxica, además de disminuir emisiones de gases a la atmosfera, la instalación de la tubería se realizará en menor tiempo en comparación con el revestimiento convencional con cinta de polietileno.

1.6. Límites

El presente trabajo se limitará por el aspecto económico, debido a que existe otro tipo de revestimiento como ser el revestimiento con cinta de polietileno el cual es más económico, pero al ser el revestimiento epoxico amigable con el medio ambiente será totalmente justificable ese límite.

1.7. Alcance

1.7.1. Alcance Temático

El análisis de la presente propuesta será la ingeniería de transporte de hidrocarburos, el cual se enfocará en optimizar el transporte de gas, petróleo y derivados, para lograr mayor eficiencia de instalación, facilidad de manejo y rapidez.

1.7.2. Alcance geográfico

La presente propuesta se aplicaría en el sistema de ductos del país, comprendiendo a los departamentos incluidos en este sistema: Tarija, Chuquisaca, Santa Cruz, Cochabamba, La Paz, Oruro y Potosí, y lugares donde existe mayor presencia de corrosión en distintas ubicaciones del país. Específicamente, en los puntos de mayor incidencia de corrosión para el análisis de este proyecto se toma en cuenta a la línea de gasoducto Colpa Yacuiba (GSCY) que está construido con cañería cuya especificación es API 5XL 52.

1.7.3. Alcance temporal

La presente investigación, se desarrollará desde el mes de septiembre hasta Diciembre de la gestión 2020, se realizará la recolección de información para su posterior análisis, evaluación y propuesta.

1.7.4. Alcance Institucional

Este proyecto beneficiaría a la industria de los hidrocarburos en Bolivia, sobre todo a las empresas que forman parte del sistema de gasoductos, oleoductos y poliductos principalmente, ya que este proyecto ayudaría a abastecer de forma óptima estos recursos sin pérdidas ni retrasos, con una mejor alternativa de transporte de hidrocarburos.

Los beneficios para la industria petrolera son:

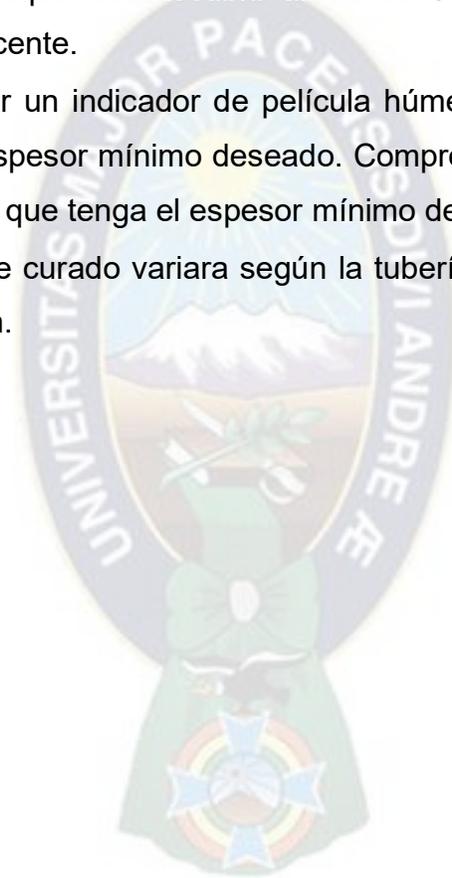
- Alta resistencia mecánica.
- Su utilidad en proyectos grandes.
- Este tipo de revestimiento su aplicación es más práctica.
- Es mucho más amigable con el medio ambiente.

1.8. Metodología aplicada

En el presente trabajo se realizará una rehabilitación y mantenimiento de líneas de transporte de hidrocarburos con revestimiento 100% sólidos, para lo cual se debe:

- Presenta dos componentes los cuales, los cuales el envase pequeño es el agente de curado.
- Se deberá limpiar la superficie, que no tenga grasa, ni aceite, ni otros contaminantes.
- Realizar un chorro abrasivo de acuerdo a las normas ISO-8501 o mediante chorro abrasivo húmedo SSPC-SP 10 (WAB) / NACE WAB-2, para alcanzar un metal casi blanco.
- Preparar la superficie, cuando la limpieza a presión no es una opción se recomienda la preparación del sustrato en conformidad con la norma SSPC SP11 con un perfil de superficie de entre 1,5 y 4,0 mil (37,5 a 75,0 micrones) con Montl Bristle Blaste o un equivalente.

- Se tiene que homogeneizar el contenido de cada envase por separado, se debe verter el agente curado todo el contenido en el otro envase.
- Se tiene que verificar que la temperatura del sustrato es superior a 10°C (50°F) y esta 3°C (5°C) sobre el punto de condensación. Luego verter la mezcla sobre la tubería.
- Se debe utilizar rodillos, brocha para aplicar epoxi y obtener un espesor de película seca requerida. Recubrir al menos 50mm (2in) del recubrimiento del ducto adyacente.
- Se debe utilizar un indicador de película húmeda para medir que se haya alcanzado el espesor mínimo deseado. Comprobar también alrededor de la soldadura para que tenga el espesor mínimo deseado.
- La velocidad de curado variara según la tubería y la temperatura ambiente de la aplicación.



CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Marco Teórico

2.1.1. Transporte de hidrocarburos

Es un modo de transporte de gases, líquidos, sólidos o multifásico, dirigido en general a través de las tuberías que constituyen una red o un sistema de transporte. El drenaje por gravedad de efluentes (aguas residuales, aguas lluvias, sistemas de alcantarillado, etc.) y el tránsito de alimentos (cerveza, leche, granos, etc.) por medio de tuberías pueden estar en esta acepción. Sin embargo, los productos en general descritos como elementos que se transportan por tubería son:

- Petróleo e hidrocarburos líquidos,
- Gas natural
- Gas para combustibles
- Sustancias químicas.

Dependiendo del producto transportado, el ducto recibe diferentes nombres, así como los reglamentos, las técnicas de construcción y de funcionamiento también varían. La justificación de construcción de tubería es dependiente del terreno, distancias, falta de carreteras, y costo de otros modos de transporte. El gas natural transportado por gasoductos, hidrocarburos líquidos, especialmente aceite, transportados por oleoductos.

2.1.2. Tipos de sistemas de transporte

2.1.2.1. *Sistema de transporte por ductos*

Aprovisionamiento seguro, económicamente competitivo en líquidos y gases, el más utilizado en la industria de hidrocarburos y baja probabilidad de pérdidas.

2.1.2.2. Sistema de transporte por camiones cisternas

Probable intermitencia en el aprovisionamiento, competitivo en el transporte de líquidos y gran probabilidad de pérdidas.

2.1.2.3. Sistema de transporte por línea férrea

Aprovisionamiento seguro, necesidad de grandes unidades de almacenamiento, competitivo el transporte de líquidos y gran probabilidad de pérdidas.

2.1.2.4. Sistema de transporte marítimo

Aprovisionamiento seguro, necesidad de grandes unidades de almacenamiento, competitivo a distancias muy largas para líquidos y gases, gran probabilidad de pérdidas. Los sistemas de transporte por tubería son destacables por su eficiencia y bajo costo de transporte.

2.1.3. Sistema de transporte en Bolivia

2.1.3.1. Gasoductos

El transporte de gas natural a través de gasoductos es de mucha importancia en vista que suministra este producto durante las 24 horas del día transportado desde centros de producción (punto de recepción), hasta los centros de consumo (punto de entrega). El transporte de gas natural se lo realiza a través de gasoductos que está definida de la siguiente manera:

Se denomina gasoducto a la tubería por el cual se transporta gas natural, y a su vez que está conformado por instalaciones complementarias como ser:

- Estaciones de compresión
- Puntos de medición
- Accesorios correspondientes

2.1.3.2. Gasoductos que existen en Bolivia

Bolivia está conformado por un sistema de redes primarias de gasoductos denominados también ductos troncales que abastece al mercado interno y al mercado externo.

a) Gasoductos del mercado externo

Entre los gasoductos que se transporta el gas natural a los países vecinos de Brasil y Argentina son los siguientes:

- GTB Gas Tras Boliviano capacidad de 32 MMmcd con un diámetro de 32”
- GOB Gas Oriente Boliviano este gasoducto si bien dispone a la fecha una capacidad de transporte por falta de mercado en el país vecino de Brasil cuyo gasoducto desempalma el gasoducto GTB hasta Puerto Suarez. Es decir, a la fecha este ducto es utilizado para suministrar combustible a la población de Puerto Suarez.
- GIJA Gasoducto Integrado Juana Azurduy. Atraves de este gasoducto se exporta gas natural al país vecino de Argentina cuya capacidad de transporte no es utilizado al máximo por falta de volúmenes de entrega, razón por el cual Argentina con el fin de cubrir la demanda estaría comprando el referible combustible de Chile a un precio superior que de Bolivia.

b) Gasoductos del mercado interno

Gasoductos, de acuerdo al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de Bolivia, es el ducto o sistema de ductos que cuenta con Concesión o Licencia, utilizado para el transporte de Gas Natural.

Los gasoductos principales que abastecen al mercado interno son los siguientes:

- GAA Gasoducto al Altiplano que abastece gas natural a los departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz y sus áreas de influencia. Las áreas de

influencia son Patacamaya sistema de gas por redes, entre rio grande y Cochabamba Oruro y La Paz.

- GCC Gasoducto Carrasco Cochabamba aporta un cierto volumen de gas para satisfacer la necesidad de la demanda del occidente del país.
- GTC Gasoducto Taquiperenda Cochabamba también coadyuva no muy significativa en el abastecimiento del gas natural occidente del país.

Tabla 2.1 Capacidad de gasoductos en Bolivia

GASODUCTO	SIGLA	Cap.	Entregad	Diferenci	CAPACIDAD	
		Máx. MMpcd	o MMpcd	a MMpcd	Utiliz ada %	Disponi ble %
Carrasco – Yapacani	GCY	176	169.98	6.02	97	3
Yapacani – Colpa	CYC	176	169.42	6.58	96	4
Colpa – Río Grande	GCRG	274	207.75	66.25	76	24
Carrasco – Valle Hermoso	GCVH	32.1	19.90	12.2	62	38
Colpa – Minero	GCM	11.2	7.44	3.76	66	34
Derivada Parque Industrial	D.G.P.I.	72	31.17	40.38	43	57
Yacuiba – Caigua	GYRG 1	468	320.44	147.56	68	32
Caigua – Taquiperenda	GYRG 2	460	334.88	125.12	73	27
Taquiperenda – Saipuru	GYRG 3	438	364.47	73.53	83	17
Saipuru – Río Grande	GYRG 4	480	364.03	115.97	76	24
Villamontes – Tarija	GVT – 1	8.8	6.37	2.43	72	28
Tarija – El Puente	GVT – 2	5.7	3.91	1.79	69	31
Taquiperenda – Tarabuco	GTC – 1	21	16.53	4.47	79	21
Tarabuco – Sucre	GTC – 2	20	14.84	5.16	74	26
Tarabuco – Cochabamba	GTC – 3	10	0.02	9.98	0	100
Piramiri – Cerrillos	GPC	40.30	0.25	40.05	1	99

Sucre – Potosí	GSP	5.2	4.03	1.17	77	23
Río Grande – Parotani	GAA – 1	75	60.95	14.05	81	19
Parotani – Oruro	GAA – 2	33.4	24.07	9.33	72	28
Oruro – La Paz	GAA – 3	29.5	20.69	8.81	70	30
Río Grande – Santa Cruz	GRGSC	86.4	0	86.4	0	100
Madrejonos – Campo Durán	GMCD	88.29	21.39	66.9	24	76
Río Grande – Mutún	GTB	1062	1084.71	-22.71	102	-2
Chiquitos – San Matías	GCB	98.87	1.16	97.71	1	99
Yacuiba – Río Grande	GASYRG	621.54	609.12	12.41	98	2
Tarabuco – Cochabamba	GTC – 3	10	0.02	9.98	0	100

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, con superintendencia de hidrocarburos YPFB

2.1.4. Oleoductos y poliductos

Los oleoductos y poliductos están normados por ASME B 31.4

2.1.4.1. Sistema de oleoductos en bolivia

Nuestro país está conformado por oleoductos y poliductos que transporta hidrocarburos líquidos desde las plantas de separación hasta las refinerías, en caso de oleoductos, mientras que los derivados de petróleo son transportados desde refinerías hasta sistemas terminales.

A través del sistema de oleoductos se transporta el petróleo crudo y gasolina natural desde los puntos de producción hasta las refinerías. En el caso de existir excedentes en caso de estos hidrocarburos líquidos mencionados se exporta a través del oleoducto OSSA II.

Estos oleoductos troncales son alimentados por otros oleoductos más o de menor capacidad de transporte como ser el oleoducto lateral San Antonio y el Oleoducto Lateral San Alberto. Margarita no produce por problemas ambientales.

En el caso de oleoducto Oro Negro (oleoducto menor) para exportar recon y crudo se exporta por el OSSA I. El oleoducto más importante de Bolivia es el OSSA I

2.1.4.2. Sistema de poliductos en Bolivia

A la fecha Bolivia cuenta con 6 poliductos misma son las siguientes:

- Poliducto Cochabamba Oruro la paz “OPCOL”
- Poliducto Cochabamba Puerto Villarroel “PCPV”
- Poliducto Santa Cruz Camiri “OCSZ1”
- Poliducto Camiri Sucre “PCS”
- Poliducto Villa Montes Tarija “PVT”
- Poliducto Sucre Potosí “PSP”

La red de transporte de líquidos de YPFB TRANSPORTE S.A. cubre el centro y sur de Bolivia. Esta red se divide en cuatro subsistemas: Norte, Sur, Central y Occidental. La red cuenta con 16 estaciones de bombeo con una potencia instalada total de 40.072 hp y una longitud de 3.035 km de ductos.

El Sistema Norte se extiende desde la localidad de Carrasco hasta las ciudades de Santa Cruz y Cochabamba. Transporta petróleo crudo y condensado y tiene una longitud de 766 km.

El Sistema Sur se extiende de Yacuiba hasta Santa Cruz transportando principalmente petróleo crudo y Gas Licuado de Petróleo (GLP). Este sistema se extiende sobre el mismo derecho de vía del Sistema Sur de la Red de Gas y tiene una longitud de 1.160 km.

El Sistema Centro va desde Santa Cruz hasta Cochabamba transportando principalmente petróleo crudo, petróleo reconstituido, Isomerado y GLP. Tiene una longitud de 531 km.

El Sistema Occidente inicia en Cochabamba y se extiende hasta la Terminal Arica ubicada en la ciudad del mismo nombre en Chile. Transporta crudo reconstituido para exportación y tiene una longitud de 577 km.

2.1.5. Corrosión en la industria petrolera

En CO₂ y el H₂S son las especies corrosivas más importantes y contra las cuales es necesario actuar utilizando revestimientos que deben entonces resistir a esas especies, a temperatura, presión y también guardar resistencia a la abrasión y el impacto que en una medida u otra están involucrados en la utilización de tuberías y equipos. El CO₂ y H₂S son especies químicas que están en equilibrio con las tres fases petróleo, agua y gas por lo que las cantidades de CO₂ y H₂S en cada fase están relacionadas, pero con concentraciones diferentes dadas por las solubilidades correspondientes a cada fase. La concentración en agua y en petróleo están dados por la fugacidad de la especie en la fase gaseosa que puede tomarse como igual a su presión parcial en el gas. En el caso particular del CO₂, las concentraciones en equilibrio en la fase petróleo son mayores a las del agua en una relación 3 a 1. Por efecto del contenido de CO₂ el agua se vuelve ácida, dependiendo del pH en función de la presión parcial, P_{CO_2} medidos a presión y de la concentración de sales disueltas, en particular CO₃Ca.

2.1.6. Proceso de corrosión

Hoy los científicos e ingenieros poseen una mayor comprensión de los procesos de corrosión que las antiguas civilizaciones romana y china. La lucha contra la corrosión requiere que se comprendan los elementos principales que causan y contribuyen a este fenómeno.

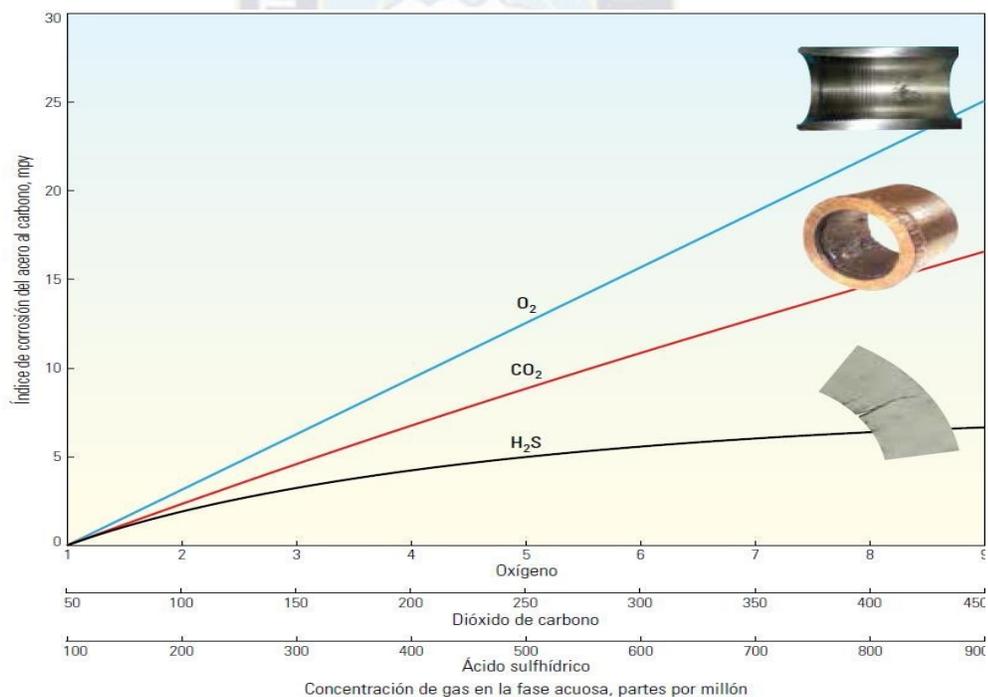
Existen varias clases de corrosión para la industria del petróleo y el gas, los tipos más comunes son la exposición al dióxido de carbono (CO₂, corrosión dulce), al ácido sulfhídrico, (H₂S, corrosión ácida) y al oxígeno O₂, y la corrosión causada

por los microbios, aludida como corrosión influenciada microbiológicamente o corrosión microbiológica (MIC).

Algunas formas de corrosión de los metales se relacionan con la estabilidad; ejemplo la corrosión galvánica es un proceso electroquímico asociado con el movimiento de los electrones entre áreas que poseen potenciales electroquímicos diferentes.

La celda de corrosión describe esquemáticamente la corrosión oxidante, que es análoga a una batería en la cual dos metales disimiles son conectados por un electrolito.

Figura 2.1 Índice de corrosión del acero al carbón



Fuente: (Adaptado de Koch et al, referencia 1)

La corrosión relacionada con el oxígeno en ambientes de producción de petróleo y gas a menudo es mucho más agresiva que la corrosión provocada por el CO₂ o el

H₂S. La corrosión por oxígeno es directamente proporcional a la concentración del gas disuelto. Si existe cloruros presentes, CO₂ o H₂S, el índice de corrosión puede incrementarse significativamente.

El oxígeno posee la capacidad de inducir la corrosión a través de los sistemas de producción. La inhibición de la corrosión por oxígeno es difícil, y los esfuerzos de reducción de la corrosión en las instalaciones de tratamiento de agua y producción en general han estado dirigidos a la exclusión del oxígeno del sistema y la utilización de secuestradores de oxígeno. Los secuestradores de oxígeno típicos son el bisulfito de amonio NH_4HSO_3 , el sulfito de sodio Na_2SO_3 y el bisulfito de amonio $NaHSO_3$. Además de la eliminación con secuestradores, a veces se utilizan desaireadores por vacío para controlar los efectos corrosivos del oxígeno en los metales.

2.1.6.1. Forma y apariencia de la corrosión

El término “corroer” proviene del latín “corrodere” que significa roer intensivamente y se le puede agregar el significado adicional de comer o desgastar gradualmente. La corrosión generalmente deja una rúbrica visible que es característica del agente y el mecanismo que la produjo.

2.1.7. Tipos de corrosión

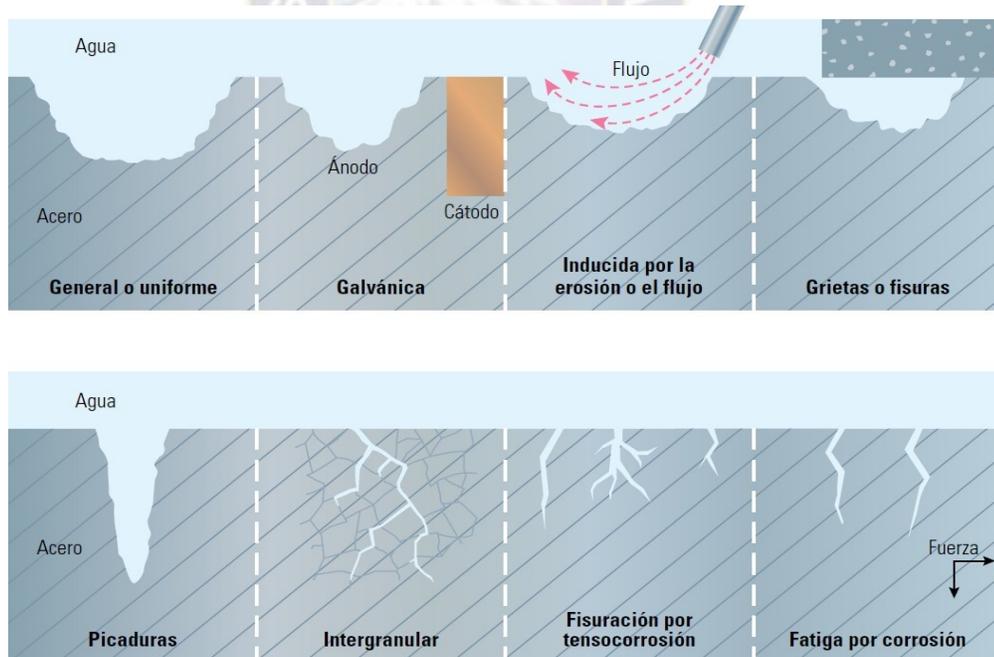
Si bien no constituye una lista exclusiva, la corrosión usualmente corresponde a una o más de las siguientes clases:

- General o uniforme
- Localizada
- Galvánica
- Inducida por la erosión o por el flujo
- Corrosión por grietas o fisuras

- Picaduras
- Bajo deposito
- Por cavitación
- Intergranular
- Figuración por tensocorrosión
- Fatiga por corrosión.

Otros tipos de corrosión son la corrosión ambiental, la corrosión de tope de línea y la corrosión microbiana. Sobre las bases características observadas de la corrosión, los ingenieros pueden adoptar las medidas adecuadas de prevención y mitigación.

Figura 2.2 Tipos de corrosión



Fuente: (Adaptado de Koch et al, referencia 1).

2.1.7.1. Corrosión uniforme

Es típica de los aceros de baja aleación y puede observarse a través de toda un área expuesta. La evidencia inicial de la corrosión uniforme es la rugosidad de la superficie. El espesor del metal se reduce a medida que la corrosión avanza y tarde o temprano falla debido a la presión interna o las fuerzas externas. Dado que este tipo de corrosión se vincula con la exposición de las superficies, puede prevenirse mediante la protección adecuada de las mismas. La corrosión uniforme puede producirse en los equipos utilizados para petrolera, tales como los tratamientos de estimulación hidráulica y acidificación utilizados para la operación petrolera, tales como los tratamientos de estimulación hidráulica y acidificación.

2.1.7.2. Corrosión localizada

Se produce en determinados lugares en vez de producirse a través de un área generalizada, y es más peligrosa que algunos otros tipos de corrosión debido a su naturaleza impredecible y el potencial para el desarrollo rápido. La corrosión localizada, a la cual son susceptibles, tales como los aceros inoxidables, puede subdividirse en corrosión por picadura, corrosión por grietas o fisuras y corrosión bajo depósito. La corrosión por picaduras puede producir agujeros en los componentes metálicos y en una de las causas principales de fallas en los equipos petroleros, incluyendo las tuberías de producción, las tuberías de revestimiento, las vallas de bombeo y el equipo de superficie.

2.1.7.3. Corrosión por grietas o fisuras

Se produce en áreas restringidas, en las que el metal en la grieta se vuelve anódico y el resto del metal actúa como cátodo. La grieta puede formarse donde los metales disimiles entran en contacto o puede ser creada por las celdas micro galvánicas presentes en ciertas aleaciones de acero.

2.1.7.4. Corrosión por picadura

Los índices de corrosión por picadura a menudo son mucho más altos que los otros tipos de corrosión. Se puede aplicar inhibidores en la superficie para prevenir la iniciación, pero una vez que se forma una picadura los inhibidores a menudo no pueden retardar su crecimiento.

2.1.7.5. Corrosión bajo depósito

Se produce cuando la arena, las sustancias corrosivas o los sólidos porosos se adhieren a la superficie del metal. Si bien la zona debajo del depósito es resistente a los inhibidores y se puede corroer rápidamente, este tipo de corrosión a menudo puede controlarse limpiando las superficies internas de las tuberías, por ejemplo, mediante la utilización de diablos.

2.1.7.6. Corrosión galvánica

Puede constituir un problema cuando dos metales disímiles entran en contacto. El metal que posee la menor resistencia a la corrosión actúa como ánodo y el metal más resistente actúa como cátodo. El ánodo se corroe con mayor preferencia en las líneas de conducción y en las plataformas marinas.

La serie galvánica, que ordena los metales de acuerdo de acuerdo con sus tendencias anódicas o catódicas, es un buen predictor de la severidad de la corrosión. La corrosión galvánica es controlada y mitigada mediante la utilización de los siguientes elementos:

- Un buen diseño de ingeniería: para garantizar que los componentes corrosivamente activos presentes una superficie más extensa que los componentes menos activos.
- Selección de los materiales: para evitar los metales alejados dentro de la serie galvánica.

- Aislación. Para proporcionar ánodos de sacrificio a las líneas de conducción provenientes del mar de proteger aquellas que se dirigen hacia tierra firme como sistema de corriente impresa.
- Inhibidores y revestimientos: para controlar la iniciación de la corrosión, si bien este método puede resultar ineficaz una vez que se genera la corrosión.

2.1.7.7. Corrosión inducida por flujo

Tiene lugar cuando el flujo de líquido acelera la corrosión. Los cabezales de pozo y las bombas son susceptibles a este tipo de corrosión, que puede manifestarse como erosión o cavitación. La corrosión por erosión se produce cuando el flujo de fluidos remueve la película de protección que se forma de manera natural o que ha sido aplicada externamente.

Debido a sus propiedades abrasivas, los sólidos suspendidos aceleran el proceso. El daño puede manifestarse como ranuras en la tubería, que se corresponden en la dirección de flujo. Un diseño de ingeniería adecuado que contemple un diámetro de tubería suficiente y la remoción de sólidos de las corrientes de flujo permite minimizar este tipo de corrosión. Puede aplicarse inhibidores para reemplazar las películas de protección barridas por el flujo de fluidos.

2.1.7.8. Corrosión por cavitación

Es producida por la implosión de las burbujas, que tiene lugar cuando la presión cambia rápidamente en los líquidos en circulación.

Con el tiempo, la cavitación puede producir la formación e picaduras profundas en áreas de flujo turbulento, especialmente en los impulsores de las bombas. Los aceros con bajo contenido de carbono son susceptibles a los aceros inoxidables son más resistentes.

2.1.7.9. Corrosión intergranular

En el resultado de los ataques corrosivos producidos como grietas o fisuras en los límites intergranulares del metal. Los límites intergranulares pueden volverse anódicos con referencia a la superficie catódica circundante, debido habitualmente a la formación de carburos de cromo o nitruros.

Las impurezas del metal pueden incrementar el efecto, al igual que los precipitados que se forman en el metal durante los tratamientos térmicos. Cuando el cromo se combina con el nitrógeno o el carbono, localmente se dispone de menos cromo libre para la protección contra la corrosión y pueden formarse grietas o fisuras a lo largo de los límites intergranulares.

El descenso repentino de la temperatura, el enfriamiento rápido después de los tratamientos térmicos puede ser efectivo para la reducción o la eliminación de la corrosión intergranular. La selección de materiales, es decir evitar los metales que son susceptibles a esta condición, es el método más confiable para evitar la corrosión intergranular. Para evaluar la susceptibilidad de los materiales a este mecanismo, se puede utilizar pruebas tales como la ASTM A262.

2.1.7.10. Corrosión por agrietamiento ambiental

Se produce cuando la corrosión coincide con el esfuerzo por tracción y puede manifestarse de las siguientes maneras:

- Fragilidad por hidrogeno: el hidrogeno ingresa en la matriz del metal y la debilita.
- Figuración por tenso corrosión: se forma grietas después de que una superficie ha sido atacada por la corrosión.
- Figuración por tensocorrosión por sulfuro: falla del metal causada por la presencia de H₂S.

La selección de materiales se debe optar por materiales que son resistentes a la fragilidad por hidrogeno y la figuración por tensocorrosion por sulfuro es la principal técnica de evitación. Las prácticas de diseño con bajo esfuerzo y el alivio de esfuerzos o tensiones con tratamientos térmicos también son comunes y la prevención de corrosión en los componentes sometidos a esfuerzos constituye otro de los métodos.

2.1.7.11. Corrosión de tope de línea

Las líneas de conducción están sujetas a un tipo de corrosión denominado corrosión de tope de línea.

El agua se condensa en el extremo superior de la tubería a medida que el fluido presente en su interior se enfría. El índice de corrosión depende de la tasa de condensación y de la concentración de ácidos orgánicos. En general, este tipo de corrosión se controla con inhibidores y con la aislación de las líneas de conducción que reduce la condensación.

Figura 2.3 Corrosión de tope de línea



Fuente: (Naucha Ashar Bruce Mackay)

Esta corrosión puede ser el resultado de flujo multifásico estratificado de gas húmedo en tuberías horizontales. Líquidos incluyendo el condensado y los inhibidores tales como el mono etilenglicol se depositan en la base de la tubería. El gas húmedo llenarla tubería por encima de la línea del líquido. Si existe CO₂ o H₂S presente en el gas, junto con agua, se forma subproductos corrosivos en el tope de la tubería que pueden no ser controlados si el inhibidor permanece en su base.

2.1.8. Tipos de corrosión existentes en el sistema de ductos en Bolivia

Debido a que estadísticamente unos 80% de los accidentes con ductos en Bolivia son resultados de corrosión o fatiga material, la rotura del ducto por estos factores es tomado en cuenta como una de las principales amenazas. La fatiga del material en primer lugar es producto de una desestabilización de la plataforma en zonas geológicamente inestables o de una tensión permanente de los ductos, este es un aspecto a tomar en cuenta en el presente proyecto por ser el principal problema.

En Bolivia los tipos de corrosión que se presenta con mayor frecuencia son: la corrosión interna, externa y fatiga del material.

2.1.8.1. Métodos de control de la corrosión

Las soluciones metalúrgicas pueden ser elementos efectivos para disuadir la corrosión, pero sus costos pueden superar el límite económico de muchos proyectos petroleros. La fabricación de todas las estructuras y elementos tubulares con iridio elemento más resistente a la corrosión, pero se incurre en erogaciones insostenibles e implicaría asumir que en el mundo existe un suministro suficiente de iridio para emprender esa tarea. En ambientes con altos niveles de acidez (bajo pH) o alcalinidad (alto pH), el óxido de aluminio puede volverse inestable y, por consiguiente, no servir como protección.

Las consecuencias sociales de la corrosión esta principalmente en la seguridad, ya que fallas violentas pueden ocasionar incendio explosiones liberación de productos tóxicos, condiciones insalubres y agotamiento de recursos naturales tanto en metales como en combustibles además de pérdidas económicas.

2.1.8.2. *Revestimiento de superficies*

Proporcionan resistencia química y mecánica y además puede ofrecer protección térmica. Para maximizar la efectividad de los revestimientos de superficies, requiere buena adhesión a la superficie a proteger. Existen dos tipos de revestimiento orgánico e inorgánico.

2.1.8.3. *Revestimientos orgánicos*

Incluyen las resinas epoxicas, la resina fenólica, los poliuretanos, polietilenos y los poliésteres.

2.1.8.4. *Revestimiento inorgánico*

Son los metales aplicados como suspensiones y a modo de galvanización también pueden aplicarse cerámicas inorgánicas para proteger las superficies. si bien no constituye normalmente una solución tecnológica de avanzada, el cemento emplazado en el espacio anular entre la tubería de revestimiento del pozo y la formación puede actuar como un revestimiento inorgánico para impedir la corrosión.

2.1.9. *Protección catódica*

Puede ser de dos tipos:

- Pasiva
- Activa

En cualquiera de las dos formas, la protección catódica se basa en el movimiento de electrones (corriente) desde un ánodo externo hasta el equipo que se está protegiendo, que actúa como cátodo.

Los usos más comunes de la protección catódica son la protección de superficies extensas, tuberías, tuberías de revestimiento y equipos expuestos a los elementos. También puede instalarse dentro o fuera de tanques y recipientes de presión.

La protección catódica es de uso limitado que requiere de contacto permanente con el medio conductor de electricidad.

- Ventajas
 - Amplio intervalo de potencial y corriente
 - Con una instalación se puede proteger superficies muy grandes
 - Se puede usar en ambientes de resistividad elevada
 - Eficaz para proteger estructuras no cubiertas

- Desventajas
 - Problemas de interferencia
 - Sujeto a rotura de fuente de corriente
 - Inspección periódica y mantenimiento
 - Costo elevado
 - Cables y protección sujetos a roturas
 - Problemas de fragilización por hidrógeno

CAPITULO III

MARCO REFERENCIAL

3.1. Introducción

El gasoducto Colpa-Yacuiba (GSCY) pertenece al Sistema de Gas Exportación; el GSCY tiene más de 44 años de servicio y requiere trabajos de mantenimiento mayor para incrementar la confiabilidad del servicio de transporte e integridad del ducto, ampliando su vida útil, ya que aproximadamente el 72% del volumen transportado por los gasoductos de YPFB TRANSPORTE S.A. (en adelante YPFB TR), fluyen por el GSCY, esto hace que la operación de este gasoducto sea de alta importancia para garantizar el transporte de gas natural y el cumplimiento de los contratos de servicio firmados con YPFB como cargador, ya que permite las entregas en Río Grande (mercado de exportación Brasil) y en Campo Grande - Yacuiba (mercado exportación Argentina).

3.2. Finalidad

A través del presente proyecto se desea incrementar la vida útil e integridad del gasoducto Colpa – Yacuiba (GSCY) de 24”, mediante la ejecución de trabajos en el ducto en los puntos y sectores identificados mediante estudios de CIS, DCVG e ILLI, realizando soldadura de camisas, cambio de revestimiento e instalación de puntos de test point, optimizando el sistema de protección catódica, garantizando así la continuidad del servicio y cumplimiento con los contratos de transporte.

Con el presente documento se definirá las condiciones técnicas necesarias y alcance del servicio de construcción a ser tomadas en cuenta por la(s) Empresa(s) invitadas para la elaboración de su mejor propuesta Técnico–Económica en la presente licitación.

3.3. Normas aplicables

La construcción de la obra deberá estar en conformidad con la última edición de los siguientes códigos o normas:

Estudio de Suelos:

- American Society for Testing and Materials.
- ASTM 420 Recommended practice for investigation and sampling soil and rock for engineering purposes.
- ASTM 2487 Classification of soils for engineering purposes.

Concreto:

- ACI-American Concrete Institute.
- ACI-214 Recommended practice for Evaluation of strength test results for concrete.
- ACI-211-1-77 Recommended practice for concrete mixture.
- ASTM American Society for Testing and Materials.
- ASTM C-31 Standard method for making and curing concrete test specimens in the field.
- ASTM C-33 Specification for concrete aggregates.
- ASTM C-39 Standard method of test for compressive strength of cylindrical concrete specimens.
- ASTM C-94 Specification for ready-mixed concrete.
- ASTM C-150 Specification for Portland cement.

Mecánica:

- API American Petroleum Institute.
- API 5L Specification for Line Pipe.
- API 601 Metallic Gaskets for Raised-Face Pipe Flanges and Flanged Connections (Double-Jacketed Corrugated and Spiral-Wound).

- API 1104 Standard for Welding of Pipelines and Related Facilities.
- American Society of Mechanical Engineers.
- ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
- ASME VIII Boiler and Pressure Vessel Code.
- ASME IX Welding.
- ASME/ANSI B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings.
- ASME/ANSI B16.9 Factory-Made Wrought Steel Butt welding Fittings.
- ASME/ANSI B16.11 Forged Steel Fittings, Socket Welding and Threaded.
- ASME/ANSI B16.21 Non-metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges.
- ASME/ANSI B16.25 Butt welding Ends.
- American Society for Testing and Materials.
- ASTM A106 Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service.
- ASTM A234 Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and Elevated Temperatures.
- Manufacturer's Standardization Society.
- MSS-SP-44 Steel Pipeline Flanges.
- MSS-SP-75 High Test Wrought Butt Weld Fittings.
- MSS-SP-97 Integrally Reinforced Branch Outlet Fittings.

Protección Catódica:

- National Association of Corrosion Engineers.
- NACE RP 0169 Control of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
- NACE RP 0286 The Electrical Isolation of Cathodic Protected Pipelines.

Regulaciones Vigentes en el Estado Plurinacional de Bolivia:

- Ley de Hidrocarburos.

- Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos en Bolivia.
- Estándares de Ingeniería de YPFB TR.
- Ley de medio ambiente 1333
- Reglamento ambiental para el sector de hidrocarburos “RASH”

3.4. Requerimientos de YPFB para la ejecución de proyectos

3.4.1. Información recopilada de visita a obra

Las Empresas invitadas deberán realizar un relevamiento integral y en detalle de toda la información de campo que crean necesaria: técnica, constructiva, logística, social, ambiental, climática, etc. para una correcta evaluación y presupuesto.

Los proponentes deben considerar que el solo hecho de presentar una oferta implica el reconocimiento tácito del conocimiento de las condiciones generales y particulares, así como las circunstancias preponderantes que pueden afectar a la ejecución de la Obra.

Existen requisitos de Salud, Seguridad, Social y Medio Ambiente; la misma que están reflejadas en el documento de Requisitos de GSSM y RSE de YPFB TR, la cual debe cumplirse durante el viaje y la visita al GSCY.

En caso de ser necesaria la ejecución de otras visitas al lugar, cada Empresa invitada podrá realizarla por cuenta propia cuando estime conveniente, previa comunicación a YPFB TR, para la gestión de permisos de ingreso con las comunidades, estaciones, temas de SSMS y otros necesarios.

Las reuniones de presentación y consultas son recomendadas, sin embargo, la asistencia a las mismas es opcional, teniendo en cuenta que se enviará copia de actas y circulares a todos los proponentes.

3.4.2. Medidas preventivas y plan de restauración ambiental

Se define como preventiva a la identificación y evaluación documentada de las características ambientales, sociales, aspectos de seguridad en el área del proyecto. Esta identificación y evaluación se debe ejecutar antes del inicio de cualquier actividad de construcción y/o servicio.

El presente ítem deberá cubrir todas las preventivas a elaborar para la construcción en general, considerando toda actividad que requiera de una preventiva ambiental.

Se deben identificar los diferentes casos presentes a lo largo del DDV (o en cualquier área de trabajo), en función a las características propias del área de influencia del proyecto. Pudiendo ser, pero no limitándose a los siguientes casos:

- Cruce de infraestructura social (poblaciones, comunidades, casas, cultivos, alambrados, zonas arqueológicas y otros).
- Pendientes naturales del terreno (menores y mayores).
- Cruce de obras civiles existentes (canales, muros de contención, badenes, alcantarillas, sistemas de riego, otros).
- Cruce de cursos de agua menores y mayores (quebradas, ríos, otros).
- Cruce de ductos en operación propios y de terceros (oleoductos, gasoductos, poliductos, acueductos, fibra óptica, infraestructura sanitaria, postes, otros).
- Cruce de caminos y/o líneas de ferrocarril (carreteras, caminos vecinales, caminos secundarios, accesos, otros).
- Cruces especiales.
- Cortes de talud.
- Infraestructura de redes de electrificación (torres de alta tensión, cables, otros).
- Áreas sensibles (bofedales, vertientes, atajados, abrevaderos y otros).

- Áreas de importancia turística, paisajística y arqueológica.

Se consensuará con la fiscalización y elaborará un listado de casos especiales o tipos de interferencia existentes en el DDV y otras zonas de intervención.

Los casos mencionados deben estar identificados en el DDV con letreros numerados en función al caso específico. Será responsabilidad de la Contratista la mantención y reposición de estos letreros durante todos los trabajos hasta el cierre de las preventivas y la entrega final del proyecto.

El documento de preventivas deberá indicar claramente las medidas de restauración de los impactos: antes, durante y después de la ejecución del servicio.

El documento de preventivas debe estar acompañado de un registro fotográfico. Tanto las preventivas como el plan de restauración deberán ser consensuados y aprobados por la fiscalización de YPFB TR en base a su sistema de gestión, para poder iniciar cualquier actividad de construcción, como ser:

- Campamentos (áreas de: viviendas, oficinas, recreación, comedores, infraestructura de mantenimiento de equipo liviano y pesado, infraestructura de almacenamiento de combustible, batería de baños, lavandería, tratamiento de residuos sólidos y tratamiento de aguas residuales, entre otros).
- Limpieza de DDV existente.
- Caminos de acceso.
- Áreas de giro y parqueo vehicular.
- Bancos de préstamo.
- Otras áreas que el proyecto requiera en su ejecución.

Para la ejecución de levantamiento de preventivas por parte de la Contratista, se debe disponer de un equipo de trabajo conformado mínimamente por:

- Un responsable de medio ambiente.
- Un responsable del área social.
- Un responsable de seguridad.
- Un responsable de construcción.

Esta actividad será realizada conjuntamente con un equipo de fiscales de YPFB TR.

Se deja establecido que el proyecto se encuentra con accesos y DDV consolidado, los cuales deben ser utilizados por la contratista.

En caso excepcional, después de haber estudiado todas las opciones, se tenga que abrir un acceso al DDV, debe ser autorizado por la fiscalización y gerencia del proyecto, (Caso en el cuál YPFB TR, asumirá la responsabilidad).

Será responsabilidad del Contratista la gestión (con las autoridades, propietarios, vecinos o la comunidad) para obtener los permisos, contratos, convenios u otros, además del pago respectivo, para el uso, reposición y restauración de otras áreas utilizadas fuera de los límites establecidos en el anterior punto, como ser:

- Uso de Áreas fuera del DDV (lugares de giro para los vehículos, parqueos, circulación vehicular y equipo pesado).
- Zonas de acopio auxiliar.
- Bancos de préstamo.
- Campamentos.
- Uso de la Infraestructura social, entre otros.
- Toda superficie de terreno a emplear con carácter temporal durante la etapa de la construcción.

El Contratista deberá hacer entrega a la fiscalización de YPFB TR, de una copia de todos los permisos, contratos, convenios u otros generados bajo este concepto, de forma previa al inicio de cualquier actividad.

3.4.3. Instalación de campamento

El Contratista deberá proveer un campamento por cada frente de trabajo o cuadrilla, mientras duren los servicios de la contratista.

Cuadrilla No.1: Desde la Planta Colpa hasta el Rio Pirai: Longitud de reparación aproximada de 6.131 m en una longitud de cañería de 31 km.

Cuadrilla No.2: Desde antes río grande hasta río pirai: longitud de reparación aproximada de 10.067 m en una longitud de cañería de 73 km

Cuadrilla No.3: Desde Rio Grande hasta Machareti: Longitud de reparación aproximada de 6.726 m en una longitud de cañería de 231 km.

Cuadrilla No.4: Desde Pocitos (Yacuiba) hasta Macharetí: Longitud de reparación aproximada de 9.632 m en una longitud de cañería de 172 km.

Por otra parte, los campamentos deberán estar ubicados, preferiblemente, equidistantes a los lugares de trabajo, aprovechando en lo posible la infraestructura existente en la zona.

La Contratista podrá también utilizar hoteles, alojamientos y/o locales habilitando los mismos según los requisitos de GSSM y RSE de YPFB TR para Contratistas.

Será responsabilidad del Contratista buscar el lugar adecuado, para la instalación del campamento; el contratista deberá efectuar el contrato para el uso del lugar con su propietario y solicitar de éste el permiso o autorización escrita para realizar la adecuación y/o mejoras de las instalaciones.

Será también responsabilidad del contratista, la provisión de todos los insumos necesarios para el buen funcionamiento del campamento durante la etapa de construcción.

La provisión de agua (potable y de servicios), gestión de tratamiento y disposición de residuos sólidos y líquidos, energía eléctrica y comunicación (un canal común

para todas las actividades de la obra y un canal para uso exclusivo de la fiscalización de YPFB TR), que deberá funcionar de forma continua, durante las 24 horas al día.

La alimentación para todo el personal del proyecto en obra, deberá ser de la misma calidad y proporcionada de forma diaria, misma que consistirá mínimamente en: desayuno, almuerzo y cena; esta alimentación deberá estar balanceada y con el valor nutritivo necesario, con un menú, recomendado, en función a la actividad física del personal. El menú diario deberá ser elaborado por un profesional nutricionista residente en obra y aprobado por fiscalización de YPFB TR.

El acceso a las instalaciones de la empresa contratista de construcción debe ser irrestricto para todo el personal propio de YPFB TR, como para el personal de fiscalización contratado. El personal externo de entidades gubernamentales, podrán acceder previa coordinación con YPFB TR.

Forma parte del presente ítem, la provisión de transporte para el personal contratado localmente. La contratista deberá disponer de microbuses en la cantidad necesaria para el traslado del personal a obra y retorno al campamento y además desde y hacia las comunidades locales para los períodos de descanso.

La provisión permanente de un paramédico; además de un consultorio en campamento, con todas las facilidades, instrumental y medicamentos, para la buena atención médica, forman parte del presente ítem, en cada fase o cuadrilla.

3.4.4. Desmovilización

Esta actividad, inversa de la movilización contempla el retiro de todas las edificaciones temporales de todos los frentes de trabajo instalados: campamentos, comedores, depósitos, centros de acopio, obradores y toda edificación o sitio instalado como soporte temporal para la construcción.

Todas las edificaciones y estructuras deben ser retiradas en su totalidad para posteriormente proceder a la restauración de todas las áreas afectadas o utilizadas. La desmovilización debe realizarse de acuerdo a un plan elaborado previamente por la contratista y aprobado por la supervisión de YPFB TR.

Dentro de esta actividad se debe considerar también la desmovilización de todo el personal y equipo movilizado en la etapa inicial del proyecto desde el lugar de la obra a la base de origen del Contratista.

Es parte del ítem de desmovilización la limpieza general del sitio de obras, y limpieza general de emplazamiento de campamentos, obradores y otras instalaciones temporales.

3.4.5. Excavación de zanja arenado, pintado y tapado

Las dimensiones de la profundidad de la zanja deben ejecutarse de acuerdo a los típicos correspondientes aplicables al caso (ITM022 y Anexos).

El zanjeo deberá efectuarse con personal calificado y equipo calibrado y certificado, no se podrá cambiar el personal y los equipos sin previa aprobación de la fiscalización de YPFB TR. Se demarcará el DDV, con estacas de madera con la separación adecuada y una línea de cal o estuco que oriente a los operadores.

Para la elaboración del procedimiento específico, el Contratista debe considerar las preventivas ambientales, el ITM022 Excavación para desentierro entierro y el ITS009 Instrucción de trabajo excavación.

Las siguientes actividades deben tomarse en cuenta para esta actividad:

- Ubicación exacta del gasoducto utilizando detectores seguidores de tubería y sondeos.
- Ubicación de todas las líneas de terceros, agua, luz, teléfono, alcantarillado, etc.

- Excavar por tramos para el destapado del ducto, incluyendo vías o aceras de hormigón que puedan existir en las zonas de trabajo.
- En sectores de excavación de gran longitud, tener previsión de los apoyos naturales y artificiales para que la cañería no tenga una flexión excesiva.
- El ancho de la excavación se sugiere que sea de un ancho de 4 m y una profundidad de 0,70 m, por debajo de la base de la cañería, para la comodidad del proceso de pintura.
- Para el tapado se debe tener cuidado del compactado del espacio inferior de la cañería.
- Este ítem también incluye el retiro y la instalación de bloques de protección según corresponda al área donde cruza el gasoducto.

Para el presente proyecto se definen los siguientes conceptos:

Terreno Normal: Suelo de naturaleza morrénica, gravo-arenosa, limosa, arcillosa u otro, cuya composición tenga un valor menor al 60% (del volumen total extraído) de piedras con un tamaño promedio menor a 10 cm de diámetro.

Terreno Pedregoso: Suelo cuya composición tenga un valor igual o mayor al 60% de piedras (del volumen total extraído) con un tamaño promedio mayor de 10 cm de diámetro.

Terreno Rocoso: Terreno donde no sea posible la excavación de forma normal y por este motivo el rendimiento se vea afectado, es decir; todo sector donde sea necesario el uso de equipo especial adicional, como ser: martillos hidráulicos, neumáticos, Ripper o Cucharón para roca.

Observaciones: De los tres tipos el terreno Normal es el preponderante a lo largo del proyecto.

El Contratista debe considerar que, el gasoducto está a una profundidad variable desde el nivel de terreno natural (sin el lomo de pescado) hasta la parte superior del ducto. En las zonas de línea regular Clase 1

Div. 2 y Clase 2 (sembradíos, terreno pedregoso y arcilloso) la profundidad de entierro del gasoducto debe encontrarse a 1 m de profundidad y en zonas pobladas Clase 3 a 1,5 m de acuerdo a Típico ITM022.R2.

Se deberá tomar la previsión de que, en sectores de curvas verticales, horizontales y combinadas, así como en cruce de caminos, cruces de quebradas y otros cruces especiales, la zanja a excavar deberá ser más profunda según la necesidad de cada lugar.

El Contratista deberá elaborar un procedimiento específico tomando en cuenta los factores de diseño, seguridad, medio ambiente, cama y cobertura inicial con material seleccionado, sin piedras, según los típicos de zanja correspondientes.

En caso de que se requiera la utilización de diques de contención por las pendientes de la topografía, la Contratista deberá ejecutarlos antes del tapado de la zanja de acuerdo lo indicado en los típicos de control de erosión y restauración.

Cabe aclarar que las excavaciones se realizarán de acuerdo a la planilla de volúmenes de obra Anexo E-2, pero a solicitud de la fiscalización de YPFB TR, puede variar la longitud descrita o puntos de excavación, de acuerdo a la necesidad de cambio de revestimiento o reparación.

NOTA: En caso de que el gasoducto se encuentre a menor profundidad, se deberá aprovechar la excavación manual de 0,7 m por debajo del gasoducto, para enterrarlo a la profundidad requerida siempre y cuando las longitudes de reparación, permitan que por flexión natural del GSCY se pueda enterrar a mayor profundidad.

En tramos pequeños, si el gasoducto se encuentra a menor profundidad, no se podrá realizar el enterrado a mayor profundidad, por tanto, en cada apertura se realizará una medición de la longitud de profundidad de la excavación, que será acumulativo, para utilizarlo donde se pueda hacer entierros a mayor profundidad.

3.4.5.1. Arenado y pintado

Se deberá programar los sectores del gasoducto en que el revestimiento antiguo del tramo enterrado debe ser cambiado. Para este efecto, el gasoducto ya descubierto se seguirá los siguientes pasos:

- Retirar todo el material de protección actual.
- Remover cualquier material contaminante presente en la superficie del ducto.
- Preparar la superficie del ducto a metal casi blanco SSPC-SP 10 (NACE 2). de acuerdo al instructivo ITM.072.
- Proporcionar un perfil de anclaje acorde a lo requerido en las especificaciones técnicas del tipo de revestimiento a utilizar y de los instructivos ITM.072 y ITM.121.
- Tomar medidas de espesores por el método de ultrasonido de acuerdo instructivo ITM.002.
- Aplicar el revestimiento epóxico 100% solidos, de acuerdo al instructivo ITM.121, se está considerando la aplicación de la pintura sobre el gasoducto con rodillo, según especifique el fabricante del revestimiento, esta herramienta será provisto por el contratista.
- Se especifica que la aplicación de la pintura en cualquier lugar de la cañería debe tener como mínimo 25 mils y como máximo 30 mils.
- Traslape, que será cubierta por una cinta nueva de traslape de dos vueltas mínimamente. La cinta de traslape será provista por la contratista de reparación.
- Proceder al tapado y compactado de la zanja, con la cobertura mínima requerida sobre la parte superior de la tubería, según ITM022.

Todos los trabajos se ejecutarán cumpliendo con Requisitos de GSSM y RSE para Contratistas, instructivos, planes y procedimientos de YPF TR.

Del mismo modo se deberá realizar las correspondientes pruebas de calidad como ser:

- Pruebas de espesor de cañería.
- Pruebas de perfil de anclaje.
- Pruebas de pintura uniformemente distribuida sobre el área pintada.
- Pruebas de adherencia adecuado de la pintura.
- Paso con detector de fallas del revestimiento (Holliday Detector), en toda la extensión del tramo pintado.

Todas las observaciones realizadas por la fiscalización deberán ser superadas antes de empezar con el tapado de la cañería.

La cotización de la excavación de zanja, arenado, pintado, pruebas y tapado debe realizarse por metro lineal del servicio.

A lo largo del GSCY, existen reparaciones en tramos largos mayores a 50 m y tramos cortos entre 20 y 50m, el detalle de los defectos del CIS, DCVG e ILI, están en la planilla (Grafica) de volumen de trabajo, en los cuales habrá que realizar los trabajos descritos anteriormente.

CAPITULO IV

MARCO PRÁCTICO

4.1. Introducción

En este capítulo se explica el procedimiento experimental que se ha realizado en estudio de la influencia de un recubrimiento epoxi 100% sólido en la velocidad de corrosión en tubería de transporte de gas API 5XL 52, indicando los materiales que se han empleado, los procedimientos previos a la realización de los ensayos, las técnicas de ensayo y las condiciones de las mismas, los procesos de evaluación de las probetas ensayadas.

Antes de la realización de cualquier ensayo, se realiza la caracterización de la microestructura y la composición química del acero que será empleado como el material a ser recubierto por la resina. Así también se realiza el análisis físico químico del agua que se empleará dentro de la solución salina corrosiva.

Para la placa de acero que será cortada en probetas y recubiertas de resina, se procede a limpiarla por dos vías, la primera por limpieza química con el objetivo de eliminar cualquier residuo orgánico existente dentro del material y finalmente se realiza la limpieza mecánica por medio de la cual se elimina cualquier imperfección existente en la superficie metálica y dejándola de esta manera lista para el proceso de aplicación del epoxi 100% sólido.

Dentro de los métodos que se emplearon para el análisis de determinación de la velocidad de corrosión, se ha empleado dos métodos, el primero por medio de una cámara salina en la cual las probetas estarán expuestas a un ambiente salino y el segundo por medio de una cámara de inmersión en la cual las probetas están sumergidas parcialmente dentro del medio salino corrosivo.

A condiciones de operación, temperatura y tiempo de exposición, se deja a las probetas tanto en la cámara salina como en la cámara de inmersión, mientras

transcurre el tiempo de experimentación se realizan a las probetas ensayos de evaluación para observar la influencia del medio corrosivo sobre estas.

Para los procesos de evaluación a las probetas ensayadas, se realiza inspección visual (vía macroscopía) y gravimétrica (pérdida de masa) para determinar cuál ha sido el cambio que han sufrido las mencionadas probetas por el proceso de corrosión existente.

Se debe mencionar que los ensayos realizados en este estudio están apegadas conforme a lo estipulado en las siguientes normas: ASTM B 117-03 Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus, ASTM D 1193-99 Standard Specification for Reagent Water, ASTM G 31-72 Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals, NACE Standard RP0191-2002 Standard Recommended Practice: The Application of Internal Plastic Coatings for Oilfield Tubular Goods and Accessories, SSPC-SP 1 Surface Preparation Specification N°1 (Solvent Cleaning), SSPC-SP COM Surface Preparation Specifications, SSPC-SP 5/NACE N°1 Joint Surface Preparation Standard (White Metal Blast Cleaning), SSPC-SP COM Surface Preparation Specifications (Surface Preparation Commentary for Steel and Concrete Substrates).

4.2. Antecedentes del gasoducto y punto de aplicación del revestimiento epoxi

En toda su extensión de 530 Km, el Gasoducto Colpa Yacuiba (GSCY) está construido con cañería cuya especificación es API 5XL 52, espesor de pared $e = 0,344$ in, con excepción de los siguientes tramos cuya especificación es API 5XL 52 espesor de pared $e = 0,375$ in.

Km 289 + 615 al 293+750, Cruce al río Parapetí Km 438 + 375 al 440+600, Cruce al río Pilcomayo Km 489 + 825 al 490+525, Quebrada de Yacuiba Km 528 + 000 al 529+700, Estación Terminal Yacuiba.

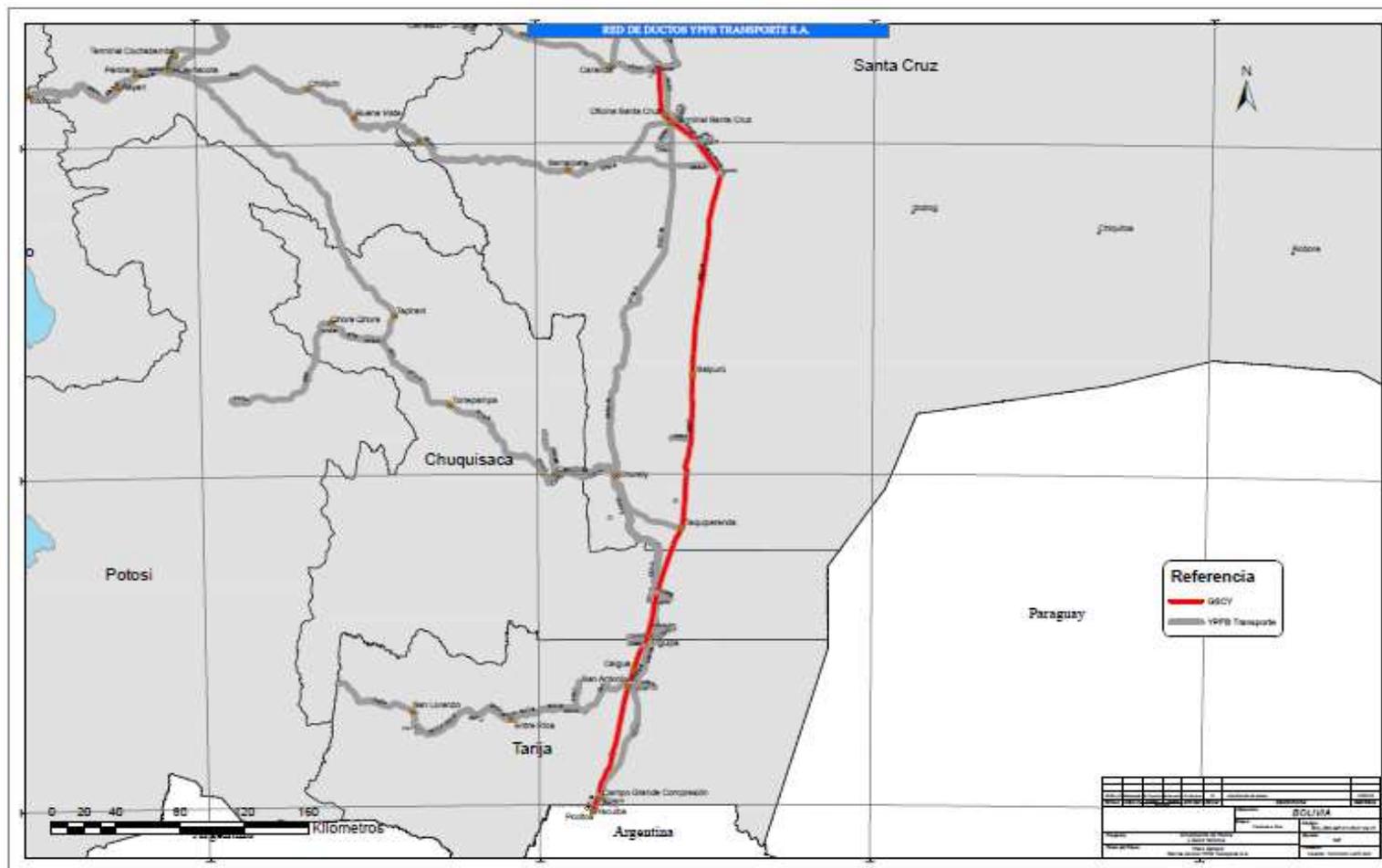
El GSCY inicia su recorrido hacia el sur, en la planta de control y medición de Colpa, continúa cruzando el río Piray, a la altura del km 31+000 a través de un puente de varios tramos, luego pasa la ciudad de Santa Cruz desde el km 32+542 hasta el km 45+694 donde se encuentra la zona de mayor densidad poblacional, Terminando a la altura aproximada de “el Palmar”. Prosigue junto a la carretera hacia la Planta de Río Grande y se unen en el recorrido hacia la planta de Río Grande (km 55+136), los siguientes ductos: Gasoducto Río Grande SCZ de diámetro 12”, El oleoducto río grande SCZ de diámetro 8” y el propano ducto de 4” de diámetro.

Del mismo modo se junta al GAA (Gasoducto al Altiplano) a la altura del km 80+893. Hasta la planta de Río Grande, Atraviesa la misma en el km 89+000 y luego se dirige al Río Grande encontrándose con el mismo a la altura del km 123+000 donde lo pasa a través de un puente de varios tramos. En la banda sur del río grande el GCYC pasa por el proyecto Abapo Izoqog (CORGEPAI) y se va en dirección sur, paralelo al GASIRG. Sobre el km 142+000 se encuentra emplazado un Loop de 36” de diámetro y una longitud de 28 kms.

Continuando en dirección a Charagua, se encuentra con la estación de compresión de Saipuru en el km 224+434 (municipio de Charagua), continuando hacia el sur, en el Km 290+000 atraviesa el río Parapetí a través de un puente de varios tramos.

En el km 328+921 encuentra la estación de compresión de Taquiperenda (municipio de Boyuibe) prosigue hacia la localidad de Villa Montes en el km 437+666 pasando por la estación de compresión de Caigua en el km 429+485 para luego cruzar por la ciudad de Villa Montes y el río Pilcomayo de forma totalmente enterrada, continúa paralelo a la carretera a Yacuiba por el palmar y se dirige a la terminal Yacuiba, donde termina su trayectoria.

Figura 4.1. Ubicación geográfica del gasoducto



Fuente: YPFB corporación, 2020

4.3. Proceso básico de investigación

La corrosión que sufre la tubería es la responsable que se produzcan grandes derrames de crudo que no solo afectan a la parte económica de las industrias petroleras, sino también al medio ambiente, trayendo consigo graves problemas de contaminación, toxicidad y destrucción del medio ambiente.

Aunque el uso de los recubrimientos (en especial los internos) en nuestro país no son muy empleados ya que las empresas dedicadas a las actividades petroleras prefieren esperar a que las tuberías corroídas colapsen para reemplazarlas en vez de emplear un sistema de recubrimientos logrando aumentar la vida útil de la tubería y retardar el proceso corrosivo.

Tabla 4.1 Fallas en la industria petrolera

FALLAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	
TIPOS DE FALLA	%
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño Mecánico	14
Fractura Frágil	9
Defecto de Fabricación	9
Defecto de Soldadura	7
Otros	10

Fuente: Wulpi, Donald, Understanding How Components Fall, ASM, 1991, USA.

Las posibles fallas más importantes y las que ocurren con mayor frecuencia en las operaciones de la industria del petróleo son las generadas por la corrosión, mientras que las producidas por otros factores son de menor importancia tal como se muestran en la tabla a continuación.

Es inevitable la presencia de la corrosión en la industria petrolera, pero la velocidad de corrosión puede ser disminuida o retardada, evitando de esta

manera la existencia de una corrosión agresiva en el interior de los principales dispositivos empleados en el transporte de gas

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se propone estudiar y analizar el efecto de la corrosión de una sección de tubería de transporte de gas API 5XL 52 con un sistema de protección contra la corrosión a fin de controlar la velocidad de corrosión en tuberías con altos contenidos de agua de producción por medio de sistemas poliméricos (epoxi 100% sólido) junto a inhibidores de corrosión (sales inorgánicas). El efecto de corrosivo será analizado cuando se transporta el gas a través de tuberías sobre la superficie antes de entrar a los sistemas de separación trifásica, ya que la corrosividad del crudo en esta zona es la más crítica, dando así los mayores problemas de falla en las tuberías de transporte de gas.

Dentro de la falla provocada por corrosión, existen diferentes mecanismos que la provocan, los cuales se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 4.2 Mecanismos de corrosión que provocan fallas de dispositivos en la industria petrolera

CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA	
MECANISMOS DE CORROSIÓN	%
Por dióxido de carbono (CO ₂)	28
Por ácido sulfhídrico (H ₂ S)	18
En soldadura	18
Por picadura (pitting)	12
Erosión	9
Galvánica	6
Hendidura (Crevice)	3
Impacto	3
Tensión (Stress)	3

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

4.3.1. Repetibilidad del proceso de investigación

Para la repetibilidad de los resultados en el estudio de la influencia de un recubrimiento epoxi 100% sólido en la velocidad de corrosión en tubería de transporte de gas API 5XL 52, debe tenerse en cuenta las siguientes consideraciones. Un factor fundamental el cual afectará directamente en los resultados que se obtengan es la limpieza que se dé a la superficie metálica a recubrir, ya que si no existe una buena limpieza de la misma, puede generar una pobre adhesión de la resina en el sustrato metálico lo cual afectaría a la velocidad de corrosión del material base. Para este estudio se emplea una limpieza química por medio del lavado de una solución de fosfato de sodio con detergente a la superficie metálica para posteriormente aplicar limpieza mecánica vía sandblasting de grado metal blanco (SSPC SP5) con un perfil de rugosidad de 25 a 37 μm .

El tipo de resina empleada ofrece una elevada o mínima resistencia a la velocidad de corrosión que es aplicada en la superficie de un sustrato metálico. Existen diferentes tipos de revestimientos que se ofrecen en el mercado que tienen diferentes comportamientos ante la corrosión. Para este estudio se emplea epoxi 100% sólido.

El procedimiento de aplicación de epoxi, ya que existen dos maneras de aplicarlas, una vía rodillo o brocha y otra vía pistola sin aire convencional (airless). Sea el método empleado, se debe asegurar en lo posible la homogeneidad en toda la superficie del tamaño de espesor aplicado, ya que al existir una heterogeneidad en el espesor de recubrimiento la velocidad de corrosión sobre esta será diferente comparado con una superficie homogénea en espesor.

La extracción de las probetas para el ensayo tanto en la cámara salina como en la cámara de inmersión debe ser realizada de tal modo que no afecte la microestructura de las mismas ya que al modificarlas pueden generar diferentes respuestas ante un medio corrosivo. Para esto se efectuó la extracción de las

probetas por medio de una cortadora universal de disco ($\varnothing=14$ inch) enfriando al elemento con agua a temperatura ambiente (20°C).

Los inhibidores de corrosión son empleados también para disminuir la velocidad de corrosión sobre sustratos metálicos, la velocidad de corrosión sobre sustratos metálicos dependerá del tipo de inhibidor empleado. Se utiliza para este estudio soluciones de inhibidores de naturaleza inorgánica al 5% en masa de sulfato de cinc, dicromato de potasio y una combinación de las dos sales.

Dentro de la cámara de inmersión se emplea una solución salina agresiva, sin la presencia de otros agentes químicos corrosivos como son ácidos y gases. En este estudio la solución agresiva corresponde a una solución salina al 15% de masa de cloruro de sodio a temperatura ambiente (20°C) y asegurando que la solución corrosiva esté libre de agentes contaminantes, ya que la presencia de cualquier agente contaminante dentro de la solución salina puede generar diferentes resultados en la velocidad de corrosión. También se menciona que las probetas empleadas en este ensayo deben estar colocadas de tal manera que la solución salina las cubra parcialmente.

De la misma manera en la cámara salina se emplea una solución salina al 15% de masa de cloruro de sodio sin la presencia de otros agentes corrosivos, y libre de agentes contaminantes, pero esta solución es atomizada y rociada sobre las probetas por 5 minutos en cada hora de operación, de esta manera trabaja 8 horas al día en un lapso de 90 días, a una temperatura de cámara de 28°C . Si el período de rociado de la solución salina es diferente y si se opera a diferentes temperaturas de cámara, la velocidad de corrosión será diferente a las presentadas en este estudio.

Los párrafos anteriores detallan los parámetros que afectan directa o indirectamente en la repetibilidad de los resultados de este estudio los cuales deberán ser considerados en estudios futuros al considerar como tópico la influencia de la corrosión en superficies metálicas.

4.4. Cámara de niebla salina

Antes de mencionar a la cámara de niebla salina, se comentará de los procesos o pasos previos para la obtención de probetas del acero en estudio que se colocarán en este dispositivo y en la cámara inmersión.

4.4.1. Descripción de los materiales

El sustrato metálico que se emplea para este estudio corresponde a una sección de tubería API 5XL 52 empleada para el transporte de gas, por medio de la cual se obtuvieron láminas para la posterior obtención de las probetas de ensayos.

Para recubrir las probetas metálicas pertenecientes a la sección de tubería se emplea la pintura epoxi 100% sólido.

Tabla 2.3 Propiedades físicas de la pintura

Color	Blanco
Acabado	Brillante o Mate
Sólidos por Volumen	80 % \pm 2%
Número de Componentes	Dos
Proporción de la Mezcla	4 partes por volumen de la Pintura 1 partes por volumen del Catalizador
Tiempo de Vida Útil de la Mezcla	6 Horas a 25°C o 4 Horas a 30°C
Punto de Inflamación	Mayor a 21°C
Espesor Recomendado	Húmedo: 123 μ m (5mils) Seco: 100 μ m (4mils)
Rendimiento Teórico	8,1 m ² / litro a 100 μ m (4 mils)

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

Para la preparación de las soluciones inhibidoras, se emplean las siguientes sales inorgánicas: sulfato de cinc ($ZnSO_4$), dicromato de potasio ($K_2Cr_2O_7$) y una combinación de las dos últimas.

4.4.2. Obtención de las placas de acero

Para la obtención de las placas se procedió a cortar la sección de la tubería por medio del equipo de oxi corte perteneciente al Laboratorio de Soldadura de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional, el cual emplea el acetileno como combustible y el oxígeno como comburente dando como resultado una flama que es capaz de cortar elementos metálicos de gran espesor.

4.4.3. Limpieza de las placas metálicas

- **Limpieza química:** Esta etapa se fundamenta en la norma SSPC-SP COM: The Society for Protective Coatings, SURFACE PREPARATION SPECIFICATIONS.
- **Limpieza mecánica:** Una vez que las placas han sido limpiadas vía química, se procede a realizar la limpieza mecánica con el fin de eliminar imperfecciones, protuberancias existentes en la superficie interna de las placas. Para esto se procede a realizar la limpieza mecánica vía sand blasting (chorro por arena) en base a la norma SSPC-SP 5/NACE N°1 The Society for Protective Coatings, JOINT SURFACE PREPARATION STANDARD White Metal Blast Cleaning dentro de las instalaciones de la empresa ACINDEC.

4.4.4. Recubrimiento de las placas de acero

Una vez terminada la etapa de limpieza de las placas de acero, se inicia con la etapa de recubrimiento de las mencionadas placas. Para el efecto, se realizan los siguientes pasos:

Se mezcla 4 litros de la pintura UNIMASTIC 4020 junto con 1 litro del catalizador DC – 001 y con 1 litro de disolvente de pintura.

A la mezcla resultante se la agita hasta que esta sea homogénea y no exista sólidos suspendidos dentro de la misma.

Luego se aplica la mezcla resultante a la superficie metálica a recubrir por medio de pistola sin aire (airless) convencional.

Se aplica el recubrimiento hasta el espesor deseado.

Después se determina si el espesor del recubrimiento ha alcanzado el valor requerido.

Una vez que se ha alcanzado el valor requerido finaliza el proceso de recubrimiento, casi contrario se sigue aplicando el recubrimiento hasta que el espesor del mismo alcance el valor requerido.

Los valores de espesores húmedos de recubrimiento para este estudio son los que se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 4.4 Espesores húmedos de recubrimiento

PLACA	ESPESOR (mils / μm)
1A	5 / 127
1B	5 / 127
2	6 / 152
3	7 / 178

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

Una vez aplicado el revestimiento en las superficies de las placas con la medida de espesor adecuada, se procede a realizar los siguientes pasos:

Colocar las placas con el recubrimiento dentro de una cámara de secado a una temperatura de 40°C por el lapso de tres horas. Posteriormente se retira las placas de la cámara de secado y se las deja a las mencionadas placas que sigan secándose a temperatura ambiente (20°C) por el lapso de una semana, sin que exista la posibilidad de contaminación del recubrimiento por parte de agentes contaminantes.

Los valores de espesores secos de recubrimiento para este estudio son los que se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 4.5 Espesores secos de recubrimiento aplicado a las placas de acero

PLACA	ESPESOR (mils / μm)
1A	3 / 76
1B	3 / 76
2	4 / 102
3	5 / 127

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

4.4.5. Extracción de las probetas a partir de las placas de acero con la pintura de recubrimiento

Para esto se deberán cortar probetas cuadrangulares de tamaños basándose en la norma ASTM B 117-03 Operating Salt Spray (Fog) Apparatus, es decir las mencionadas probetas tendrán tamaños aproximados a 100,00 mm x 100,00 mm. En la tabla que sigue se presenta el número de probetas extraídas de las mencionadas placas.

Tabla 4.6 Número de probetas extraídas a partir de las placas de acero con recubrimiento

PLACA	NÚMERO DE PROBETAS
1A y 1B	8
2	8
3	8
TOTAL	24

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

4.4.6. Preparación de las soluciones inhibidoras de corrosión

En la tabla que sigue se presentan las sales inorgánicas y la concentración que son empleadas en las probetas.

Tabla 4.7 Componentes y concentraciones empleados como inhibidores de corrosión

SAL INORGÁNICA	CONCENTRACIÓN (% masa)
Sulfato de Zinc (Zn SO ₄)	5.00
Dicromato de Potasio (K ₂ Cr ₂ O ₇)	5.00
Sulfato de Zinc + Dicromato de Potasio (Zn SO ₄) + (K ₂ Cr ₂ O ₇)	2.50 % (Zn SO ₄) 2.50 % (K ₂ Cr ₂ O ₇)

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

Como estas sales inorgánicas no son compatibles con el recubrimiento orgánico, se procede a retirar la tercera parte del mencionado recubrimiento de las probetas, con el objetivo de que el sustrato metálico adsorba la solución de inhibidores y observar el comportamiento de la corrosión en la interfase del recubrimiento, el sustrato metálico y el inhibidor.

4.4.7. Codificación de las probetas para ensayos

Una vez que las probetas ya han sido aplicadas las soluciones de las sales inorgánicas (inhibidores de corrosión), se procede a codificarlas. En las tablas a continuación donde se presenta la codificación, dimensiones y masas de las probetas que serán colocadas dentro de la cámara salina e inmersión.

Tabla 4.8 Datos y codificación de las probetas que se colocan dentro de la cámara salina

CÓDIGO	TIPO INHIBIDOR	MASA (g)	ESPESOR RECUBRIMIENTO (mils)	SUPERFICIE TOTAL (mm x mm)	SUPERFICIE RECUBRIMIENTO (mm x mm)
SR1	-	997,991	-	96,20 x 96,30	-
3.1	-	902,486	3	94,20 x 92,90	94,20 x 92,90
3.3	ZnSO ₄	880,705	3	94,40 x 96,90	94,40 x 64,60
3.5	K ₂ Cr ₂ O ₇	867,186	3	91,30 x 95,85	91,30 x 63,90
3.7	ZnSO ₄ + K ₂ Cr ₂ O ₇	880,204	3	97,00 x 95,25	97,00 x 63,50
4.1	-	904,791	4	99,80 x 98,10	99,80 x 98,10
4.3	ZnSO ₄	954,521	4	100,00 x 102,75	100,00 x 68,50
4.5	K ₂ Cr ₂ O ₇	903,893	4	96,90 x 102,15	96,90 x 68,10
4.7	ZnSO ₄ + K ₂ Cr ₂ O ₇	924,957	4	102,50 x 103,05	102,50 x 68,70
5.1	ZnSO ₄ + K ₂ Cr ₂ O ₇	926,684	5	96,30 x 102,9	96,30 x 68,60
5.3	ZnSO ₄	994,500	5	102,00 x 100,65	102,00 x 67,10
5.5	K ₂ Cr ₂ O ₇	925,765	5	101,00 x 97,65	101,00 x 65,10
5.7	-	886,990	5	99,80 x 98,00	99,80 x 98,00

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

Tabla 4.9 Datos y codificación de las probetas que se colocan dentro de la cámara de inmersión

CÓDIGO	TIPO INHIBIDOR	MASA (g)	ESPESOR RECUBRIMIENTO (mils)	SUPERFICIE TOTAL (mm x mm)	SUPERFICIE RECUBRIMIENTO (mm x mm)
SR2	-	995,952	-	94,70 x 94,15	-

3.2	-	798,090	3	91,60 x 94,90	91,60 x 94,90
3.4	ZnSO ₄	865,086	3	91,20 x 95,70	91,20 x 63,80
3.6	K ₂ Cr ₂ O ₇	869,669	3	91,70 x 92,10	91,70 x 61,40
3.8	ZnSO ₄ + K ₂ Cr ₂ O ₇	873,074	3	91,90 x 96,90	91,90 x 64,60
4.2	xxx	938,745	4	96,40 x 94,30	96,40 x 94,30
4.4	ZnSO ₄	908,391	4	94,30 x 91,70	94,30 x 61,10
4.6	K ₂ Cr ₂ O ₇	943,535	4	98,80 x 94,70	98,80 x 63,10
4.8	ZnSO ₄ + K ₂ Cr ₂ O ₇	876,092	4	96,10 x 96,60	96,10 x 64,40
5.2	ZnSO ₄ + K ₂ Cr ₂ O ₇	849,815	5	96,15 x 93,30	96,15 x 62,20
5.4	ZnSO ₄	861,740	5	101,00 x 99,00	101,00 x 66,00
5.6	K ₂ Cr ₂ O ₇	864,158	5	88,40 x 86,70	88,40 x 57,80
5.8	xxx	794,481	5	99,00 x 94,15	99,00 x 94,15

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

4.4.8. Cámara de niebla salina

Para este ensayo, se construye una cámara de niebla salina en base a los criterios y parámetros de construcción y operación de la norma ASTM B117-03 "Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus".

Solución que se Atomiza dentro de la Cámara de Niebla Salina.- En base a la norma ASTM B 117 – 03, la solución que debe atomizarse dentro de la cámara es una solución salina cuya concentración dependerá al tipo de ambiente que estará expuesto el material a ensayar. Para el presente estudio se empleará una solución salina al 15,0% en masa de cloruro de sodio debido a que el contenido de total de cloruros en el crudo al momento de ser extraído de los pozos es del 16,5%.

Tabla 4.10 Parámetros de operación de la cámara de niebla salina

PARÁMETRO DE OPERACIÓN	VALOR
Temperatura dentro de la cámara (°C)	28 ± 1
Caudal de rociado (ml / min)	20
Tiempo de rociado (minutos/hora)	5
Concentración de cloruro de sodio en solución (% masa)	15
pH de la solución de cloruro de sodio	7 ± 1

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

Colocación de las Probetas dentro de la Cámara de Niebla Salina.- Una vez que están preparadas las probetas para ser ensayadas como también la solución salina, se procede a colocar las mencionadas probetas de la tabla anterior dentro de los cables de la cámara de niebla salina de tal modo que las probetas estén distribuidas a lo largo de la mencionada cámara con el fin de que todas las probetas a ser ensayadas reciban el rociado de la solución salina.

Parámetros de Operación de la Cámara de Niebla Salina.- En la tabla a continuación se presenta los parámetros de operación de la cámara de niebla salina.

4.4.9. Cámara de inmersión

Conjuntamente con el ensayo de la cámara de niebla salina, se procede a realizar el ensayo de la cámara de inmersión, con el objetivo de determinar el efecto de sumergir dentro de un fluido a las probetas que servirán para el análisis. Para este ensayo, se dispone de una cámara de inmersión tomando en cuenta algunos criterios y parámetros de operación de la norma ASTM G 31 - 72 "Standard Practice for Laboratory Inmrsion Corrosion Testing of Metals".

Solución que se emplea dentro de la Cámara de Inmersión.- Este análisis es empleado para observar el comportamiento corrosivo que presenta el material a ser evaluado al ponerlo en contacto con una solución la cual estará en contacto.

Esta solución debe poseer las características similares a las del fluido que transporta la tubería metálica por su interior. Para el presente estudio se empleará una solución salina al 15,0% en masa de cloruro de sodio debido a que el contenido de total de cloruros en el crudo al momento de ser extraído de los pozos es del 16,5%.

Colocación de las Probetas dentro de la Cámara de Inmersión.- Una vez que están preparadas las probetas para ser ensayadas como también la solución salina, se procede a colocar las mencionadas probetas de la tabla 2.9 dentro de la cámara de inmersión de tal modo que las probetas queden parcialmente sumergidas en la solución salina.

Parámetros de Operación de la Cámara de Inmersión.- En la tabla a continuación se presenta los parámetros de operación en los cuales la cámara de inmersión operó para este estudio.

Tabla 4.11 Parámetros de operación de la cámara de inmersión

PARÁMETRO DE OPERACIÓN	VALOR
Temperatura dentro de la cámara (°C)	20 ± 1
Tiempo de exposición de las probetas a la solución salina (días)	90
Concentración de cloruro de sodio en solución (% masa)	15,0
pH de la solución de cloruro de sodio	7 ± 1

Fuente: Fontana, Mars, Corrosion Engineering, Mc Graw Hill, 2008, Singapur

4.4.10. Evaluación de las probetas de los diferentes ensayos

Las probetas de acero con y sin recubrimiento correspondientes a los ensayos de cámara de niebla salina como también de la cámara de inmersión son evaluadas semanalmente mientras duran los 90 (noventa) días de experimentación. El procedimiento de evaluación para las probetas con o sin recubrimiento epóxico de la cámara de inmersión es el siguiente:

- Se procede a retirar las 13 (trece) probetas de la cámara de inmersión. Por medio de agua fresca y con la acción mecánica de un cepillo, se procede a lavar y a retirar los componentes de herrumbre así como depósitos de sal existentes en las probetas.
- Posteriormente se procede a remojar a la probeta en etanol y en seguida se la somete a un proceso de secado.
- Después por medio del estéreo microscopio Meiji con aumentos de 10X se procede a realizar las macrográficas de las probetas.
- Luego se determina la masa existente en cada una de las probetas por medio de la balanza Mettler Toledo.

Finalmente se vuelve a colocar las probetas dentro de la cámara de inmersión.

El procedimiento descrito anteriormente es aplicado semanalmente por el lapso de 13 semanas. Además se registra el valor de pH de la solución salina de la cámara de inmersión una vez al día durante el tiempo del ensayo.

El procedimiento de evaluación para las probetas con o sin recubrimiento con epoxi 100% sólido de la cámara de niebla salina es el siguiente:

- Se procede a retirar las 13 (trece) probetas de la cámara de niebla salina.
- Por medio de agua fresca y con la acción mecánica de un cepillo, se procede a lavar y a retirar los componentes de herrumbre así como depósitos de sal existentes en las probetas.
- Posteriormente se procede a remojar a la probeta en etanol y en seguida se la somete a un proceso de secado.
- Después por medio del estéreo microscopio Meiji con aumentos de 10X se procede a realizar las macrográficas de las probetas.
- Luego se determina la masa existente en cada una de las probetas por medio de la balanza Mettler Toledo.

- Finalmente se vuelve a colocar las probetas dentro de la cámara de niebla salina.

El procedimiento descrito anteriormente es aplicado semanalmente por el lapso de 13 semanas. Además se registra el valor de la temperatura del interior de la cámara de niebla salina así también el valor de pH de la solución salina de la mencionada cámara una vez al día durante el tiempo del ensayo.

Una vez transcurrido los 90 (noventa) días de exposición de las probetas en las soluciones salinas de la cámara de niebla salina así como de la cámara de inmersión, se procede a realizar la evaluación de las mismas en base a los siguientes pasos:

- Se procede a retirar las 13 (trece) probetas de la cámara de inmersión y las 13 (trece) probetas de la cámara de niebla salina.
- Por medio de agua fresca y con la acción mecánica de un cepillo, se procede a lavar y a retirar los componentes de herrumbre así como depósitos de sal existentes en las probetas.
- Se prepara una solución de 6 litros de fosfato de sodio (Na_3PO_4) y detergente a una concentración de 30 gramos de fosfato de sodio (Na_3PO_4) /litro y 21 gramos de detergente /litro para la limpieza de las probetas.
- Se procede a la limpieza de las probetas por medio de la solución preparada junto a la acción mecánica de un cepillo de cerda plástica con el fin de no provocar ralladuras dentro de la superficie de las mencionadas probetas.
- Una vez que las probetas han sido enjuagadas de la solución mencionada en el párrafo anterior, se procede a remojar a la probeta en etanol y en seguida se la somete a un proceso de secado.
- Después por medio del estéreo microscopio Meiji con aumentos de 10X se procede a realizar las macrografías de las probetas.

Luego se determina la masa existente en cada una de las probetas por medio de la balanza analítica Citizen.

Una vez que se analizan las zonas donde está más evidente la corrosión en las probetas, se procede a realizar las metalografías de las mismas con el fin de observar cómo avanza la corrosión dentro de la microestructura de las probetas. El procedimiento a realizarse es en base a la norma ASTM E3-11: STANDARD GUIDE FOR PREPARATION OF METALLOGRAPHIC SPECIMENS, para que finalmente por medio del microscopio metalográfico Meiji a los aumentos de 100 y 500X se procede a la obtención de las metalografías y la medida de los espesores de los recubrimientos con epoxi 100% sólido.

Este procedimiento se realiza para las 25 probetas restantes.

Una vez realizados los ensayos metalográficos, se procede a tomar el resto de las probetas y se realiza el ensayo de adherencia de recubrimientos. El procedimiento a seguir es el siguiente:

Se toma el juego de 4 cuchillas con separación de 1.0 mm y se procede a rayar la superficie del revestimiento por medio de un trazo continuo y profundo.

Posteriormente se realiza el trazo mencionado pero rotando la dirección del trazado de las cuchillas 90° del trazo original.

Como resultado de lo anterior se tienen 9 cuadrados.

Luego se coloca sobre estos cuadrados una cinta adhesiva que esté muy bien adherida a las mismas.

Se procede a retirar la mencionada cinta por medio de un simple movimiento.

Se reporta el número de cuadrados de revestimiento que han sido removidos para posteriormente realizar una relación proporcional para obtener el valor de la adherencia del revestimiento al material base.

4.4.11. Equipos utilizados

En esta sección se presentan los equipos empleados en la etapa experimental además de las especificaciones de los mismos.

Estéreo microscopio.- El estereo microscopio es empleado para la realización de los ensayos de macrografía y determinación de la existencia de inclusiones en las microestructuras de las probetas ensayadas.

Microscopio Metalográfico.- El microscopio metalográfico es empleado para la realización de los ensayos de metalografía para la determinación de las microestructuras, avance de la corrosión y medida de espesores de los recubrimientos con epoxi 100% sólido de las probetas ensayadas

Desbastadora.- La desbastadora es empleada en el desbaste grueso de las probetas metalográficas.

Banco de Pulido.- El banco de pulido es empleado en la etapa del desbaste fino de las probetas metalográficas.

Pulidora.- La pulidora es empleada en la etapa del pulido grueso y fino de las probetas metalográficas.

Termocupla.- La termocupla tipo K es empleada en la medición de la temperatura en el interior de la cámara de niebla salina.

Balanza Analítica- La balanza analítica es empleada en la medición de las masas de las probetas ensayadas en las cámaras de inmersión y de niebla salina.

4.5. Resultados y análisis

4.5.1. Resultados obtenidos

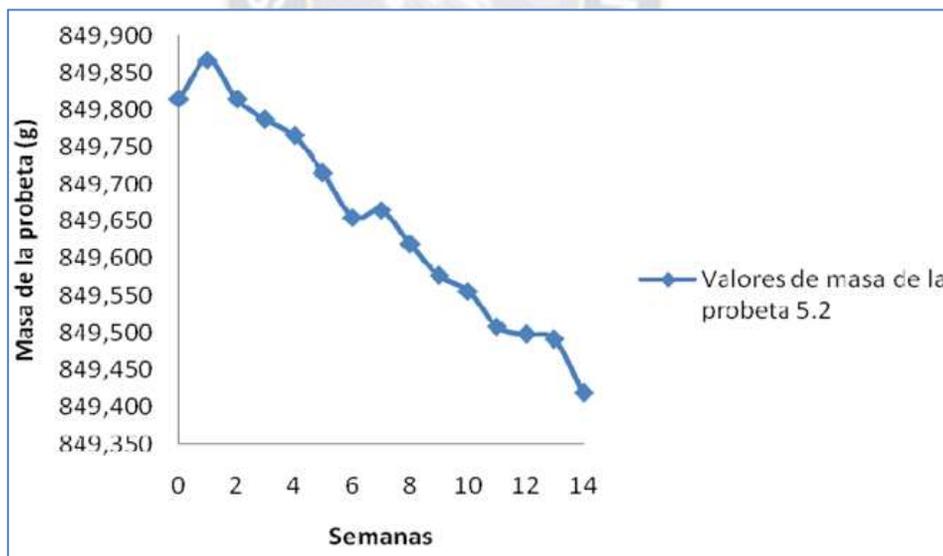
En la presente sección se muestran los resultados obtenidos en los ensayos macrográficos, metalográficos y pérdida de masa de las probetas que

han sido colocadas dentro de las cámaras de inmersión y de niebla salina. Primero se presentan los resultados obtenidos en las probetas colocadas en la cámara de inmersión y posteriormente se presentan los resultados de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de niebla salina.

4.5.1.1. Resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de inmersión

Análisis Gravimétrico- Por medio de este análisis, se podrá observar la variación de las masas de las probetas expuestas a la cámara de inmersión. En la gráfica a continuación se observa la variación de la masa de la probeta 5.2 vs las semanas de ensayo.

Gráfico 4.1 Valores de masa de la probeta 5.2 vs semanas de ensayo en la cámara de inmersión



Fuente: YPFB Corporación

Análisis Visual.- Por medio de una cámara digital se procede a obtener las fotografías de las probetas de la cámara de inmersión cuyas superficies no poseen recubrimiento conjuntamente con las probetas que poseen recubrimiento.

Todas las fotografías son tomadas a un aumento de 3X. Todos los presentes ensayos serán realizados para la probeta 5.2

A continuación se presenta la tabla a continuación que representa la codificación empleada para la identificación de las fotografías conjuntamente con las fechas realizadas de ensayo.

Tabla 4.12 Codificación usada en las fotografías correspondientes al análisis visual

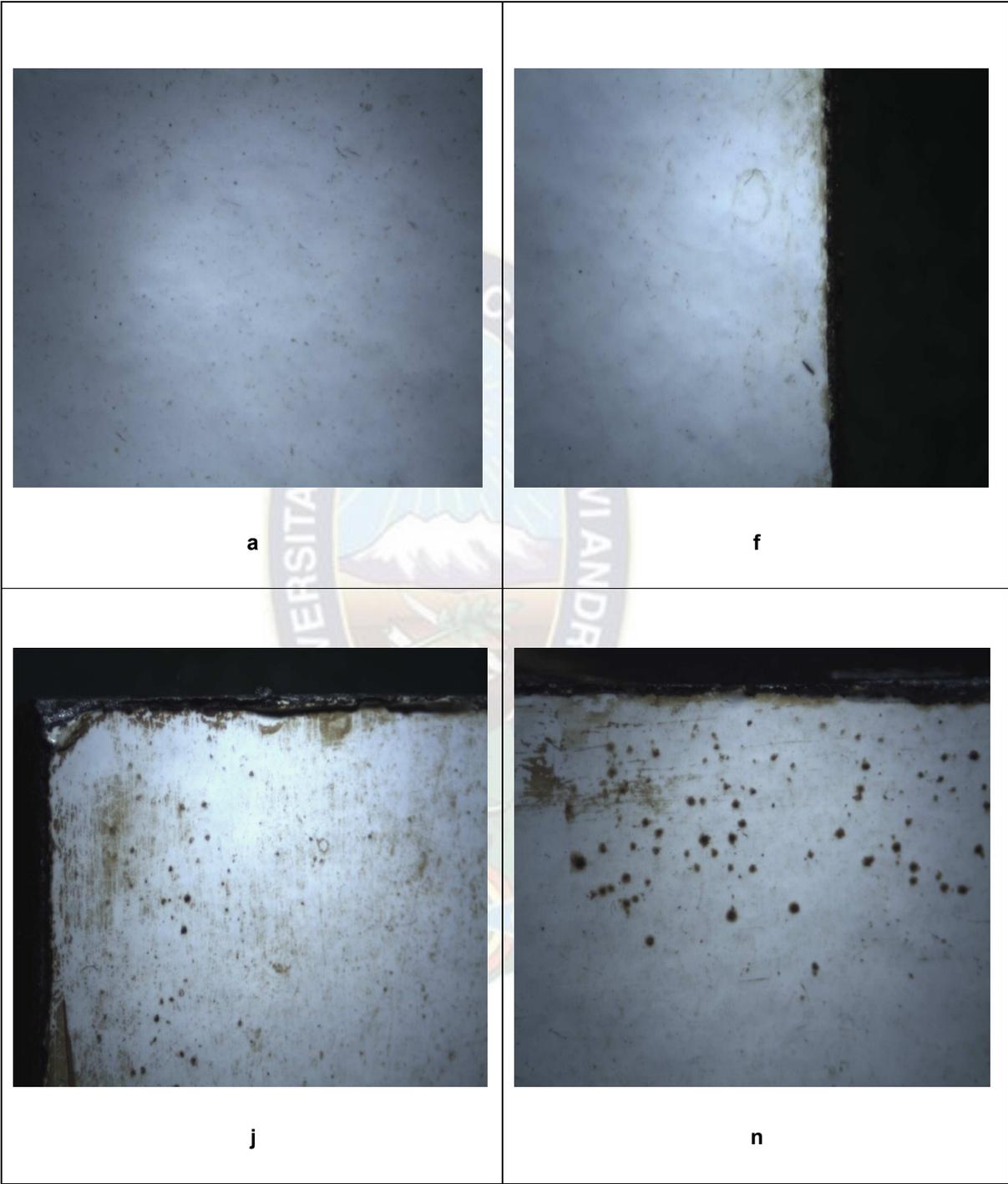
Codificación	Fecha del ensayo	Codificación	Fecha del ensayo
a	02 mayo 2019	h	20 junio 2019
b	09 mayo 2019	i	27 junio 2019
c	16 mayo 2019	j	04 julio 2019
d	23 mayo 2019	k	11 julio 2019
e	30 mayo 2019	l	18 julio 2019
f	06 junio 2019	m	25 julio 2019
g	13 junio 2019	n	01 agosto 2019

Fuente: elaboración propia en base a datos de YPFB Corporación

Análisis Macrográfico.- Por medio del estéreo zoom microscopio MEIJI, se procede a realizar las macrografías de las probetas que han sido colocadas dentro de la cámara de inmersión.

Para fines prácticos se empleará las macrografías correspondientes a la probeta 5.2 con el objetivo de observar como la ha variado la mencionada probeta ante el efecto corrosivo que se presentan como se puede ver a continuación:

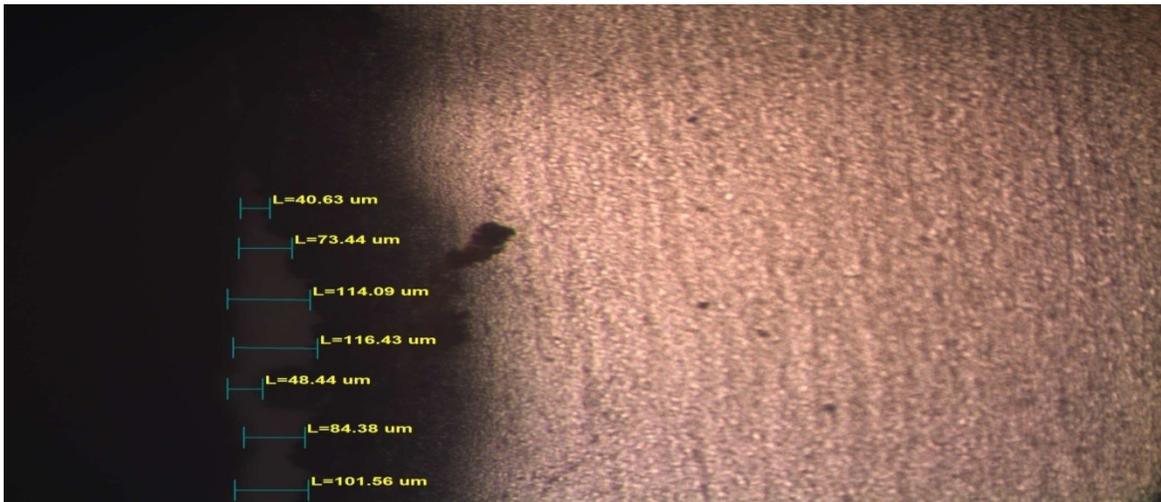
Figura 4.1 Probeta 5.2 con codificación a, f, j y n con la presencia de recubrimiento 10X



Fuente: Recopilación propia a través de YPFB Corporación

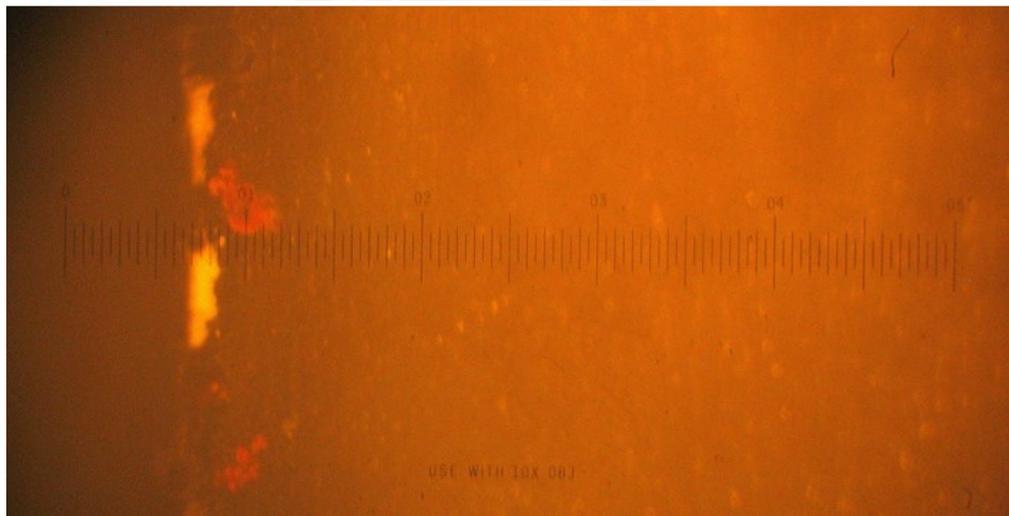
Análisis Metalográfico.- Se procede a realizar las metalografías de las probetas que han sido colocadas dentro de la cámara de inmersión.

Figura 4.2 Acero de matriz ferrítica perlítica con bajo contenido de carbono, se observa que el recubrimiento con epoxi 100% solido sufre un proceso de disminución de espesor



Fuente: Recopilación propia a través de YPFB Corporación

Figura 4.3 Zonas con recubrimiento epoxi 100% solido



Fuente: Recopilación propia a través de YPFB Corporación

Puede observarse que en los sitios donde el recubrimiento con epoxi 100% sólido es nulo o mínimo, el avance de la corrosión es mayor.

4.5.2. Resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de niebla salina

Análisis Visual.- Por medio de una cámara digital se procede a obtener las fotografías de las probetas de la cámara de niebla salina cuyas superficies no poseen recubrimiento conjuntamente con las probetas que poseen recubrimiento. Todas las fotografías son tomadas a un aumento de 3X. A continuación se presenta la tabla a continuación que representa la codificación empleada para la identificación de las fotografías conjuntamente con las fechas realizadas de ensayo.

Tabla 4.13 Codificación empleada en las fotografías correspondientes al análisis visual

Codificación	Fecha del ensayo	Codificación	Fecha del ensayo
n	03 mayo 2019	t	21 junio 2019
o	10 mayo 2019	u	28 junio 2019
p	17 mayo 2019	v	05 julio 2019
q	24 mayo 2019	w	12 julio 2019
r	31 mayo 2019	x	19 julio 2019
rr	07 junio 2019	y	26 julio 2019
s	14 junio 2019	z	02 agosto 2019

Fuente: Elaboración propia a través de datos de YPFB Corporación

Análisis Gravimétrico- Por medio de este análisis, se podrá observar la variación de las masas de las probetas expuestas a la cámara de niebla salina. En la gráfica a continuación se observa la variación de la masa de la probeta vs las semanas de ensayo dentro de la cámara de niebla salina. Para estos ensayos se empleará la probeta 5.1.

Análisis de Adherencia.- Se procede a realizar los ensayos de adherencia de los recubrimientos en las probetas que han sido colocadas dentro de la cámara de niebla salina. En la tabla a continuación se presentan los resultados obtenidos en los ensayos de adherencia correspondiente a la probeta 5.1 una vez que se ha realizado el ensayo.

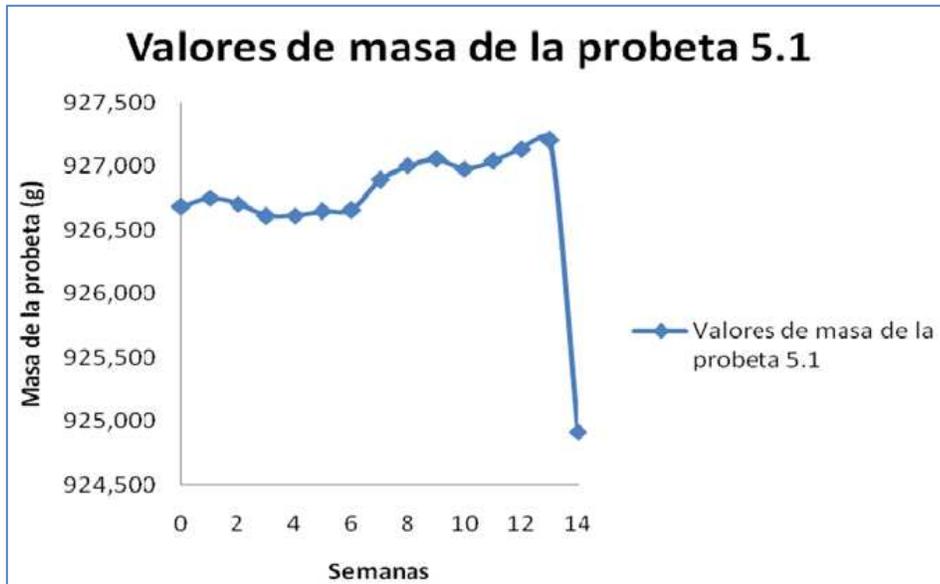
Tabla 4.14 Datos obtenidos de los ensayos de adherencia realizados a las probetas colocadas en la cámara de niebla salina

PORCENTAJE DE ADHERENCIA EN PROBETA SIN HABER ESTADO EN LA CÁMARA DE NIEBLA SALINA					
100					
PROBETA	PORCENTAJE ADHERENCIA	PROBETA	PORCENTAJE ADHERENCIA	PROBETA	PORCENTAJE ADHERENCIA
3.1	100	4.1	100	5.1	100
3.3	100	4.3	100	5.3	100
3.5	100	4.5	100	5.5	100
3.7	100	4.7	100	5.7	100

Fuente: Elaboración propia a través de datos de YPFB Corporación

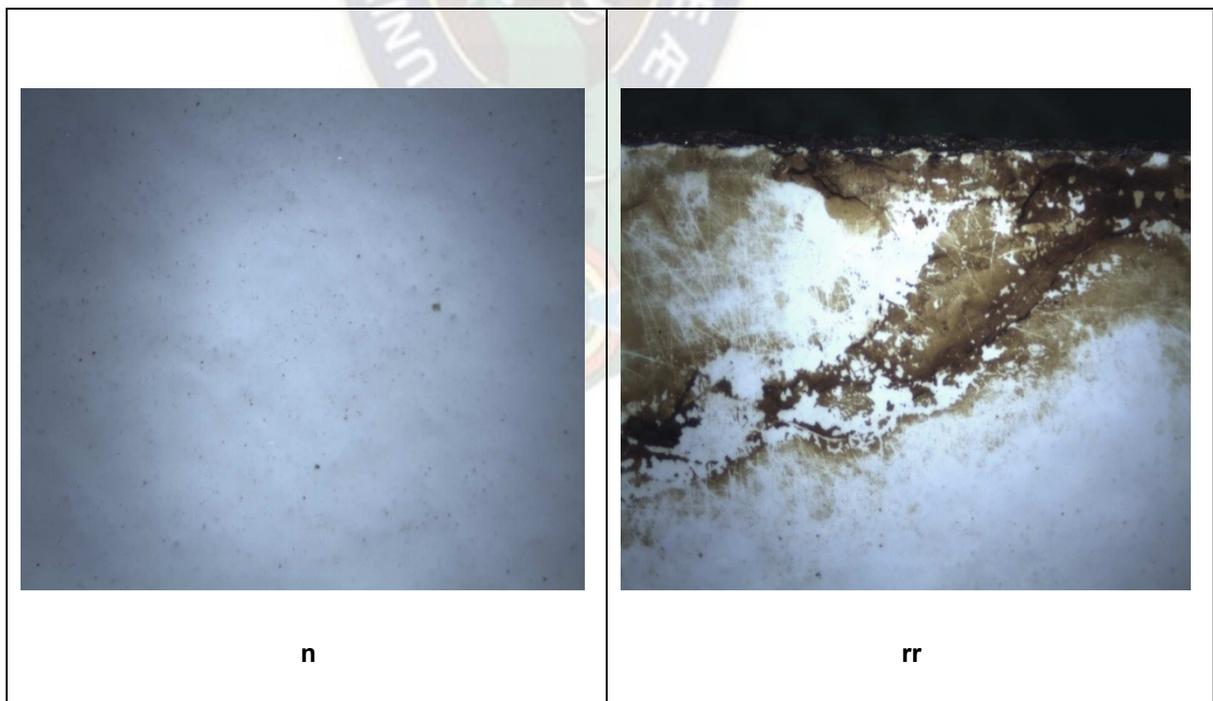
Análisis Micrográfico.- Por medio del estéreo zoom microscopio MEIJI, se procede a realizar las macrografías de las probetas que han sido colocadas dentro de la cámara de niebla salina. Para fines prácticos se empleará las macrografías correspondientes a la probeta 5.1 con el objetivo de observar como la ha variado la mencionada probeta ante el efecto corrosivo que se presentan en las fotografías a continuación.

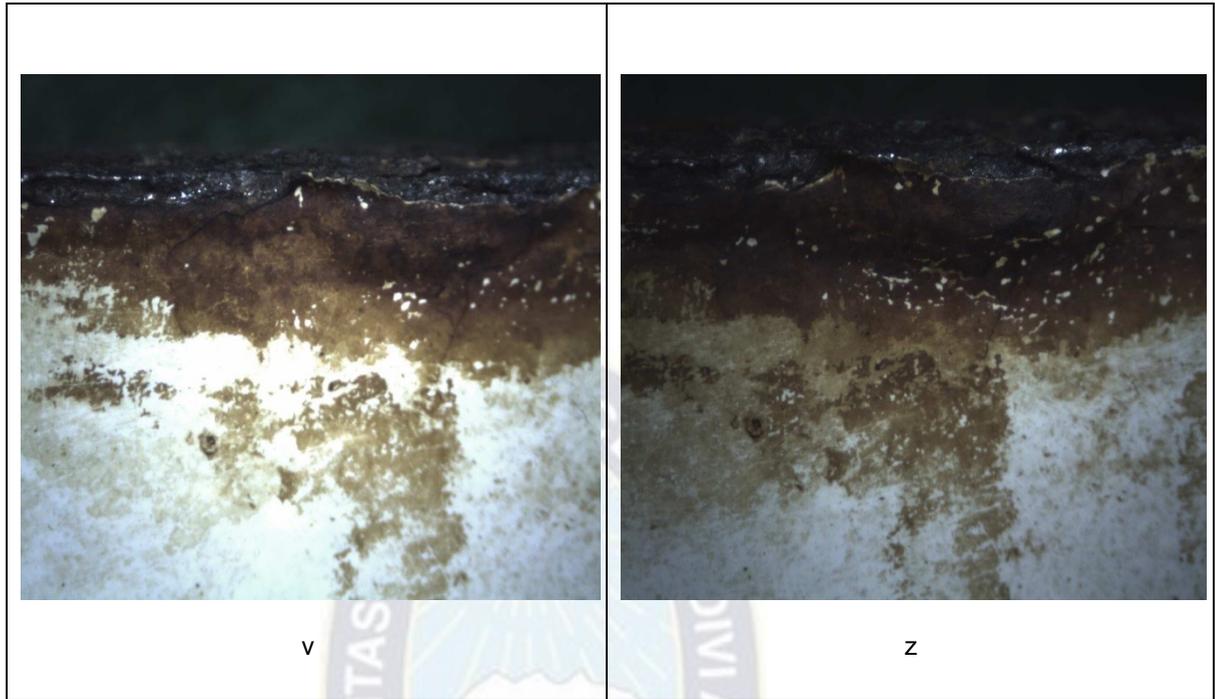
Gráfico 4.2. Valores de masa de la probeta 5.1 vs semanas de ensayo en la cámara de niebla salina.



Fuente: Elaboración propia a través de datos de YPFB Corporación

Figura 4.4. Probeta 5.1 con codificación ñ, rr, v y z con la presencia de recubrimiento 10X

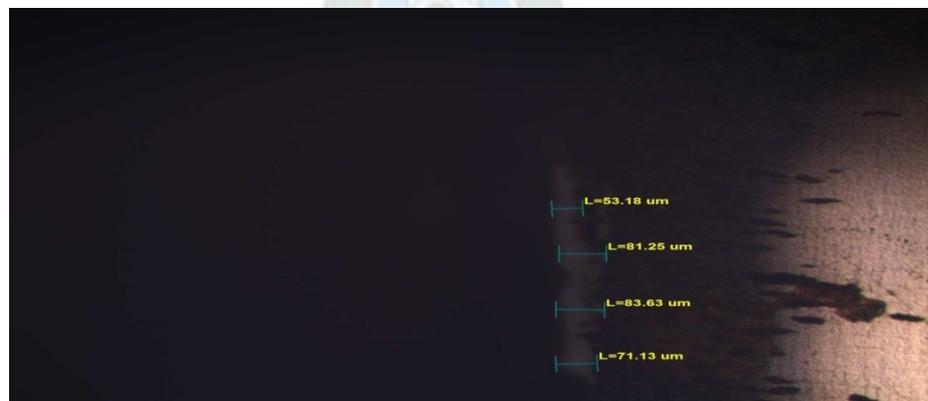




Fuente: Elaboración propia a través de datos de YPFB Corporación

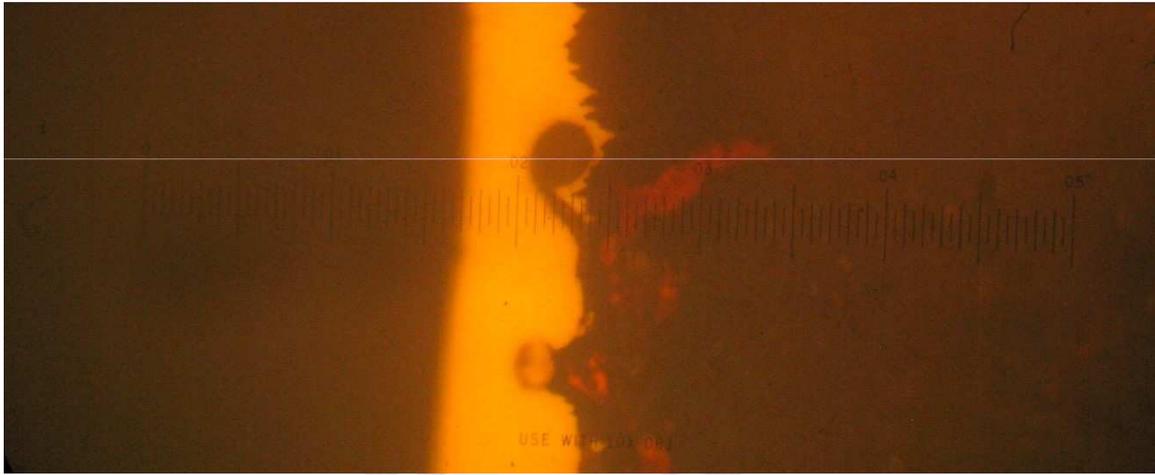
Análisis Metalográfico.- Se procede a realizar las metalografías de las probetas que han sido colocadas dentro de la cámara de niebla salina. Para fines prácticos se empleará las metalografías correspondientes a la probeta 5.1 con el objetivo de observar cómo se ha afectado la microestructura de la misma ante el avance de la corrosión.

Figura 4.5 Acero de matriz ferrita



Fuente: Recopilación propia a través de YPFB Corporación

Figura 4.6 Vista bajo el recubrimiento epoxi 100% solido



Fuente: Recopilación propia a través de YPFB Corporación

4.5.3. Análisis de resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de inmersión

Análisis Visual.- Dentro de la cámara de inmersión, una sección de las probetas están sumergidas dentro de la solución salina, de esta manera generando una interfase. Sumergidas dentro de la solución se encuentran las secciones recubiertas con el revestimiento, dejando a la zona descubierta de las probetas sin contacto con la solución.

Transcurrido 90 días se observa que en la zona del recubrimiento, en algunas secciones aparecen protuberancias o hinchamientos, puntos de ruptura, disminución del espesor del revestimiento. Estos defectos se observan con más frecuencia en los bordes de las probetas.

Debajo de los defectos generados en la zona del recubrimiento por el contacto con la solución salina que se menciona en el párrafo anterior puede observarse la existencia de corrosión solapada, de esta manera generando una disminución y pérdida de la masa metálica de las probetas que está bajo el recubrimiento epoxi 100% sólido.

Mientras que en la zona no recubierta de las probetas, se observa que existe corrosión por picadura debido al ambiente salino predominante dentro de la cámara, consecuencia de esto es la disminución de espesor del material a pesar de la aplicación de las soluciones inhibidoras de corrosión.

El recubrimiento cumple el objetivo proteger a las probetas en contacto con el medio salino, pero al existir una pequeña irregularidad o heterogeneidad en la superficie de la misma, el fluido corrosivo ingresará por estos defectos y en consecuencia de esto el proceso de corrosión atacará al material base (metal) al cual se está protegiendo.

Análisis gravimétrico.- En base de la gráfica 2 se observa que la tendencia de las probetas al estar expuestas y sumergidas en un ambiente salino dentro de la cámara de inmersión es el de disminuir su masa, aunque en algunas de se presenta en un tiempo de ensayo un aumento de la misma.

Esto se debe a que la cantidad de sal que se deposita sobre las paredes de las probetas analizadas no se extrae por completo al momento de la limpieza para la extracción de datos y de fotografías semanalmente, debido a que no se debe realizar una limpieza exhaustiva vía mecánica porque se corre el riesgo de eliminar señales características e importantes del proceso de corrosión existente y predominante.

Pero en la última extracción de datos una vez obtenidas las fotografías con las señales ya mencionadas, se procede a la limpieza profunda de las probetas y se puede comprobar desde este punto la disminución de la masa de las probetas al estar sometidas y sumergidas en una solución salina.

Por medio de la gráfica citada, puede observarse que la disminución de masa de la probeta que no posee recubrimiento epoxi 100% sólido presenta una mayor pérdida de material en comparación de las mismas que están recubiertas y protegidas con un sistema de inhibidor de sales inorgánicas.

La tendencia de las probetas que poseen recubrimiento total en toda la superficie presentan una menor pérdida de masa en comparación con las probetas que están parcialmente cubiertas con el revestimiento y colocadas sistemas de inhibidores, aunque se presenta en el caso de la probeta 4.2 recubierta totalmente con el revestimiento tiene una menor masa que la probeta 4.8 parcialmente cubierta, esto se debe a que debajo del recubrimiento epoxi 100% sólido se produce pérdida de masa del sustrato metálico vía corrosión solapada por las irregularidades existentes en la superficie del revestimiento de la probeta.

Con respecto a este análisis en el caso de las probetas parcialmente cubiertas con epoxi 100% sólido y protegidas con el sistema de inhibidores, se dice que la solución al 5% de la sal inorgánica de dicromato de potasio presenta menores pérdidas de masa en comparación con las restantes sales inorgánicas aplicadas, aunque el conjunto con el revestimiento epoxi 100% sólido hace que la acción de estas sales sea más eficaz ante la pérdida de masa vía corrosión.

Análisis Macrográfico.- En base a las figuras mostradas anteriormente, se observa que en las probetas que están cubiertas totalmente con el revestimiento epoxi 100% sólido no existe una gran afección en la superficie de las mismas. Por ejemplo en la superficie recubierta de la probeta 5.2 se observa la presencia de pequeños puntos de depósito de material corroído conjuntamente con el desprendimiento del material epoxi 100% sólido en los bordes de la probeta en mención. Se recuerda que la zona recubierta con el revestimiento está totalmente recubierta de la solución salina. Y este efecto se hace más notorio cuando el tiempo de ensayo es mayor y fuertemente influenciado con el tamaño de espesor del recubrimiento, es decir que a mayor espesor de recubrimiento se presentan estos defectos pero en menor intensidad y cantidad en comparación con recubrimientos de menor espesor.

Se debe insistir en el cuidado que debe tener la superficie del recubrimiento, ya que debe estar libre de imperfecciones debido a que cualquier defecto en la superficie del mismo, el fluido corrosivo ingresará generando de esta manera

corrosión, provocando el desprendimiento del material metálico y la posterior remoción del material polimérico de recubrimiento.

El lugar donde se observa mayor cantidad de los defectos mencionados en el párrafo anterior es en la interfase de la probeta donde confluye la fase aérea cargada de salinidad con la fase de solución salina. En esta zona es donde se produce la mayor corrosión posible debido a la presencia de oxígeno. La cantidad y el tipo de defectos generados por el efecto corrosivo son mayores en comparación que de otras zonas. Al igual que se menciona en el párrafo anterior, el tiempo de exposición será un parámetro fundamental para el avance de la corrosión.

Mientras que en la zona que no posee recubrimiento epoxi 100% sólido y solo está protegido por soluciones inhibidoras de sales inorgánicas, presentan un mayor defecto en la superficie por el avance de la corrosión. Esto quiere decir que no solo se puede aplicar la solución inhibidora, sino esta solución inhibidora en conjunto con el revestimiento epoxi 100% sólido para generar una mayor barrera y resistencia a la corrosión.

Análisis Metalográfico.- El material base es un acero de matriz ferrítica perlítica con bajo contenido de carbono, con gran cantidad de inclusiones y de gran tamaño del tipo silicato. Además se observa que este acero ha sido trabajado en caliente y terminado en frío en la dirección del conformado, consecuencia de esto es que la mayoría de las inclusiones del tipo silicato han sido deformadas a lo largo de la dirección del conformado mecánico.

Se aprecia que en la zona del recubrimiento epoxi 100% sólido la penetración de la corrosión a través de los límites de grano es mínima indicando de esta manera que la barrera epoxi 100% sólido colocada es efectiva, salvo en los puntos donde existen imperfecciones superficiales. En la zona de la interfase puede observarse con mayor notoriedad la efectividad de la barrera epoxi 100% sólido ya que la corrosión avanza con mayor facilidad en la zona descubierta a

través de los límites de grano. Como se puede observar en las fotografías mencionadas, el avance de la corrosión a través de los límites de grano llegan a valores mayores de 0,04 mils mientras que en otras probetas llegan a ser menores que 0,01 mils. Además de avanzar la corrosión a través de los límites de grano, también avanza a través de las inclusiones, ya que tanto inclusiones como los límites de granos existentes en una estructura, son sitios dentro de la microestructura con mayor energía por donde la corrosión ingresa con mayor facilidad.

Mientras que en la zona donde las probetas no están cubiertas por material epoxi 100% sólido y solo están cubiertas por soluciones inhibidoras de sales inorgánicas, se observa que el avance de la corrosión es mayor en comparación a las zonas donde las probetas están con el recubrimiento epoxi 100% sólido, llegando el avance de la corrosión a distancias mayores que los 0,04 mils.

Los procesos de corrosión encontrados en las probetas analizadas corresponden al tipo de corrosión general debido a que toda la superficie sin recubrimiento está afectada por la corrosión y al proceso de corrosión por picadura debido a los pequeños orificios que se encuentran en la zona donde no existe recubrimiento epoxi 100% sólido, mientras que en la zona de recubrimiento existe la evidencia de corrosión solapada debido a que debajo del revestimiento el sustrato metálico ha perdido masa como consecuencia del ingreso del fluido corrosivo a través de una de las imperfecciones existentes del recubrimiento.

Análisis de Adherencia.- Como se puede observar en la tabla anterior, la adherencia del recubrimiento epoxi 100% sólido con el sustrato metálico es del 100% para todas las probetas, pero estos valores disminuyen al realizar el mencionado ensayo en los bordes de las probetas o en los lugares donde existan imperfecciones del recubrimiento, generando de esta manera una pobre adherencia entre el recubrimiento y el material base (sustrato metálico).

4.5.4. Análisis de resultados obtenidos de los ensayos realizados en las probetas colocadas en la cámara de niebla salina

Análisis Visual.- Dentro de la cámara de niebla salina, todas las probetas están en contacto con un ambiente salino que es provocado por la atomización de una solución salina durante 8 veces al día por un lapso de 5 minutos.

Transcurrido 90 días se observa que en la zona del recubrimiento, en algunas secciones aparecen protuberancias o hinchamientos, puntos de ruptura, disminución del espesor del revestimiento. Estos defectos se observan con más frecuencia en los bordes de las probetas.

Debajo de los defectos generados en la zona del recubrimiento por el contacto con la solución salina que se menciona en el párrafo anterior puede observarse la existencia de corrosión solapada, de esta manera generando una disminución y pérdida de la masa metálica de las probetas que está bajo el recubrimiento epoxi 100% sólido.

Además se evidencia la pérdida del espesor del revestimiento por el escurrido del material metálico corroído de la zona que no está recubierta por el revestimiento epoxi 100% sólido.

Mientras que en la zona no recubierta de las probetas, se observa que existe corrosión por picadura debido al ambiente salino predominante dentro de la cámara, consecuencia de esto es la disminución de espesor del material a pesar de la aplicación de las soluciones inhibidoras de corrosión.

El recubrimiento cumple el objetivo proteger a las probetas en contacto con el medio salino, pero al existir una pequeña irregularidad o heterogeneidad en la superficie de la misma, el fluido corrosivo producto del ambiente corrosivo ingresará por estos defectos y en consecuencia de esto el proceso de corrosión atacará al material base (metal) al cual se está protegiendo.

Análisis gravimétrico.- En base de la gráfica 2 se observa que la tendencia de las probetas al estar expuestas al ambiente salino dentro de la cámara de niebla salina es el de disminuir su masa, aunque se presenta en un tiempo de ensayo el aumento de la misma.

Esto se debe a que la cantidad de sal que se deposita sobre las paredes de las probetas analizadas no se extrae por completo al momento de la limpieza para la extracción de datos y de fotografías semanalmente, debido a que no se debe realizar una limpieza exhaustiva vía mecánica porque se corre el riesgo de eliminar señales características e importantes del proceso de corrosión existente y predominante.

Pero en la última extracción de datos una vez obtenidas las fotografías con las señales ya mencionadas, se procede a la limpieza profunda de las probetas y se puede comprobar desde este punto la disminución de la masa de las probetas al estar sometidas a un ambiente salino.

Por medio de las gráficas citadas, puede observarse que la disminución de masa de la probeta que no posee recubrimiento epoxi 100% sólido presenta una mayor pérdida de material en comparación de las mismas que están recubiertas y protegidas con un sistema de inhibidor de sales inorgánicas.

La tendencia de las probetas que poseen recubrimiento total en toda la superficie presentan pérdidas mayores de masa en comparación con las probetas que están parcialmente cubiertas con revestimiento y colocadas sistemas de inhibidores como es en el caso del sistema epoxi 100% sólido con la solución inhibidora de dicromato de potasio, aunque se presenta en el caso de la probeta 5.2 que está parcialmente cubierta con revestimiento epoxi 100% sólido de espesor 5 mils y como inhibidor una mezcla de sales inhibidoras (sulfato de cinc y dicromato de potasio) al 5% que presenta una menor pérdida de material.

Con respecto a este análisis en el caso de las probetas parcialmente cubiertas con epoxi 100% sólido y protegidas con el sistema de inhibidores, se dice que la

solución al 5% de la sal inorgánica de dicromato de potasio presenta menores pérdidas de masa en comparación con las restantes sales inorgánicas aplicadas, aunque el conjunto con el revestimiento epoxi 100% sólido hace que la acción de estas sales sea más eficaz ante la pérdida de masa vía corrosión.

Análisis Macrográfico.- Se observa que en las probetas que están cubiertas totalmente con el revestimiento epoxi 100% sólido no existe una gran afección en las superficies de las mismas. Por ejemplo en la superficie recubierta de la probeta 5.1 se observa la presencia de pequeños puntos de depósito de material corroído conjuntamente con el desprendimiento del material epoxi 100% sólido en los bordes de la probeta en mención. Estos defectos se hace más notorio cuando el tiempo de ensayo es mayor y fuertemente influenciado con el tamaño de espesor del recubrimiento, es decir que a mayor espesor de recubrimiento se presentan estos defectos pero en menor intensidad y cantidad en comparación con recubrimientos de menor espesor.

Se debe insistir en el cuidado que debe tener la superficie del recubrimiento, ya que debe estar libre de imperfecciones debido a que cualquier defecto en la superficie del mismo, el ambiente corrosivo ingresará generando de esta manera corrosión, provocando el desprendimiento del material metálico y la posterior remoción del material polimérico de recubrimiento.

El lugar donde se observa mayor cantidad de los defectos mencionados es en la interfase de la probeta. La cantidad y el tipo de defectos generados por el efecto corrosivo son mayores en comparación que de otras zonas. Al igual que se menciona en el párrafo anterior, el tiempo de exposición será un parámetro fundamental para el avance de la corrosión. Además se presenta un factor importante que es la generación del desgaste del recubrimiento como consecuencia del arrastre del material metálico corroído al estar en contacto la probeta con el ambiente salino.

Mientras que en la zona que no posee recubrimiento epoxi 100% sólido y solo está protegido por soluciones inhibidoras de sales inorgánicas, presentan un mayor defecto en la superficie por el avance de la corrosión. Esto quiere decir que no solo se puede aplicar la solución inhibidora, sino esta solución inhibidora en conjunto con el revestimiento epoxi 100% sólido para generar una mayor barrera y resistencia a la corrosión.

Análisis Metalográfico.- El material base es un acero de matriz ferrítica perlítica con bajo contenido de carbono, con gran cantidad de inclusiones y de gran tamaño del tipo silicato. Además se observa que este acero ha sido trabajado en caliente y terminado en frío en la dirección del conformado, consecuencia de esto es que la mayoría de las inclusiones del tipo silicato han sido deformadas a lo largo de la dirección del conformado mecánico.

Se aprecia que en la zona del recubrimiento epoxi 100% sólido la penetración de la corrosión a través de los límites de grano es mínima indicando de esta manera que la barrera epoxi 100% sólido colocada es efectiva, salvo en los puntos donde existen imperfecciones superficiales. En la zona de la interfase puede observarse con mayor notoriedad la efectividad de la barrera epoxi 100% sólido ya que la corrosión avanza con mayor facilidad en la zona descubierta a través de los límites de grano. Como se puede observar en las fotografías mencionadas, el avance de la corrosión a través de los límites de grano llegan a valores mayores de 0,03 mils mientras que en otras probetas llegan a ser menores que 0,01 mils. Además de avanzar la corrosión a través de los límites de grano, también avanza a través de las inclusiones, ya que tanto inclusiones como los límites de granos existentes en una estructura, son sitios dentro de la microestructura con mayor energía por donde la corrosión ingresa con mayor facilidad.

Mientras que en la zona donde las probetas no están cubiertas por material epoxi 100% sólido y solo están cubiertas por soluciones inhibidoras de sales inorgánicas, se observa que el avance de la corrosión es mayor en

comparación a las zonas donde las probetas están con el recubrimiento epoxi 100% sólido, llegando el avance de la corrosión a distancias mayores que los 0,04 mils.

Los procesos de corrosión encontrados en las probetas analizadas corresponden al tipo de corrosión general debido a que toda la superficie sin recubrimiento está afectada por la corrosión y al proceso de corrosión por picadura debido a los pequeños orificios que se encuentran en la zona donde no existe recubrimiento epoxi 100% sólido, mientras que en la zona de recubrimiento existe la evidencia de corrosión solapada debido a que debajo del revestimiento el sustrato metálico ha perdido masa como consecuencia del ingreso del fluido del ambiente corrosivo a través de una de las imperfecciones existentes del recubrimiento.

Análisis de Adherencia.- Como se puede observar anteriormente, la adherencia del recubrimiento epoxi 100% sólido con el sustrato metálico es del 100% para todas las probetas, pero estos valores disminuyen al realizar el mencionado ensayo en los bordes de las probetas o en los lugares donde existan imperfecciones del recubrimiento de esta manera una pobre adherencia entre el recubrimiento y el material base (Sustrato metálico).

Los sistemas compuestos por el revestimiento epoxi 100% sólido y por las soluciones de sales inorgánicas inhibidoras ofrecen una buena barrera ante el ingreso de la corrosión al estar en contacto con ambientes corrosivos.

4.6. Consideraciones de seguridad industrial aplicada a gasoductos

- a) El perfil de seguridad de los trabajos de operación y mantenimiento.
- b) Identificación de riesgos mayores y su localización.
- c) Instrucciones sobre la disponibilidad y uso de los equipos de seguridad y contra incendio.
- d) Instrucciones acerca del sistema de recepción, identificación y clasificación de emergencias.

- e) Instrucciones acerca de las acciones a seguir en caso de accidentes.
- f) Planes detallados de emergencia para los casos de fuego o explosión.

4.6.1. Atención de emergencias

Se implementará un sistema para proporcionar respuestas inmediatas a los avisos de los usuarios o de terceros por las anomalías que se pudieran suscitar.

Los avisos de fuga o de olor a Gas Natural, serán atendidos con absoluta prioridad, brindando un servicio de atención de emergencias durante las veinticuatro horas del día, todos los días del año.

4.6.2. Acción ante una emergencia

Se adoptará las acciones correctivas inmediatas necesarias, cada vez que se produzca una rotura, avería, fuga, explosión o incendio en el Sistema de Distribución, de acuerdo con los procedimientos que se establezcan en el Plan de Contingencia para Emergencias.

4.6.3. Informa de las emergencias

Se comunicará acerca de la emergencia en forma inmediata a las autoridades y dependencias que figurarán en el Plan de Contingencias incorporado al Manual de Operación y Mantenimiento de YPFB.

4.6.4. Análisis de fallas

Se establecerá los procedimientos necesarios para el análisis de fallas, accidentes e incidentes que se produzcan en el Sistema de Distribución, con el objeto de determinar sus causas de manera de minimizar la posibilidad de una repetición.

4.6.5. Programa integral de Seguridad

YPFB será la responsable por la ejecución de los trabajos que se realicen en el Sistema de Distribución, los que serán ejecutados de acuerdo con las normas y prácticas de seguridad aplicables.

YPFB contará con personal de seguridad para asesorar en este aspecto en todas las actividades que se realicen en el Sistema de Distribución.

Este personal tendrá además la responsabilidad sobre todos los aspectos de seguridad de la operación y el mantenimiento, así como también de la supervisión de la ejecución del Programa Integral de Seguridad.

El Programa integral de seguridad que se implementará, tendrá en cuenta también la difusión y entrenamiento en los aspectos de seguridad para todos sus trabajadores y contratistas, a través de charlas, cursos, carteles, boletines, prácticas.

El programa contemplará como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Planes de emergencia y contingencia
- b) Primeros auxilios
- c) Técnicas de conducción de vehículos
- d) Uso de ropa y equipos de seguridad

CAPITULO V

ANÁLISIS FINANCIERO

5.1. Introducción

En esta parte del proyecto, se analizarán los aspectos económicos que demandará el mantenimiento y rehabilitación de la línea de gasoducto Colpa Yacuiba (GSCY) que está construido con cañería cuya especificación es API 5XL 52.

5.1.1. Gastos incrementales de inversión CAPEX

Por sus siglas en inglés (Capital Expenditures) son inversiones de capital que se realizan ya sea para comprar un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible, por lo que deben ser capitalizados, y los costos deben ser amortizados o depreciados a lo largo de la vida útil en cuestión. Además también se consideran los costos de Ingeniería y Construcción de Facilidades.

Tabla 5.1 Costos incrementales de inversión En Bs

	Inversión en la Tubería de Transporte	Inversión en el Sistema de Control y Medición	Total Presupuesto
Permisos y Estudios	102.549,216	4.861,116	107.410,332
Ingeniería	38.641,733	3.240,744	41.882,477
Equipos y materiales	804.639,788	56.713,019	861.352,807
Construcción / Servicios	1.288.850,432	29.166,696	1.318.017,128
Administración de proyecto	84.120,081	14.421,311	98.541,392
Imprevistos Contingencias	69.555,120	3.240,744	72.795,864
Total Costos	2.388.356,371	111.643,629	2.500.000,000

Fuente: Elaboración propia 2020

La tabla anterior es un resumen del estimado de costos de inversión del proyecto, monto que incluye un presupuesto para imprevistos o contingencias.

5.1.1.1. Permisos e ingeniería

Dentro de esta categoría del Presupuesto se tienen considerados los siguientes ítems:

- Elaboración de la Ficha Ambiental, Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental y Consulta Pública para la obtención de la Licencia Ambiental.
- Monitoreos Ambientales periódicos en campo conforme a Ley y Monitores Ambientales.
- Trámites de Constitución de Servidumbres y/o agravamiento de servidumbres.
- Compensaciones a las comunidades por impacto de la construcción.
- Gestiones de Relacionamiento Comunitario.
- Inspecciones de Seguridad.
- Inversiones Sociales
- Ingeniería Básica y de Detalle del Gasoducto Colpa Yacuiba (GSCY).
- Ingeniería Básica y de Detalle del Sistema e Control y Medición.

5.1.1.2. Equipos y materiales

Dentro de esta categoría de presupuesto se tiene considerado la adquisición de los siguientes ítems:

- Equipos y Materiales Mecánicos, Civiles, Eléctricos, de Instrumentación y Control para el Sistema de Control y Medición y del gasoducto.

5.1.1.3. Gastos de administración

Los gastos administrativos están compuestos principalmente por:

- Gastos de Soporte Técnico Interno cargados al proyecto a través del llenado de la planilla de Time Writing y/o Time Entry mediante las cuales el personal interno distribuye sus horas según los proyectos donde ha trabajado.
- Gastos de Soporte Técnico Externo se calcula en base al número total de supervisores o fiscales que se contratarán para el proyecto según las especialidades necesarias, esto es Fiscales de Obra, Supervisores Civiles, Mecánicos, Eléctricos, de Instrumentación, de SSMS, etc.
- Gastos de Administración relacionados con pasajes, hospedaje, alimentación y otros gastos de oficina, en los cuales se incurre durante la movilización al lugar de la obra y otros gastos asociados a actividades de supervisión de avance o inspecciones de Gerencia a ser realizadas.

5.1.1.4. Gastos imprevistos

Se considera un monto referencial por mantenimientos e imprevistos del 3%. Este monto se presenta como dato informativo de la previsión que se está haciendo en caso de ser necesaria.

5.1.2. Gastos incrementales de operación OPEX

Por sus siglas en inglés (Operational Expenditures) son los gastos operativos que se deben realizar para mantener funcionando un sistema o proceso. Dentro de los principales costos que se deben incluir en el OPEX están los costos administrativos, costos de mantenimiento, depreciaciones y amortizaciones, costos de materia prima y costos de mano de obra.

Para el proyecto en cuestión se consideran los siguientes gastos incrementales operativos:

Tabla 5.2 Gastos incrementales de operación OPEX En Bs

Proyecto	Categoría de Elemento de Costo	Nombre de Elemento de Costo	Presupuesto
GREPMS	Mantenimiento de Senda / Derecho de Vía	Rehabilitación y Limpieza	6.647,679
Sistema de Control y Medición	Mantenimiento de Ductos	Materiales	713,116
		Mantenimiento con Epoxi 100% sólidos	129,657
		Mantenimiento de Válvulas	486,215
	Mantenimiento de Instalaciones de Control	Mantenimiento de Interconexiones	291,729
		Mantenimiento del Sistema de Comunicación y Control	324,144
		Mantenimiento de Edificaciones Civiles	194,486
	Servicios Profesionales	Ingeniería	291,729
Total Costos			9.078,755

Fuente: Elaboración propia 2020

5.2. Análisis de rentabilidad del proyecto

Para ver si el proyecto es rentable o no, se analizará los siguientes puntos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)

Para realizar dicho análisis, se debe considerar los siguientes aspectos:

- La inversión total estimada para el tendido del GREPMS y el Sistema de Control y Medición.

Inversión Total = Inversión GREPMS + Inversión Sistema de Control y Medición

Inversión Total = 2.388.356,371 Bs + 111.643,629 Bs

Inversión Total = 2.500.000,000 Bs

- De acuerdo a las prácticas prudentes de la industria petrolera, se estima que un proyecto es rentable cuando tiene una tasa de retorno igual o mayor al 15%.
- La tasa de interés para este proyecto se estima en 5.48%.

5.2.1. Tasa interna de retorno TIR

La tasa interna de retorno (TIR) es un método de análisis de proyectos ampliamente utilizados por los inversores para el flujo de caja convencional, donde el primer evento es siempre un desembolso seguido por los rendimientos de la inversión.

Para un proyecto, de inversión, los inversionistas tienen que ver las tres posibilidades de la TIR:

- TIR mayor que el costo de oportunidad - proyecto satisfactorio (rentable)
- TIR igual al costo de oportunidad - proyecto indiferente (sin pérdidas ni beneficios)
- TIR menor que el costo de oportunidad - proyecto insatisfactorio (pérdida)

Para este caso, como se mencionó anteriormente, para la industria petrolera, se debe tomar en cuenta lo siguiente:

$TIR \geq 15 \%$ Se acepta el proyecto

$TIR \leq 15 \%$ Se rechaza el proyecto

La tasa interna de retorno, es usada como una medida de análisis de la inversión, ésta supone que la tasa de rendimiento es igual a la reinversión y por lo tanto diferente de la realidad de un proyecto.

La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje. También es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico.

5.2.2. Valor actual neto VAN

El valor actual neto, más conocido por las siglas de su abreviación, VAN, es una medida de los excesos o pérdidas en los flujos de caja, todo llevado al valor presente (el valor real del dinero cambia con el tiempo). Es por otro lado una de las metodologías estándar que se utilizan para la evaluación de proyectos.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Si el VAN es mayor a cero, quiere decir que la inversión deja ganancias. Si es igual a cero, entonces se está en el punto de equilibrio y no se producirán pérdidas ni ganancias. Si el VAN es menor que cero, quiere decir que la inversión va a dar como resultado pérdidas.

Estos resultados por si solos no significan nada; para saber la verdadera conveniencia de un proyecto, se deben comparar diferentes alternativas. En general se considera que la que de un mayor VAN, es la más apropiada, pero hay que analizar caso a caso (pueden haber instancias donde una compañía se incline

por un determinado proyecto de menor VAN debido al valor de la imagen que el proyecto en cuestión va a aportar a la empresa, o por otros motivos estratégicos; si el VAN da positivo, conviene hacer la inversión, de lo contrario conviene hacer el depósito a plazo.

En la siguiente tabla se muestra el resumen del Flujo de Caja para el presente proyecto, donde se pueden observar los resultados obtenidos.

Tabla 5.3 Flujo de caja para el análisis de rentabilidad

Año	Caudales (MMpcd)	Tarifa de transporte (Bs/Mpc)	Ingresos (Bs)	Costos de Operación y Mantenimiento (Bs)	Flujo (Ingresos - Egresos) (Bs)	Impuestos de Ley (Bs)	Flujo Neto (Bs)
							- 2.500.000
2021	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2022	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2023	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2024	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2025	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980

TIR 15.03%
VAN \$us 2.082.621,95

Nota: Los impuestos de ley considerados son el IVA y el ITF

Como se puede apreciar en la anterior tabla, se puede determinar que para que el proyecto sea FACTIBLE se debe fijar una tarifa mínima de transporte de 0,071 Bs/MPC, para obtener un TIR > al 15% (TIR = 15,03 %), y un VAN mayor a cero (VAN = 2.082.621,95 Bs).

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Este proyecto de investigación es importante porque permite entender como un sistema de protección (inhibidor (sales inorgánicas) con revestimiento polimérico (epoxi 100% sólido)) frena el avance del proceso corrosivo al interior de las tuberías de oleoducto aumentando el tiempo de vida útil e integridad de las tuberías que transportan crudo.
- A partir de los resultados obtenidos, los sistemas de protección mencionados en el punto anterior no son aplicados en el interior de tuberías de extracción de crudo, ya que al existir afecciones o daños en la superficie del revestimiento generados por transportar crudo con sólidos, la corrosión se desarrolla y avanza a partir de estos daños, provocando que el sistema de protección falle prematuramente.
- Dentro del presente estudio se comprueba la hipótesis de que los sistemas de protección interna (inhibidores junto a recubrimientos poliméricos) son efectivos al frenar el avance y la velocidad de corrosión, siempre y cuando toda la superficie del material a proteger está recubierta del sistema de protección interna.
- Los sistemas de barrera formados por revestimientos epoxi 100% sólido del tipo poliamida son eficientes para evitar el paso de la corrosión hacia las paredes de cualquier tubería metálica.
- Factores que influirán directamente en este comportamiento de resistencia de la corrosión son: el tipo de revestimiento epoxi 100% sólido, el espesor del mismo, el tiempo de exposición de este en los diferentes medios corrosivos.
- Los sistemas de barreras formados por los revestimientos epoxi 100% sólido tipo poliamida junto con sales inhibidoras de corrosión, son

parcialmente efectivos ante medios corrosivos, ya que por un lado el revestimiento protege la superficie mientras que la solución inhibidora salina frena o retarda la velocidad de corrosión pero en ningún momento crea una barrera como los revestimientos epoxi 100% sólido.

- Se observa que las probetas con el mismo sistema de protección de barrera contra la corrosión que han sido empleadas tanto en la cámara de inmersión como en la cámara de niebla salina, poseen diferentes velocidades de corrosión.
- Las velocidades de corrosión correspondientes a las probetas colocadas dentro de la cámara de niebla salina presentan elevados valores de velocidades de corrosión en comparación con las velocidades de corrosión de las probetas colocadas dentro de la cámara de inmersión.
- La evidencia de defectos que se presentan en las probetas colocadas en estas dos cámaras, la de inmersión y de la cámara de niebla salina, se observa la existencia en la parte del revestimiento protuberancias del revestimiento como hinchazones, desprendimiento del material de revestimiento, pequeñas rupturas del revestimiento por la salida del material metálico base desprendido, desgaste del espesor por el contacto con el medio corrosivo y también por el arrastre del metal corroído a través del revestimiento epoxi 100% sólido, mientras que en la zona de interfase de probetas (zona donde confluyen la zona de revestimiento y la zona descubierta) se observa desgaste del revestimiento, pequeñas picaduras correspondientes a la zona sin revestimiento, mientras que en la zona que no está recubierta por el revestimiento se observa pérdida de material a lo largo de toda la zona, existencia de picaduras.
- Los principales procesos de corrosión encontrados en las probetas analizadas en este estudio fueron corrosión uniforme y por picadura a lo largo de la sección que no está protegida la probeta con el revestimiento epoxi 100% sólido, mientras que en la zona del

recubrimiento epoxi 100% sólido se observa corrosión solapada debajo del revestimiento polimérico.

- Mientras la superficie del revestimiento epoxi 100% sólido no presente daños, irregularidades o defectos, es una excelente barrera contra la corrosión. Pero al existir alguna de los defectos comentados con anterioridad, el revestimiento pierde su función protectora y de esta manera inicia un proceso corrosivo perjudicial.
- En la extracción del crudo, no puede aplicarse este tipo de barreras en los tubings, ya que al extraer el crudo desde los pozos de producción va arrastrando diferentes tipos de sólidos, piedras, etc., los cuales provocan defectos sobre este revestimiento y facilitando así el proceso corrosivo solapado del mismo. Estos revestimientos epoxi 100% sólido servirán únicamente al transportar fluidos que no presenten sólidos en su interior, tal es el caso de los gasoductos como también de los poliductos que transportan derivados del crudo.
- Finalmente, se estima que la inversión total, tanto para el mantenimiento y rehabilitación a través del revestimiento con Epoxi 100% sólidos 2.500.000,00 Bs. Por otra parte, los gastos de operación y mantenimiento, fueron evaluados en 9.708,755 Bs anuales, y la tasa de interés en un 5,48% anual. Donde, se obtuvo que la Tasa Interna de Retorno (TIR) para el presente proyecto es estimado en 15.03% y el Valor Actual Neto (VAN) es de 2.082.621,95 Bs. Por lo que se determina que el proyecto es totalmente factible.

6.2. Recomendaciones

- Se recomienda seguir con este tipo de estudios de velocidades de corrosión analizando los diferentes parámetros físico químicos que posee el crudo ecuatoriano, tal es el caso del pH, temperatura, el contenido de gases como monóxido de carbono (CO), gas sulfhídrico (H₂S) ya que

en esta investigación se realizó el estudio de la influencia de las velocidades de corrosión en función de la salinidad del crudo.

- Se recomienda también realizar el análisis de velocidades de corrosión de las tuberías de transporte de petróleo empleando como barreras de protección contra la corrosión diferentes tipos de revestimientos epoxi 100% sólido conjuntamente con emulsiones de sales inorgánicas dentro de medios orgánicos, con el objetivo de observar la influencia y la resistencia a la corrosión que presentan estos sistemas.
- Los ensayos de la determinación de las velocidades de corrosión como lo es la cámara de inmersión y la cámara de niebla salina simplemente es el contacto de las probetas a ensayar ante ambientes y fluidos estáticos. Se recomienda realizar un tercer ensayo en el cual las probetas a ensayar estén en contacto con las soluciones corrosivas en movimiento, ya que los resultados de velocidades de corrosión varían si el fluido corrosivo está o no en movimiento.
- El mecanismo de limpieza sea mecánica o química de las probetas previo al análisis macrográfico y metalográfico debe ser empleado de tal manera que solo provoque la remoción del material corroído y de la herrumbre, sin afectar al material en sí como también en lo posible no afectar las líneas y señales características existentes de los tipos de corrosión que se encuentran en las probetas a analizar, ya que si se hace caso omiso a estas recomendaciones, los datos de velocidades de corrosión como los ensayos macrográficos pueden estar alejados de la realidad.
- En lo posible el material base (acero) debe ser inspeccionado previamente su microestructura, ya que ciertos tipos de microestructuras de aceros presentarán una mayor tendencia a ser corroídos que otros y en especial si estos presentan gran cantidad de inclusiones, para esto un ensayo metalográfico previo es recomendable para aprobar o rechazar el acero que vaya a ser empleado en este tipo de operaciones.

- El éxito o fracaso de un sistema de barreras contra la corrosión depende notablemente de la limpieza química y mecánica que se aplica a la superficie del sustrato metálico al cual se lo vaya a aplicar, ya que al presentar elevada adherencia entre el revestimiento y el sustrato metálico frena el avance de la corrosión, caso contrario fomentaría el avance del mismo. Para esto se debe basar en las normas SSPC: Especificaciones de Preparación de Superficies.
- La obtención de las propiedades físico químicas del producto a transportar dan las características fundamentales y necesarias para la aplicación e implementación de un sistema de protección de los dispositivos que servirán de transporte como de almacenamiento del producto corrosivo.
- En la norma ASTM B 117-03, Prácticas Estándares para la Operación de la Cámara de Aspersión de Niebla Salina, sugiere el uso de un tipo de agua de ciertas características para el mencionado ensayo. Se recomienda al emplear esta técnica el tipo de agua de características similares a las cuales el sistema de protección estará en contacto en el momento de las operaciones.

Bibliografía

- Hernandez, S. (2006). *Metodología de la Investigación*. Mexico.
- Yoon, Mike, Pipeline System Design: Introduction, 2010, Yoon Consulting, Alberta, pp: 27 – 33.
- “Revestimientos Poliméricos”, www.intercover.com/PDFs/ct_RevPolimericos.Pdf, 27 / 04 / 2011.
- Pyc, Wioleta, Performance Evaluation of Epoxy – Coated Reinforcing Steel and Corrosion Inhibitors in a Simulated Concrete Pore Water Solution, 1997, Virginia Polytechnic Institute, Blacksburg, pp: 4-6
- The Corrosion Society, Standard Recommended Practice The Application of Internal Plastic Coatings for Oilfield Tubular Goods and Accessories RP0191-2002, 2002, NACE, Houston, pp: 4,5.
- Fontana, Mars, Corrosion Engineering, 2008, Mc Graw Hill, Singapur, pp: 39 – 151.
- “Revestimientos Poliméricos”, www.intercover.com/PDFs/ct_RevPolimericos.Pdf, 27 / 04 / 2011.
- Friedenthal, Esteban, 2000, Tecnología Básica del Caucho, CITIC – INTI: Buenos Aires, pp: 32,33.
- “Rockwell Superficial Hardness Test”, www.china-total.com/Product/meter/leeb-hardness-tester/What-is-Hardness.htm, 25 / 06 / 2011.
- Koleske, Joseph, 1995, Paint and Coating Testing Manual, ASTM: Philadelphia, pp: 547,548,731,732.
- The Corrosion Society, Standard Recommended Practice The Application of Internal Plastic Coatings for Oilfield Tubular Goods and Accessories RP0191-2002, 2002, NACE, Houston, pp: 4,5.

- American Society Mechanical Engineers, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids B31.4, 1998, ASME, New York, pp: 35, 36.
- “Dureza Rockwell Superficial “, www.fullmecanica.com/d/dureza-rockwell-superficial, 25 / 06 / 2011.
- “Desarrollo Tecnológico e Innovación en Procesos, Producción, y Mercadotecnia a Través de la Cooperación en la Cadena de Valor de los Plásticos Técnicos y Composites Plásticos de la Comunidad Valenciana”, www.avep.es/uploads/noticias/guia2.pdf, 08/12/2011.

ANEXOS

Anexo 1. Cotización Epoxi 100% sólidos



DIR.: CALLE SIN NOMBRE S/N, EDIFICIO
MATSERVICE PETRÓLEO SRL, PISO 1
JARDINES DEL REMANSO UV.338 MZA: 015
TELF.: 3494041 - 70819940
info@matservice.com.bo
www.matservice.com.bo
SANTA CRUZ - BOLIVIA

Nº Cotización:	3.392	
Fecha:	09/11/2020	T.C.: 6.96
Moneda:	Dolares	

COTIZACIÓN 3392

Cliente: TOTAL E&P BOLIVIE SUCURSAL BOLIVIA ATN.: GOFFER HENICKE
Dirección: EDIF. ARCUS CALLE LAS VIOLETAS NO. 40 ZONA EQUIPETROL
Teléfono: 3433636

Usuario: CRISTHIAN COARITE TUMIRI

Detalle:

Item	Código	Producto	Cantidad	U.M.	Precio	Total	Dscto.	Importe	Entrega
1	PW-R65	PINTURA POWERCRETE R65/F1 LTS	10.00	LTS	25.00	250.00	0.00	250.00	Inmediata

SubTotal: 250.00
Dscto Items: 0.00
Dscto. Gral.: 0.00
Importe Neto: 250.00

SON: DOSCIENTOS CINCUENTA 00 / 100 DOLARES