

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA



**PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN LA
METODOLOGÍA SILCO EN LA MINI PLANTA COMPRESORA 5 DE
PDVSA, COMPLEJO OPERATIVO JUSEPÍN**

PRESENTADO POR:

LUISANA DEL VALLE CABRERA BENÍTEZ

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial
para optar al título de:

INGENIERO MECÁNICO

PUERTO LA CRUZ, AGOSTO DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA



**PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN LA
METODOLOGÍA SILCO EN LA MINI PLANTA COMPRESORA 5 DE
PDVSA, COMPLEJO OPERATIVO JUSEPÍN**

ASESORES

Prof. Fidelina Moncada (M.Sc)
Asesor Académico

Ing. Melvin López
Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, AGOSTO DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA



**PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN LA
METODOLOGÍA SILCO EN LA MINI PLANTA COMPRESORA 5 DE
PDVSA, COMPLEJO OPERATIVO JUSEPÍN**

JURADO CALIFICADOR

Prof. Fidelina Moncada (M.Sc)
Asesor Académico

Prof. Delia Villarroel (M.Sc)
Jurado Principal

Prof. Darwin Bravo (M.Sc)
Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, AGOSTO DE 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al **artículo 41** del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”



DEDICATORIA

Este logro está dedicado ante todo a *Dios, mi Virgencita Del Valle y a San Judas Tadeo* que nunca me abandonaron, siempre estuvieron presentes cuando más los necesité, guiándome, cuidándome y llenándome de éxitos en cada momento.

A mi maravillosa familia: *Mi papá* Jesús, *Mi mamá* Evelyn y *Mi hermano* Jesús Daniel, por apoyarme, guiarme, ayudarme y, sobre todo, acompañarme durante esta aventura tan maravillosa. Por todo lo que han hecho en la vida para que yo sea una persona llena de éxitos, hoy les dedico uno de los tantos logros que están por venir. A ustedes este triunfo bien merecido. Los amo mis pequeños!!!

A esa persona tan especial y maravillosa que Dios ha puesto en mi camino: *José Miguel Marciano*, porque a pesar de todo lo que hemos pasado, siempre me haz apoyado incondicionalmente, me haz tenido paciencia y haz estado allí, dándome fuerzas para seguir adelante en los momentos más estresantes. A ti cielo, Te amo!

A mis abuelos *Gregorio y Luisa*, por ser fuente principal de todo lo que soy, cuidándome desde pequeña me enseñaron las cosas buenas y maravillosas que tiene la vida, así como también a luchar por mis sueños. Papá y mamá aquí tienen a otra ingeniera en la familia. Los quiero!

A mis tíos: *Gre* por ser motivo e inspiración en mi carrera, *Luisi*, tía, amiga y hermana siempre pendiente y preocupada por mi, y *Yusma*, ingeniera modelo, tratando siempre de seguir tus pasos. Los tres son ejemplos dignos a seguir. Los quiero mucho.

AGRADECIMIENTOS

A mis amigos de corazón y compañeros de estudios: *Miguel Domínguez, Daniel León, José Moreno, Jorge Blanco, Ramón Silva y Edgard Pérez*, por su compañía, apoyo y amistad incondicional durante el transcurso de esta gran experiencia. Todos excelentes personas, dignos de ser Ingenieros Mecánicos.

Al personal de la Biblioteca Central Luis García Pellissier: *Vanessa, Juan, Germán y María José*, por la inmensa ayuda brindada en la carrera, lecciones aprendidas y su excelente trato durante el tiempo de trabajo como ayudante.

Al personal de Inspección y Control de Corrosión de Equipos Estáticos (ICCEE) de PDVSA Jusepín, por obsequiarme sus conocimientos, asesoría, amistad y valiosa colaboración durante la estadía en la empresa. Y a mis amigos tesisistas: *Mirvis, Alejandra, Diego, Neyla, Orlando, Rafael y Kasandra*, porque juntos formamos un equipo de trabajo incomparable.

A la *Prof. Fidelina*, porque a pesar de sus múltiples ocupaciones, dedicó tiempo para asesorarme y ayudarme a hacer de esto un buen trabajo. Siempre agradecida.

A esas personas que de una u otra manera siempre estuvieron y están pendiente de mis logros: *Luiseliz, Julia, Ana María (tati), Rafael Díaz, Liliana González, María Alejandra, María Gabriela, Angie Astudillo y Carlos Galindo*.

RESUMEN

Se propuso un plan de inspección basado en la metodología SILCO para garantizar la confiabilidad operacional e integridad mecánica en las líneas de tuberías de la mini planta compresora 5 ubicada en el complejo operativo Jusepín, con el fin de evitar fallas asociadas a la degradación de los activos lo cual influiría directamente en el diferimiento de la producción, daños al ambiente y riesgos en el proceso. Al determinar la situación actual de líneas y equipos, se detectó que el gas manejado en esta instalación contiene dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) los cuales se caracterizan por ser agentes potencialmente corrosivos en presencia de agua. Para monitorear el proceso de corrosión se determinaron siete (7) lazos y quince (15) circuitos para los cuales el tipo de degradación predominante viene dado por CO_2 . Se realizó un análisis de riesgo referencial permitiendo determinar los circuitos que ejercen un mayor riesgo en caso de fallas por corrosión. Se cargó la data histórica recolectada referida a los espesores medidos así como también, las condiciones operacionales y de diseño de esta instalación, permitiendo proyectar una fecha para la próxima inspección en marcha. Finalmente, en función de los datos suministrados por el software SILCO, se planificaron las fechas para todos los puntos de control de esta mini planta de acuerdo al requerimiento de la línea o equipo, puntos que requieren primera medición y disposición de los equipos o herramientas para lleva a cabo dicha actividad.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN.....	VII
CONTENIDO	VIII
INDICE DE TABLAS	XII
INDICE DE FIGURAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO I.....	18
EL PROBLEMA.....	18
1.1 PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA.....	18
1.2 COMPLEJO OPERATIVO JUSEPÍN.....	19
1.2.1 Descripción	19
1.2.2 Ubicación geográfica	21
1.3 MINI PLANTA COMPRESORA 5.....	21
1.3.1 Descripción	21
1.3.2. Etapas del proceso.....	23
1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	26
1.5 OBJETIVOS.....	28
1.5.1 Objetivo general.....	28
1.5.2 Objetivos específicos	28
CAPÍTULO II	29
BASES TEÓRICAS.....	29
2.1 ANTECEDENTES.....	29
2.2 BASES TEÓRICAS.....	30

2.2.1 Gas natural	30
2.2.2 Corrosión.....	31
2.2.2.1 Factores que influyen en la corrosión [5].....	32
2.2.2.2 Tipos de corrosión.....	34
2.2.2.3 Criterio de Dalton y Kane para la predictibilidad del mecanismo de corrosión imperante.....	43
2.2.2.4 Inhibidores de corrosión.....	45
2.2.2.5 Técnicas de Monitoreo de la Corrosión	46
2.2.2.6 Cromatografía	49
2.2.3 Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO)	50
2.2.3.1 Objetivos de SILCO.....	51
2.2.3.2 Lazos de Corrosión.	51
2.2.3.3 Circuito.....	51
2.2.3.4 Términos complementarios empleados por SILCO [7]	52
2.2.3.5 Régimen de inspección	52
2.2.4 Sistema de Inspección en Marcha (SIEM).....	54
2.2.5 Inspección Basada en Riesgo.....	55
2.2.5.1 Beneficios del IBR	55
2.2.6 Análisis de Riesgo.....	56
2.2.7 Velocidad de corrosión	57
2.2.8 Espesor de retiro.....	58
2.2.9 Vida útil remanente.....	59
2.2.10 Intervalo de la próxima inspección	59
2.2.11 Acero	60
CAPÍTULO III.....	61
MARCO METODOLÓGICO.....	61
3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACION	61
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACION.....	61

3.3 POBLACION Y MUESTRA	62
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	62
3.4.1 Etapa I: Revisión bibliográfica.....	62
3.4.2 Etapa II: Identificación de la situación actual de líneas y equipos de la Mini planta.....	63
3.4.3 Etapa III: Selección de los lazos y circuitos de corrosión y el nivel de criticidad asociado a cada uno.....	63
3.4.3.1 Selección del nivel de criticidad	65
3.4.4 Etapa IV: Determinación del tipo de corrosión predominante en función de los contaminantes existentes en el proceso de la Mini planta.....	66
3.4.5 Etapa V: Establecimiento de las frecuencias de inspección por medio del software SILCO	66
3.4.6 Etapa VI: Propuesta de un plan de inspección basado en la metodología SILCO	67
CAPITULO IV.....	69
RESULTADOS OBTENIDOS	69
4.1 LAZOS Y CIRCUITOS DE CORROSIÓN SELECCIONADOS Y NIVEL DE CRITICIDAD ASOCIADO A CADA UNO	69
4.1.1 Lazo 1: Facilidades de entrada a 120 psi	70
4.1.2 Lazo 2: Compresión de 120 a 500 psi.....	72
4.1.3 Lazo 3: Descarga de la I Etapa de Enfriamiento.....	74
4.1.4 Lazo 4: Compresión de 500 a 1300 psi.....	76
4.1.5 Lazo 5: Facilidades de salida a 1300 psi.....	78
4.1.6 Lazo 6: Sistema de alivio y venteo	80
4.1.7 Lazo 7: Sistema de drenaje de condensado.....	81
4.1.8 Selección del nivel de riesgo.....	83
4.2 CORROSIÓN PREDOMINANTE EN FUNCIÓN DE LOS CONTAMINANTES EXISTENTES.....	87

4.3 FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN OBTENIDAS MEDIANTE EL SOFTWARE SILCO	89
4.4 PLAN DE INSPECCIÓN PROPUESTO.....	92
CAPÍTULO V	95
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .	95
5.1 DISCUSIÓN DE RESULTADOS	95
5.1.1 Lazos y circuitos de corrosión seleccionados, y nivel de criticidad asociado a cada uno.....	95
5.1.1.1 Nivel de riesgo	98
5.1.2 Tipo de corrosión predominante en función a los contaminantes existentes	101
5.1.3 Frecuencias de inspección establecidas por medio del software	104
5.1.4 Plan de Inspección Basado en la Metodología SILCO	106
5.1.4.1 Alcance de las inspecciones de los puntos de control según la propuesta realizada.....	107
5.2 CONCLUSIONES.....	110
5.3 RECOMENDACIONES	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Severidad de la corrosión por H ₂ S.	45
Tabla 2.2. Severidad de la corrosión por CO ₂	45
Tabla 4.1. Lazos y circuitos de corrosión seleccionados.	69
Tabla 4.2. Condiciones operacionales del lazo 1.	71
Tabla 4.3. Especificaciones de los equipos estáticos asociados al lazo 1.	71
Tabla 4.4. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 1.	72
Tabla 4.5. Condiciones operacionales del lazo 2.	73
Tabla 4.6. Especificación del equipo estático asociado al lazo 2.....	73
Tabla 4.7. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 2.	74
Tabla 4.8. Condiciones operacionales del lazo 3.	75
Tabla 4.9. Especificación del equipo estático asociado al lazo 3.....	75
Tabla 4.10. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 3.	76
Tabla 4.11. Condiciones operacionales del lazo 4.	77
Tabla 4.12. Especificaciones de los equipos estáticos asociados al lazo 4.	77
Tabla 4.13. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 4.	77
Tabla 4.14. Condiciones operacionales del lazo 5.	79
Tabla 4.15. Especificaciones de los equipos estáticos asociados al lazo 5.	79
Tabla 4.16. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 5.	79
Tabla 4.17. Condiciones operacionales del lazo 6.	81
Tabla 4.18. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 6.	81
Tabla 4.19. Condiciones operacionales del lazo 7.	83
Tabla 4.20. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 7.	83
Tabla 4.21. Predictibilidad y consecuencia de falla para cada circuito.....	86
Tabla 4.22. Severidad de la corrosión por CO ₂ y H ₂ S en función de las presiones parciales.	88

Tabla 4.23. Condiciones suministradas al software para la creación de los circuitos.	89
Tabla 4.24. Situación actual de los puntos de control de PJ5.	91
Tabla 4.25. Resumen de puntos incluidos en el plan por día de inspección para la mini planta 5.....	94
Tabla 5.1. Lazos y circuitos de corrosión de PJ5.....	96
Tabla 5.2. Tendencia y tipos del mecanismo de corrosión predominante.	102

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Complejo Operativo Jusepín.	20
Figura 1.2. Ubicación geográfica del Complejo Operativo Jusepín.	21
Figura 1.3 Diagrama del proceso de Mini Planta 5.....	22
Figura 1.4. Depuradores de Mini planta 5.	24
Figura 1.5. Esquema de los compresores de primera y segunda etapa.	25
Figura 1.6. Esquema del proceso de la primera etapa de enfriamiento.	26
Figura 2.1 Esquema del proceso de corrosión de un metal.....	32
Figura 2.2. Formación de la película de carbonato de hierro (FeCO_3).	39
Figura 2.3. Corrosión general por CO_2 a temperaturas menores de $60\text{ }^\circ\text{C}$ (tipo I). ...	40
Figura 2.4. Corrosión localizada por CO_2 a temperaturas cercanas a $100\text{ }^\circ\text{C}$ (tipo II).	41
Figura 2.5. Corrosión por CO_2 a temperaturas por encima de $150\text{ }^\circ\text{C}$ (tipo III).	41
Figura 2.6. Ubicación de los puntos de medición en tuberías y accesorios.	54
Figura 2.7. Matriz de riesgo.	57
Figura 3.1. Esquema para la selección de lazos de corrosión.....	64
Figura 4.1. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 1.....	71
Figura 4.2. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 2.....	73
Figura 4.3. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 3.....	75
Figura 4.4. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 4.....	77
Figura 4.5. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 5.....	78
Figura 4.6. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 6.....	80
Figura 4.7. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 7.....	82
Figura 5.1. Puntos de inyección, toma de muestras, cupones y probetas.	98
Figura 5.2. Matriz de riesgo de los circuitos de PJ5.	99
Figura 5.3. Situación actual de los puntos de control de mini planta 5.	105

Figura 5.4. Avance de las inspecciones programadas para los puntos de control inspeccionados y por inspeccionar en su primera y segunda vez. 108

INTRODUCCIÓN

La corrosión representa un grave problema que afecta a todos los sectores de la actividad industrial; es la causa del deterioro de bienes y del alto costo operacional de los mismos; no puede ser detenida sólo controlada, por tal motivo, existen diferentes técnicas que permiten el control y monitoreo de la misma. Estas técnicas representan costos que la industria busca reducir utilizando metodologías existentes que permitan aprovechar el tiempo de vida útil y mantener las instalaciones en funcionamiento a través de mejoras en la utilización de los recursos disponibles.

Debido a los costos de mantenimiento, daños operacionales, incertidumbre en el proceso, pérdidas de producción, entre otras, causados por la corrosión, las compañías petroleras iniciaron estudios para llegar a minimizar estos escenarios. La Compañía Shell International, en 1995 elaboró un manual corporativo del sistema de inspección y lazos de corrosión (SILCO), con la finalidad de diseñar y llevar a cabo planes selectivos de inspección de líneas de procesos y equipos estáticos en servicios, mediante la aplicación de ensayos no destructivos en lugares previamente seleccionados denominados puntos de control, realizando también un seguimiento al comportamiento de las variables operacionales específicas que afectan la degradación por corrosión u otros mecanismos de deterioro en los equipos y líneas contenidas dentro de un lazo, mediante el monitoreo continuo. A finales de 1996, la Ex - Filial Maraven adquirió esta metodología e inició su aplicación en la Refinería Cardón y a partir de 1998 en la Refinería de Amuay, hoy día Complejo Refinador Paraguaná (CRP).

El sistema integral de lazos de corrosión y confiabilidad (SILCO) es una filosofía de trabajo que integra lazos de corrosión, inspección basada en riesgos (IBR)

y el sistema de inspección en marcha (SIEM), con la finalidad de mejorar los planes de inspección y disminuir costos asociados al mantenimiento. Actualmente, esta metodología está siendo aplicada en varias refinerías del país, contribuyendo así al cumplimiento de las metas de producción de la unidad de explotación y al desarrollo tecnológico de la industria; y mediante el manejo del software SILCO se podrá determinar la vida útil, la velocidad de corrosión, y frecuencia de inspección de los puntos de control establecidos en los equipos estáticos pertenecientes a una instalación, para conocer el comportamiento de la degradación por corrosión interna y poder establecer las bases para el correcto funcionamiento y control de un programa de inspección definido.

El desarrollo del trabajo se realizó en cinco capítulos estructurados de la siguiente manera:

CAPÍTULO I: referido a la parte introductoria, contiene información sobre la empresa donde se realizó el trabajo, proceso manejado por la planta, planteamiento del problema y los objetivos que se persiguen con la realización del mismo.

CAPÍTULO II: se presentan las Bases teóricas conformado por los Antecedentes de la investigación y Fundamentos teóricos básicos relacionados con corrosión en tuberías, SILCO, inspección basada en riesgo, entre otros.

CAPÍTULO III: se expone el marco metodológico empleado para el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO IV: refleja los resultados obtenidos para cada objetivo planteado.

CAPÍTULO V: corresponde a la discusión de los resultados obtenidos, se determina el alcance de las inspecciones con el plan propuesto, y finalmente se establecen las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. Tiene como finalidad explotar los hidrocarburos pertenecientes al estado venezolano, obteniendo de ellos el máximo provecho económico por medio de su extracción, transformación y venta, de manera rentable, segura y comprometida con la protección ambiental; de manera de proveer el desarrollo integral del país.

Esta empresa matriz fue creada por decreto presidencial el día 30 de agosto de 1975 por la Ley Orgánica que reserva al Estado, la industria y el comercio de los hidrocarburos.

A finales del año 1997, la Corporación Energética Venezolana se convirtió en “PDVSA Petróleo y Gas” la cual está constituida por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades fundamentales del negocio:

- ✓ PDVSA Exploración y Producción.
- ✓ PDVSA Manufactura y Mercadeo.
- ✓ PDVSA Servicios.

La división PDVSA Exploración y Producción, es responsable por el desarrollo del petróleo, gas y carbón.

La división PDVSA Manufactura y Mercadeo, se encarga de las actividades de refinación de crudo, manufactura de productos, comercialización y suministro para el mercado nacional e internacional, y de la comercialización del gas natural.

La división PDVSA Servicios, es responsable del suministro de servicios integrados, especializados y competitivos de toda la corporación. El área de gestión incluye una amplia gama de especialidades, siendo las siguientes: suministro de bienes y materiales, servicios técnicos, consultoría y asesoría informática e ingeniería.

1.2 COMPLEJO OPERATIVO JUSEPÍN

1.2.1 Descripción

En este, centro operativo se procesan cuatrocientos cincuenta mil barriles por día (450 MBPD) de crudos livianos y medianos provenientes de los yacimientos del campo el Furrial. La explotación de los yacimientos de este campo trae asociado a la producción de crudo un volumen de gas, el cual es separado en la Estación Principal Jusepín, donde operan siete módulos de producción y un módulo adicional conocido como JOM (Jusepín-Orocual-Manresa).

Este complejo, se encuentra formado por las siguientes unidades: La Planta de Recuperación Secundaria de Oriente (RESOR), Planta de Extracción de Líquidos Jusepín (antigua ACOGAS), Planta de Tratamiento Sistema de Agua Efluente Norte (SAEN), Sistema Deshidratador de Crudo, Tanque de Estabilización, siete (7) Módulos de Producción ubicados en la Estación Principal Jusepín y el Módulo Adicional JOM (Jusepín-Orocual-Manresa), Planta Recuperadora de Vapor (REVA) integrada por cuatro (4) unidades (RV-1, 2, 3 y 4) y la Planta Compresora Jusepín integrada por ocho (8) unidades compresoras modulares PC-JUS-1, 2, 6, 8, 9 y las Mini Plantas Compresoras 3, 4 y 5, como se observa en la figura 1.1.

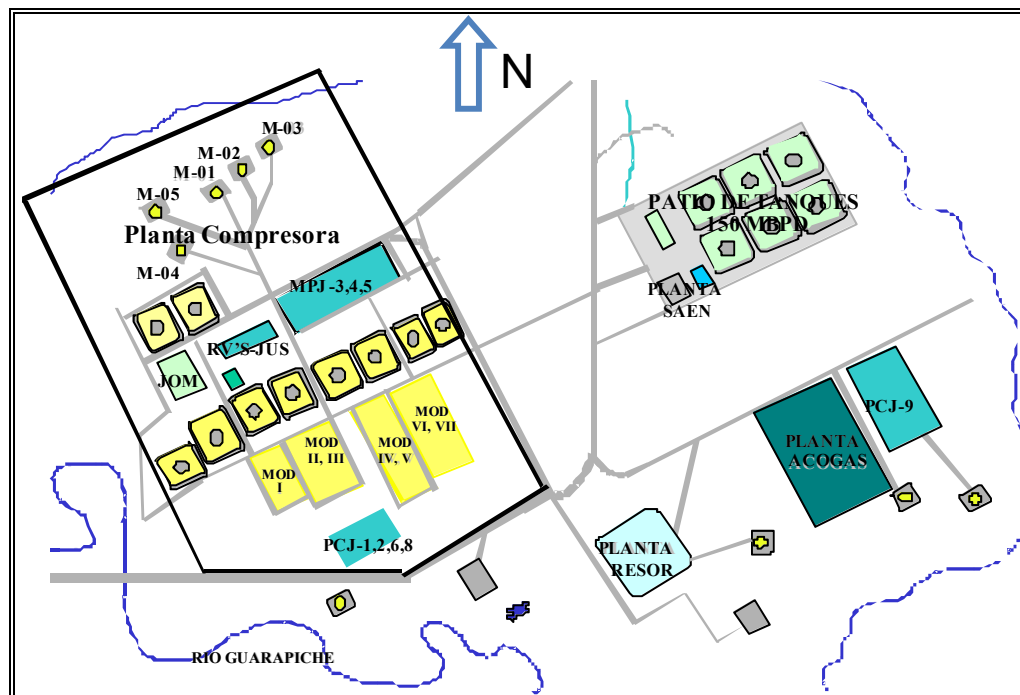


Figura 1.1. Complejo Operativo Jusepín.

[Fuente: Manual de procedimientos PDVSA-JUSEPIN]

El proceso de separación en los módulos de producción se realiza en cuatro etapas de presión 3.447,378 kPa (500 psi); 827,370 kPa (120 psi); 275,790 kPa (40 psi) y 2,068 kPa (0,3 psi), definiendo los esquemas de compresión establecidos por las plantas compresoras de este complejo. Una vez separados los fluidos, el crudo es enviado a los tanques estabilizadores y luego a la planta deshidratadora, mientras que el gas es enviado a las unidades compresoras modulares, que comprimen el gas desde 275,790 kPa (40 psi) hasta 8.963,184 kPa (1300 psi), para luego enviarlo a la Planta de Extracción de Líquidos, donde se acondiciona y se extraen los líquidos. Actualmente, se encuentran operando ocho unidades compresoras modulares, siendo las siguientes: PCJ-1, 2, 6, 8, 9 y MPJ-3, 4 y 5; además la Planta Recuperadora de Vapor cuya función es recuperar el vapor separado en los tanques de estabilización y comprimirlo a 827,370 kPa (120 psi).

1.2.2 Ubicación geográfica

El distrito Furrial se encuentra situado a 67 m de altura en la región nororiental del país, junto al río Guarapiche, del estado Monagas. Limita con el estado: Sucre al Norte, el estado Delta Amacuro al este, con el estado Anzoátegui al oeste y con el estado Bolívar al sur.

En el Distrito Furrial opera el Complejo Operativo Jusepín, situado al Noroeste del Estado Monagas, a 30 km de Maturín. La figura 1.2 muestra la ubicación geográfica de dicho complejo.



Figura 1.2. Ubicación geográfica del Complejo Operativo Jusepín.

[Fuente: Intranet PDVSA]

1.3 MINI PLANTA COMPRESORA 5

1.3.1 Descripción

La Mini planta Compresora Jusepín 5 es una unidad de compresión que procesa cincuenta millones de pies cúbicos estándar por día (50 MMPCED) de gas a media

presión, aproximadamente 827,374 KPa (120 psi) procedente de las REVAS y de los Módulos de Producción. Este gas llega directamente al depurador general de succión o Slug Catcher (10-V-01) a 827,374 KPa (120 psi) y 43,333 °C (110 °F), donde se separan los líquidos de arrastre del gas, luego se dirige al depurador de succión (50-S-01) de esta planta con las mismas condiciones operacionales, como se puede observar en la figura 1.3, la cual muestra de manera simplificada el diagrama de todo el proceso de la instalación.

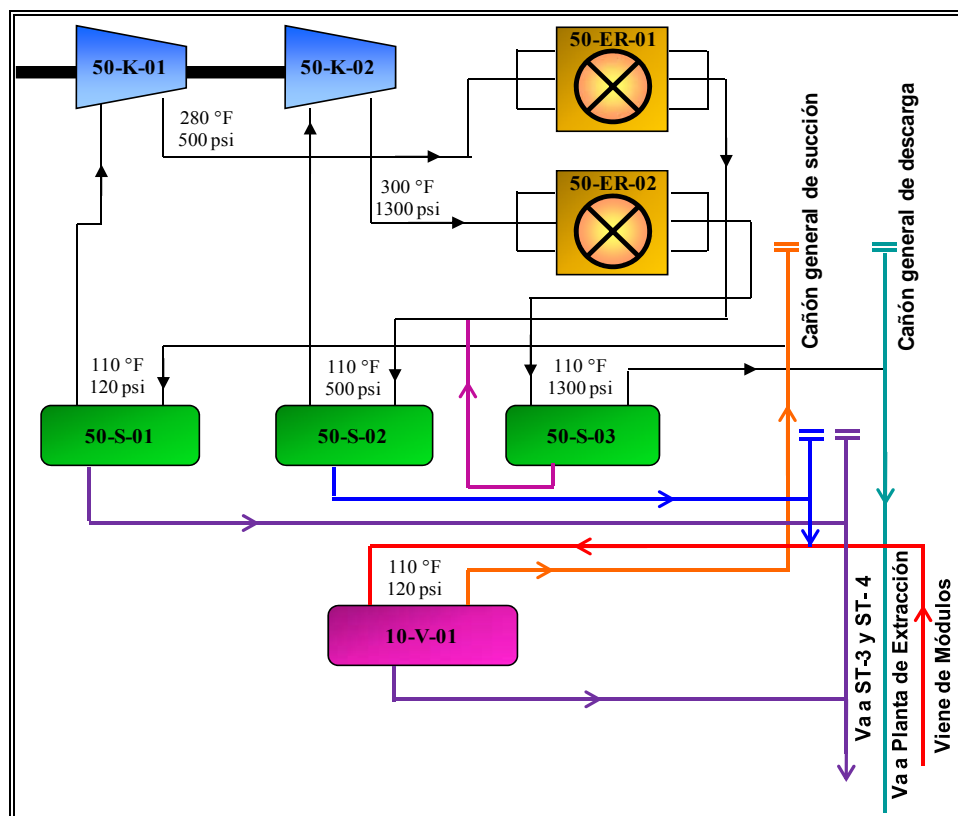


Figura 1.3 Diagrama del proceso de Mini Planta 5.

[Fuente: Propia]

Esta unidad consta de dos etapas de compresión, dos compresores centrífugos acoplados a un mismo eje, movidos por un arreglo de motor eléctrico y turboacoplador. En la primera etapa de compresión (50-K-01) se eleva la presión

desde 827,374 KPa (120 psi) hasta 3447,390 KPa (500 psi). El gas que sale es enfriado en el equipo 50-ER-01 y luego se dirige a un depurador inter-etapa (50-S-02) donde se separan los líquidos formados. Posteriormente, en la segunda etapa de compresión (50-K-02), se eleva la presión de 3447,390 KPa (500 psi) a 8963,214 KPa (1300 psi).

El gas descargado se enfría (50-ER-02) y se lleva al depurador de descarga (50-S-03), para finalmente ser enviado hacia la Planta de Extracción Jusepín (ACOGAS). El líquido despojado en el depurador de descarga es recirculado al depurador inter-etapa, el separado en el depurador inter-etapa es recirculado al depurador general de succión para disminuir su presión, y el condensado desalojado del depurador de succión de la planta y del depurador general de succión es enviado hacia los separadores trifásicos ST-3 y ST-4 en los módulos de producción de media.

1.3.2. Etapas del proceso

🌿 Proceso de depuración

Esta planta cuenta con cuatro fases de depuración. La primera se inicia en el depurador general de succión (10-V-01) el cual se encarga de extraer los líquidos que pudiera traer el gas proveniente de los Módulos de Producción y de las REVAS a 827,374 KPa y 43,333 °C (120 psi y 110 °C). Luego este gas entra en el depurador de succión de la mini planta a las mismas condiciones anteriores. Esto se realiza antes de enviar el gas a los compresores, para evitar problemas en los equipos dinámicos que pudieran ocurrir con la presencia de líquidos en el gas. Este proceso de depuración no sólo se lleva a cabo en la entrada a la planta compresora, también se realiza antes de cada etapa de compresión, ya que el gas es enfriado durante el proceso y, por lo tanto, se generan condensados de gas, los cuales son atrapados por cada depurador. Es importante señalar, que estos equipos se encuentran ubicados de manera horizontal a fin de aumentar la eficiencia del proceso de depuración. Cuando el líquido en los depuradores alcanza un veinticinco por ciento (25%) de la capacidad del equipo es

removido y enviado mediante válvulas controladoras a los separadores trifásicos de los módulos en el caso del depurador de succión, hacia el depurador inter-etapa cuando se desaloja del depurador de descarga y luego al depurador general de succión cuando sale del inter-etapa; todas estas recirculaciones se realizan con el fin de disminuir la presión del líquido en el sistema para su desalojo final. La ubicación y esquema de los depuradores de la mini planta se puede observar en la figura 1.4.

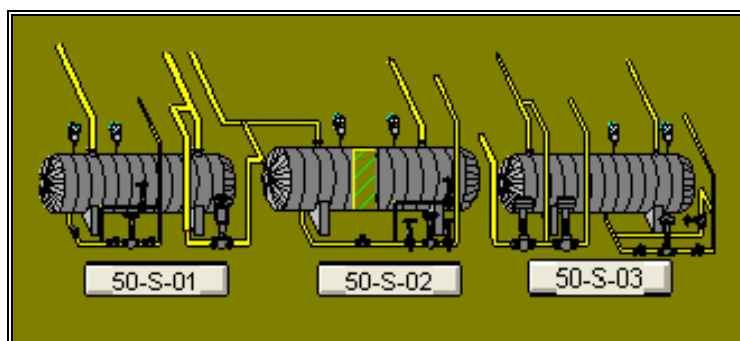


Figura 1.4. Depuradores de Mini planta 5.

[Fuente: Software PDVSA PI - ProcessBook]

🌀 Proceso de compresión

Después de culminado el proceso de depuración continúa la compresión del gas, siendo este un proceso de gran importancia para esta planta, ya que su función radica en comprimir el gas para cumplir con las metas del complejo. Este proceso se realiza en dos compresores centrífugos (50-K-01 y 50-K-02) marca Nuovo Pignone acoplados a un mismo eje, movidos por un arreglo de motor eléctrico (50-M-01) marca Ansaldo y una caja multiplicadora de potencia (50-OH-01) modelo Voiht que permite elevar la presión del sistema en dos etapas, en la primera etapa hasta 3447,390 KPa (500 psi) y en la segunda etapa hasta 8963,214 KPa (1300 psi). En la figura 1.5 se muestra el arreglo de los compresores en esta planta.

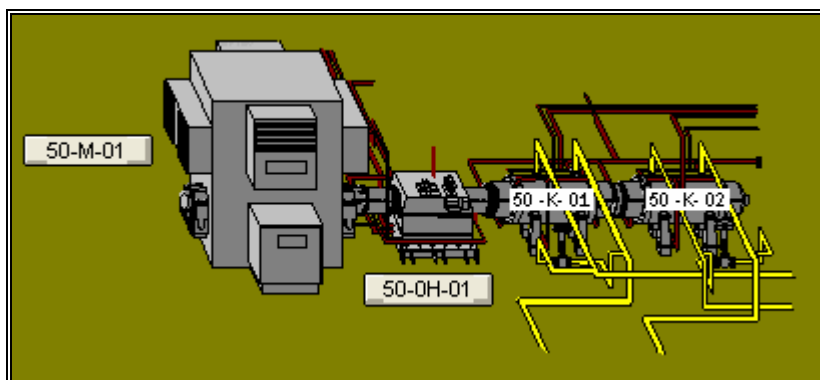


Figura 1.5. Esquema de los compresores de primera y segunda etapa.

[Fuente: Software PDVSA PI - ProcessBook]

Al comprimir el gas se eleva la presión y como consecuencia también aumenta la temperatura, por lo cual se requiere de un proceso de enfriamiento para disminuir la temperatura del sistema; para esto es indispensable la siguiente etapa del proceso.

• **Proceso de enfriamiento**

Este último proceso es realizado con la finalidad de disminuir la alta temperatura del gas como resultado de la compresión. Para reducir la temperatura, este es enviado al enfriador de cada unidad compresora. El enfriador 50-ER-01 corresponde al de primera etapa, el cual disminuye la temperatura del fluido de 137,778 °C a 43,333 °C (280 °F a 110 °F). En la segunda etapa de enfriamiento se disminuye nuevamente la temperatura de 148,889 °C a 43,333 °C (300 °F a 110 °F) en la unidad 50-ER-02. Estos enfriadores son horizontales, con enfriamiento por convección forzada, poseen dos bahías de enfriamiento cada una con dos paneles de ventiladores para cada etapa, es decir cuatro ventiladores, de los cuales tres son utilizados para el enfriamiento del gas y uno de reserva. El esquema de los enfriadores y del proceso de la primera etapa de esta mini planta se puede observar en la figura 1.6.

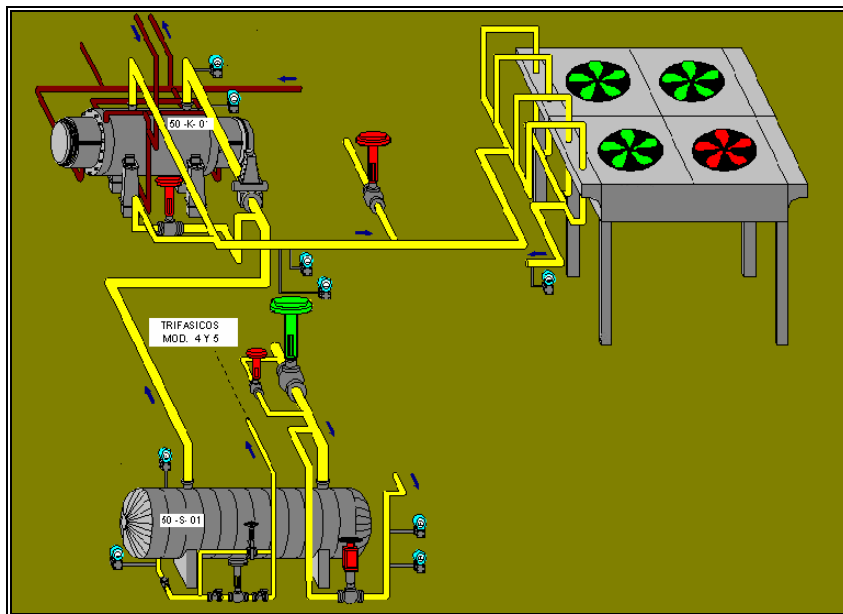


Figura 1.6. Esquema del proceso de la primera etapa de enfriamiento.

[Fuente: Software PDVSA PI - ProcessBook]

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La mini planta compresora 5 perteneciente al Complejo Operativo Jusepín procesa gas de media presión, es decir, a 827,374 KPa (120 Psi) y está diseñada para comprimir aproximadamente cincuenta millones de pies cúbicos estándar por día (50 MMPCED), provenientes de la Estación Principal Jusepín 2 y de las Recuperadoras de Vapor (REVAS) que luego de su procesamiento será utilizado para la recuperación secundaria de crudo y otros fines comerciales.

Debido a que en el gas manejado por esta instalación existen agentes corrosivos como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S), que combinados con cierto volumen de agua ocasiona el fenómeno de la corrosión, en sistemas de tuberías y equipos, propiciando la ocurrencia de problemas operacionales debido al deterioro o fallas, causando diferimiento en la producción y costos

asociados a reparaciones y reemplazo por corrosión en los equipos, y además importantes riesgos de accidentes por presencia de gases en la atmósfera o por explosiones que pueden causar pérdidas humanas.

Actualmente, existe en la mini planta compresora un plan de mantenimiento que contempla frecuencias de inspecciones en marcha cada dos (2) años, sin tener en cuenta la condición interna de líneas y equipos con el transcurso del tiempo, por lo cual se producen costos adicionales al mantenimiento que no están contemplados en el proceso.

Debido a los factores antes mencionados se requiere mejorar el monitoreo y control de la corrosión de equipos estáticos y tuberías, por esto PDVSA a través del departamento de Ingeniería de Mantenimiento lleva a cabo la implantación del “Sistema Integral de Lazos de Corrosión para Confiabilidad Operacional (SILCO)” en las instalaciones del Distrito Furrrial, el cual ha venido implementándose en las refinerías del país. Esta metodología permitirá mejorar la predictibilidad de fallas por corrosión interna basándose en las herramientas de Lazos de Corrosión, Inspección Basada en Riesgo e Inspección en Marcha.

Mediante este instrumento de trabajo, se pretende alertar tempranamente sobre las desviaciones operacionales y las pérdidas de espesores significativos del material, ocasionadas por la corrosión interna con el transcurso del tiempo, con lo cual se logrará alcanzar un plan de inspección enfocado hacia un mantenimiento preventivo, considerando que esto mejorará la frecuencia de inspección mediante el monitoreo continuo, conduciendo a la disminución de los costos por inspección y mantenimiento, el cual refleja en mejores índices la confiabilidad, disponibilidad e integridad mecánica de los activos existentes en el Complejo Jusepín.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo general

Proponer un plan de inspección basado en la metodología SILCO en la Mini planta Compresora 5 de PDVSA, Complejo Operativo Jusepín.

1.5.2 Objetivos específicos

1. Identificar la situación actual de líneas y equipos en función del contexto operacional manejado en la Mini planta compresora.
2. Seleccionar los lazos y circuitos de corrosión y el nivel de criticidad asociado a cada uno.
3. Determinar el tipo de corrosión predominante en función a los contaminantes existentes en el proceso de la Mini planta.
4. Establecer la frecuencia de inspección por medio del software SILCO.
5. Proponer un plan de inspección basado en la metodología SILCO.

CAPÍTULO II

BASES TEÓRICAS

2.1 ANTECEDENTES

- **Velásquez J. (2008)**, realizó una evaluación del sistema integral de lazos de corrosión para confiabilidad (SILCO) en la planta de inyección de gas a alta presión, PDVSA, Distrito Norte. Su trabajo consistió en el estudio de las condiciones operacionales de los mecanismos de corrosión presentes, además permitió conocer los materiales que conforman cada una de las líneas de proceso y equipos estáticos asociados, su historial de fallas, frecuencia de inspección, criticidad, consecuencias etc., lo cual se traduce en mejoras económicas en cuanto a inspecciones y mantenimientos se refieren. [1]

- **Rojas N. (2006)**, ejecutó un análisis de variables operacionales y factores causantes de corrosión interna en líneas y equipos pertenecientes a las plantas RESOR y SAEN pertenecientes al complejo Jusepín. El propósito del análisis es brindar las bases necesarias para la elaboración de planes o programas selectivos de inspección por criticidad o por frecuencia asentados en el Sistema de Inspección y Lazo de Corrosión (SILCO), a través de la jerarquización de los sistemas que deben ser inspeccionados en mayor grado de acuerdo al nivel de riesgo que presentan, para así aumentar la confiabilidad operacional y evitar grandes pérdidas económicas, daños al ambiente y en su mayor defecto pérdidas humanas y catástrofes mayores. [2]

- **Salazar L. (2006)**, llevó a cabo un trabajo titulado adecuación de los procedimientos para la aplicación del sistema de inspección y lazos de

corrosión (SILCO) en la planta compresora Muscar, PDVSA, Distrito Norte; éste se realizó con el fin de solventar los problemas operacionales presentados en dicha planta, y así poder alertar tempranamente las desviaciones de las variables operacionales y la integridad mecánica de las líneas de procesos y equipos críticos, para evitar fallas potenciales que impactan la capacidad operacional de las instalaciones. [3]

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Gas natural

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos. Como se trata de un gas, puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable.

El gas natural arrastra desde los yacimientos, componentes indeseables como son: el sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y agua en fase gaseosa, por lo que se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, amargo e hidratado; amargo por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

Existen diversas denominaciones que se le dan al gas natural y, por lo general, se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo, cuando en el gas natural hay H_2S por encima de 4 ppm por cada pie cúbico de gas, se dice que es un gas “amargo” y cuando la composición desciende a niveles menores de 4 ppm se dice que es un gas “dulce”.

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento pueden tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado.

2.2.2 Corrosión

La corrosión es definida como el deterioro de un material metálico a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción química (oxidación), la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, la salinidad del fluido en contacto con el metal y las propiedades de los metales en cuestión.

La característica fundamental de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrólito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y, consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal.

Este proceso de deterioro está distinguido por ser espontáneo, donde la interacción del metal con el medio que los rodea, ocasiona que el metal pase a formar un componente más estable, como óxido o sales, liberando así una cantidad de energía, y a la vez conduce a que el metal pierda total o parcialmente sus propiedades. En la figura 2.1 se puede observar el esquema de este proceso.

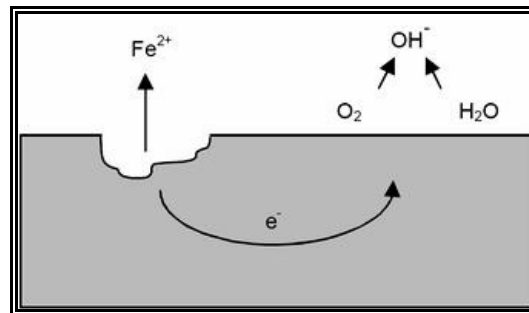


Figura 2.1 Esquema del proceso de corrosión de un metal.

[Fuente: Módulo Básico de Corrosión]

La corrosión es un fenómeno complejo que puede tomar una o varias formas. Por lo general, se limita a la superficie del metal y esto se conoce como corrosión general; pero hay veces en que tiene lugar a lo largo de la superficie, límite de los granos u otras líneas que muestran debilidad debido a diferencias en la resistencia a los ataques o una acción electrolítica local. [4]

2.2.2.1 Factores que influyen en la corrosión [5]

A. Temperatura

La velocidad de corrosión tiende a aumentar con el incremento de la temperatura. Ésta tiene efectos secundarios mediante su influencia sobre la solución del aire (oxígeno), que es la sustancia oxidante más común que influye en la corrosión, y provoca también efectos específicos cuando una variación en la misma causa cambios de fase que introducen una segunda fase corrosiva.

B. Oxígeno disuelto

Para que un metal sufra corrosión apreciable en agua neutra o casi neutra, a temperaturas ordinarias, es necesaria la presencia de oxígeno (O_2) disuelto en agua saturada con aire. La velocidad de corrosión del hierro es proporcional a la concentración de oxígeno. En ausencia del oxígeno disuelto, la velocidad de corrosión a temperatura ambiente es inapreciable tanto para el hierro puro como para

el acero. La disminución de la velocidad de corrosión se debe a la pasivación del hierro producida por el O_2 .

C. Agentes oxidantes

En la corrosión es parte necesaria la oxidación del hidrógeno para formar agua, por tal razón, los agentes oxidantes son frecuentemente aceleradores de ésta y en muchos casos, el poder oxidante de una solución es su propiedad simple de mayor importancia. Los agentes que aceleran la degradación de algunos materiales pueden retardar la corrosión de otros, mediante la formación de óxidos en la superficie o la absorción de capas de oxígeno, que las hacen más resistentes a los ataques químicos. Por tal razón, el aire disuelto puede acelerar la corrosión de algunos materiales y retrasar la de otros.

D. Velocidad

Un aumento de la velocidad del movimiento relativo entre una solución corrosiva y una superficie metálica tiende a acelerar la corrosión, debido a la mayor rapidez con que los productos químicos corrosivos, incluyendo las sustancias oxidantes (aire), llegan a la superficie que se corroe, y a la mayor rapidez con que los productos de la corrosión, que podrían acumularse y reducir la corrosión misma, se retiran. Cuanto mayor sea la velocidad, tanto más delgadas serán las películas a través de las cuales deben penetrar las sustancias corrosivas, y por las cuales se tienen que difundir los productos de corrosión que son solubles. Siempre que se produce resistencia a la corrosión, debido a la acumulación de capas de productos de corrosión insolubles en la superficie metálica, el efecto de la alta velocidad puede evitar su formación normal o retirarlos después que aparecen.

E. pH de la solución

El pH influye en la velocidad de corrosión de la mayor parte de los metales, éste afecta según la combinación del metal y el ambiente. Se sabe que los ácidos tienden a

disolver los metales más rápidamente, es por ello que en ambientes ácidos ($\text{pH} < 7$) la velocidad de corrosión es mucho mayor que en condiciones alcalinas en condiciones alcalinas ($\text{pH} > 7$). A medida que el pH ($\text{pH} = -\log [\text{H}^+]$) disminuye, la concentración de iones H^+ aumenta, lo cual puede intensificar la reacción catódica y aumentar la velocidad de corrosión; es por ello que muchos inhibidores de corrosión solo se concentran en disminuir la concentración de iones H^+ para controlar las velocidades de corrosión. La velocidad de corrosión con el pH está influenciada por la composición del electrolito

F. Películas

Las impurezas en una corriente pueden actuar como inhibidor y disminuir la velocidad de corrosión. Al retirar estas impurezas por algún cambio de proceso, el resultado puede ser un aumento resaltante en el proceso de corrosión. Las impurezas en un material corrosivo pueden ser tanto buenas como malas desde el punto de vista de la corrosión, y sus efectos son variados y complejos.

G. La concentración

La concentración de la corriente puede tener efectos importantes sobre la velocidad de corrosión, ya que al cambiar continuamente se hace difícil la predicción de los índices de corrosión. La concentración es importante durante la parada de una planta; la presencia de humedad que se recoge durante el enfriamiento puede convertir productos químicos inocuos en corrosivos y peligrosos.

2.2.2.2 Tipos de corrosión

A. Corrosión uniforme o ataque general

Es la forma más común de corrosión. Se caracteriza normalmente por una reacción química o electroquímica la cual procede uniformemente sobre toda la superficie expuesta o sobre una gran extensión del metal. El metal puede disminuir sus

dimensiones, lo cual se traduce en pérdida de resistencia mecánica. Aunque este tipo de corrosión representa un gran porcentaje de material perdido en términos de toneladas / año, no es de mucho peligro, desde el punto de vista técnico, ya que la vida del equipo puede ser estimada, con cierto grado de confiabilidad, sobre la base de ensayos de laboratorio y de planta, sobre los materiales a usar, en los mismos ambientes. [4]

B. Corrosión galvánica

Ocurre este tipo de corrosión cuando dos materiales diferentes en composición química, tratamiento térmico y sistemas de recubrimiento o pintura en cada material, etc., están en contacto y se encuentran ambos metales inmersos en un medio corrosivo. En el caso de que ambos metales se encuentren en contacto, al proceso de degradación se le denomina corrosión por contacto o par metálico; y en el caso en el cual ambos metales se encuentren inmersos en un mismo medio corrosivo se le denomina corrosión por celdas de concentración. Uno de los metales se comporta como ánodo y tiende a corroerse, mientras que el otro metal se comporta como cátodo y no se corroe o se corroe muy poco. [4]

C. Corrosión por picaduras (pitting)

Este tipo de corrosión se caracteriza por producir agujeros de pequeño diámetro y cierta profundidad en el material metálico. Este tipo de ataque causa el fallo de tuberías y equipos por perforación con pérdidas metálicas relativamente pequeñas. A menudo es difícil descubrir las picaduras, debido a su pequeño diámetro, y a que generalmente están cubiertas de productos de corrosión. Las picaduras pueden aparecer aisladas o tan juntas que la superficie metálica puede parecer rugosa. [5]

D. Corrosión Intergranular

La corrosión intergranular suele ser designada como corrosión intercrystalina o corrosión desintegración, es muy peligrosa debido a que en la mayoría de los casos no

es observable a simple vista, y la rotura del material puede ocurrir en forma sorpresiva. Es una forma de ataque localizado en los bordes de grano en los materiales metálicos. Resulta una pérdida de resistencia mecánica y ductilidad del metal. El borde de grano actúa como ánodo y se corroe selectivamente en comparación con el resto del grano, el cual es el cátodo. Los límites entre granos se disuelven rápidamente y como resultado el material se va desintegrando poco a poco en pequeños cristales.

E. Corrosión por fatiga

Se caracteriza por la reducción significativa del límite o resistencia a la fatiga de una aleación, debido al efecto del ambiente corrosivo al cual está expuesto. Las fallas ocurren prematuramente de manera frágil sin deformación aparente, debido a la acción de esfuerzos cíclicos o alternantes repetidos N veces y cuyas magnitudes son inferiores al límite elástico de la aleación. El inicio de la fractura ocurre siempre desde la superficie de la pieza/componente, debido a defectos de fabricación que origina sitios localizados de concentración de esfuerzos alternantes, se inicia y propaga posteriormente una grieta inestable hasta la fractura de la pieza. [4]

F. Corrosión por microorganismos (MIC)

Resulta de las actividades de los organismos vivos, debido a sus procesos de ingestión de nutrientes y eliminación de desperdicios (ácidos o hidróxidos corrosivos) que atacan al material. Existen dos tipos de bacterias que usualmente se encuentran en las aguas de los campos petroleros, estas son: bacterias aeróbicas y bacterias anaeróbicas. Las bacterias aeróbicas se desarrollan en aguas que contengan oxígeno, mientras que las bacterias anaeróbicas se desarrollan donde no exista oxígeno presente. Este proceso afecta el mecanismo de corrosión influyendo directamente sobre las reacciones anódicas y catódicas, modificando las películas protectoras de las superficies metálicas, y generando depósitos que ocasionan taponamiento y corrosión bajo los mismos.

G. Corrosión bajo tensión (SCC)

Este tipo de corrosión se refiere al agrietamiento y/o fractura del material metálico, debido a la presencia simultánea de esfuerzos tensiles y un ambiente corrosivo específico. Durante la corrosión bajo tensión la superficie del metal o aleación casi no sufre ataque corrosivo, pero dentro del material grietas corren a través del mismo y ellas conducen a la fractura o falla final del material. Es importante destacar que fuerzas o esfuerzos compresivos no ocasionan falla o fractura del metal.

H. Corrosión por hendiduras

Este tipo de corrosión es acelerado, altamente localizado en ciertos lugares como solapes, cabezas de tornillos y tornillos roscados, grietas, hendiduras, entre otros, donde pequeños volúmenes de solución estancada son atrapados y puestos en contacto con el material susceptible. Este proceso de corrosión es acelerado, porque la solución en la profundidad de la grieta difiere de la expuesta en la superficie, tanto en composición, movilidad y en contenido de oxígeno, estas diferencias crean un efecto galvánico. Esta corrosión es promovida por depósitos de arena, herrumbre y productos de corrosión, ya que estos actúan como barreras protectoras creando condiciones de estancamiento debajo de ellos.

I. Corrosión-erosión

Es el daño severo a las aleaciones, originado por la acción conjunta y movimiento relativo del ambiente corrosivo y la superficie metálica, acelerado por la acción física de desgaste y pérdida de metal, por efecto de la velocidad del fluido. El grado de severidad de esta corrosión, está en función del tipo de ambiente y contaminantes presentes, temperatura, velocidad, régimen y estado físico del fluido, ángulo de impacto o choque sobre la superficie metálica y presencia de partículas sólidas en suspensión. Su apariencia física se caracteriza por la presencia de ranuras, surcos y canales en las superficies metálicas, orientados en la dirección del fluido. [4]

J. Corrosión selectiva

Es un proceso de corrosión donde uno de los elementos de una aleación sólida es removido, es decir, cuando un material metálico está compuesto por dos microconstituyentes, uno de ellos puede corroerse más rápido que el otro. Este ataque puede ocurrir altamente localizado. También se puede decir que es la pérdida preferencial de una fase aleada en una aleación multifásica.

K. Corrosión por dióxido de carbono (CO₂)

Conocida como corrosión dulce, es común en sistemas de transporte de gas que contengan dicho elemento en presencia de agua. La corrosión por dióxido de carbono resulta cuando el CO₂ se disuelve en H₂O para formar ácido carbónico (H₂CO₃). El ácido puede bajar el pH y en cantidades suficientes puede promover corrosión general y/o corrosión por picadura de aceros al carbono. La presencia del CO₂ en los fluidos puede causar severos problemas de corrosión tanto en las instalaciones de producción como en las de transporte y refinación.

El CO₂ por sí solo no es corrosivo, necesita la presencia de agua condensada o vapor de agua para formar el ácido carbónico, este ácido es un ácido débil que se disocia rápidamente generando el proceso de corrosión, esto aunado a las condiciones de presión, temperatura, concentración y producción de agua, produce el siguiente mecanismo de reacción química que puede ser dividido en las siguientes etapas:

Etapa I: el CO₂ se disuelve en presencia de agua (Ec.2.1) para formar ácido carbónico el cual se disocia en dos etapas, la formación de iones bicarbonatos (Ec. 2.2) y la subsecuente formación de iones carbonatos (Ec. 2.3):





Etapa II: en esta etapa ocurre la reacción de oxidación del hierro en la intercara metal/electrolito, en donde por cada ión de hierro desprendido se producen dos electrones:



Etapa III: la combinación de los iones carbonatos con el ión ferroso de la reacción (Ec. 2.4) para formar carbonato de hierro (Ec. 2.5), esta es la reacción de precipitación y la misma se rige por el producto iónico. El proceso de esta reacción se puede observar en la figura 2.2.

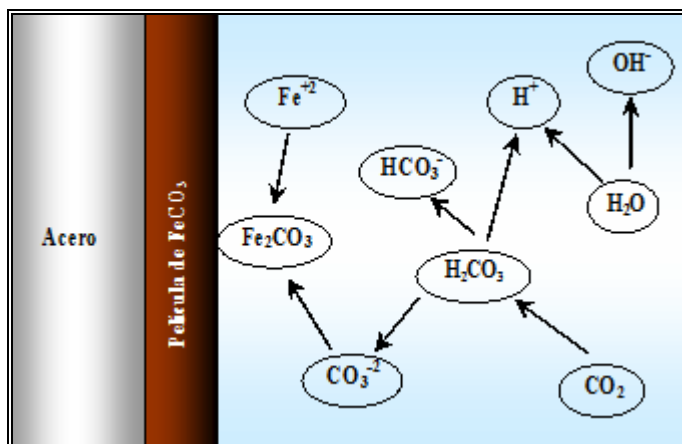


Figura 2.2. Formación de la película de carbonato de hierro (FeCO₃).

[Fuente: Módulo Básico de Corrosión]

La presencia de carbonato de hierro contribuye a la reducción del pH del agua en el sistema y la provee de iones hidronio como receptores de electrones. La reducción del valor de pH o la cantidad de ácido carbónico que se forma depende

principalmente de la presión de operación del sistema. Al aumentar esta presión, aumenta directamente la presión parcial de dióxido de carbono ($ppCO_2$), en forma proporcional. De acuerdo a este comportamiento, la tasa de corrosión usualmente incrementa, ya que se disolverá más dióxido de carbono en vapor de agua y en agua libre, formándose así un ácido más fuerte. A partir de aquí se pueden generar tres tipos de corrosión, dependiendo de las propiedades físicas de la capa de carbonato de hierro y la temperatura a la cual se forma. Los tipos de corrosión se describen a continuación:

• Tipo I: corrosión general

La corrosión es homogénea como se puede ver en la figura 2.3 y ocurre típicamente por debajo de los 60 °C (140 °F) a pH menores que 5. La disolución del hierro es pobre, y por ende, el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie; la adhesión de este producto a la superficie metálica no es muy buena, facilitando la remoción de la misma por el fluido en movimiento.

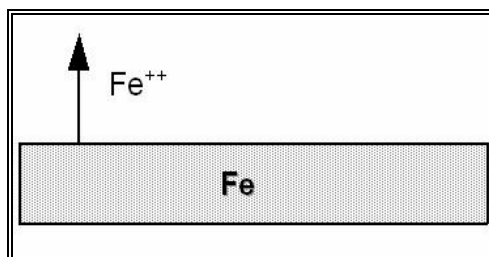


Figura 2.3. Corrosión general por CO_2 a temperaturas menores de 60 °C (tipo I).

[Fuente: Módulo Básico de Corrosión]

• Tipo II: corrosión localizada

La corrosión es localizada (formación de picaduras) y ocurre típicamente alrededor de los 100 °C (212 °F), aquí la tasa de corrosión es mayor, observándose picaduras en el metal. La capa de carbonato de hierro formada, es heterogénea, de lento crecimiento y porosa, debido a que se crean grandes sitios de bajas y alta densidad electrónica por

el crecimiento de los cristales de carbonato de hierro sobre la superficie del metal. La figura 2.4 ilustra este tipo de degradación.

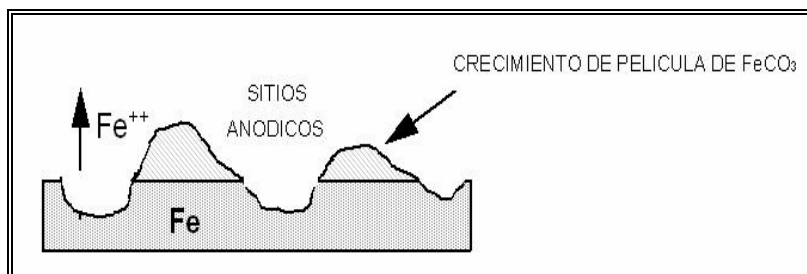


Figura 2.4. Corrosión localizada por CO_2 a temperaturas cercanas a $100\text{ }^\circ\text{C}$ (tipo II).

[Fuente: Módulo Básico de Corrosión]

• Tipo III: Capa de pasivación compacta y continua

Ocurre a temperaturas superiores a $150\text{ }^\circ\text{C}$ ($302\text{ }^\circ\text{F}$), la corrosión disminuye dado la formación de una capa de carbonato de hierro homogénea, adherente y de buenas propiedades mecánicas, lo cual disminuye la disolución del hierro.

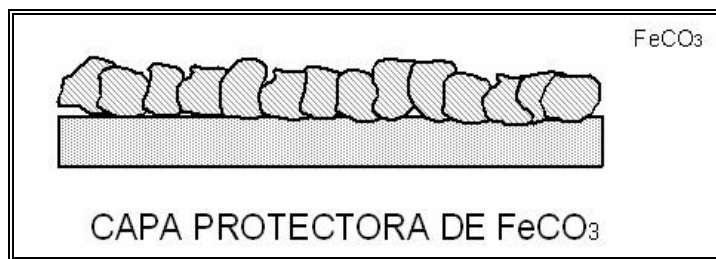


Figura 2.5. Corrosión por CO_2 a temperaturas por encima de $150\text{ }^\circ\text{C}$ (tipo III).

[Fuente: Módulo Básico de Corrosión]

L. Corrosión por sulfuro de hidrógeno (H_2S)

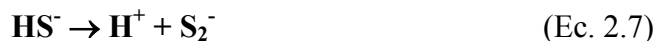
La corrosión por H_2S , conocida también como corrosión ácida, es común en sistemas de transporte de gas que contengan dicho elemento en presencia de agua. El gas H_2S disuelto en agua forma ácido sulfhídrico, este ácido es menos corrosivo que el ácido carbónico pero es muy destructivo. Este tipo de ataque puede ser identificado dada la

formación de una capa negra de sulfuro de hierro (FeS) sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S.

A bajas temperaturas, la capa de sulfuro de hierro que se forma producto de la corrosión, puede actuar como una barrera disminuyendo la velocidad de corrosión en la ausencia de sales de cloruro. A altas temperaturas la capa se comporta como un cátodo en relación con el acero promoviendo una corrosión del tipo galvánica.

Igualmente el mecanismo de corrosión por sulfuro de hidrógeno ocurre en las siguientes etapas:

Etapa I: el sulfuro de hidrógeno gaseoso se disuelve en agua donde ocurre una doble disociación como se muestra en las ecuaciones 2.6 y 2.7:



Etapa II: luego ocurre, como en el caso de corrosión por CO₂, la disolución del hierro en la intercara metal/electrolito (Ec. 2.8):



Etapa III: los productos de las reacciones anteriores (Ec. 2.7 y 2.8) se combinan para formar el sulfuro de hierro (Ec.2.9):



M. Corrosión por efecto combinado de CO₂ y H₂S

El sulfuro de hidrógeno tiene la característica de poseer un desagradable olor y ser muy tóxico. Este gas al estar en contacto con el agua forma un ácido que es corrosivo, llamado ácido sulfúrico, por esta razón el H₂S se conoce como un gas altamente corrosivo en presencia de agua. Por su parte, el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico, pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbónico, he aquí la propiedad corrosiva que el CO₂ presenta en presencia de agua.

La presencia de alguno de estos dos agentes (CO₂ y H₂S) en un medio acuoso, es capaz de originar graves daños por corrosión, pero su combinación puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y criticidad del daño esperado. Es importante conocer el efecto y comportamiento del sulfuro de hidrógeno en la corrosión por dióxido de carbono, ya que se puede originar la formación de películas de productos de corrosión de sulfuro de hierro y carbonato de hierro, provocando así un aumento o disminución de la velocidad de corrosión dependiendo de la temperatura, presión y concentración de los gases corrosivos.

2.2.2.3 Criterio de Dalton y Kane para la predictibilidad del mecanismo de corrosión imperante

Dalton para gases ideales establece una manera para predecir la corrosividad de un gas, la cual está basada en la presión parcial del mismo. Mediante el cálculo de la presión parcial del dióxido de carbono (CO₂) y del sulfuro de hidrógeno (H₂S) se puede evaluar la posibilidad de existencia de estos tipos de corrosión según las siguientes ecuaciones:

$$Pp_{CO_2} = P_t \times \frac{\% CO_2}{100} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$Pp_{H_2S} = \frac{P_t \times ppm_{H_2S}}{10^6} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

Pp_{CO_2} := Presión parcial del dióxido de carbono.

Pp_{H_2S} = Presión parcial del sulfuro de hidrógeno.

P_t = Presión total del sistema

$\%CO_2$ = porcentaje molar de CO_2 presente en el gas.

ppm_{H_2S} = partes por millón de H_2S .

De acuerdo al criterio de Kane y aplicando el cálculo de las presiones parciales anteriormente indicado, se puede determinar el mecanismo de corrosión predominante según las siguientes condiciones:

$$\frac{Pp_{CO_2}}{Pp_{H_2S}} \geq 50 \rightarrow \text{Corrosión por } CO_2 \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$\frac{Pp_{CO_2}}{Pp_{H_2S}} < 50 \rightarrow \text{Corrosión por } H_2S \quad (\text{Ec. 2.13})$$

En función de las presiones parciales del CO_2 y del H_2S la norma NACE MR-0175 establece la severidad de la corrosión de estos mecanismos para aceros al carbono y aleaciones bajas con temperaturas menores a 350 °F [6]. En las tablas 2.1 y 2.2 se indica la severidad de la corrosión según la condición de la presión parcial tanto para el CO_2 como para el H_2S .

Tabla 2.1. Severidad de la corrosión por H₂S.

[Fuente: Norma NACE MR-0175]

Condición	Severidad
$Pp_{H_2S} < 0,0125$	Baja probabilidad de Corrosión por H ₂ S
$0,015 < Pp_{H_2S} < 0,05$	Susceptible a Agrietamiento por Hidrógeno
$0,05 < Pp_{H_2S} < 0,10$	Susceptible Bajo Tensión Inducida por Azufre
$Pp_{H_2S} > 0,10$	Corrosión General

Tabla 2.2. Severidad de la corrosión por CO₂.

[Fuente: Norma NACE MR-0175]

Condición	Severidad
$Pp_{CO_2} < 4$	Baja probabilidad de Corrosión por CO ₂
$4 < Pp_{CO_2} < 7$	Levemente corrosivo
$7 < Pp_{CO_2} < 30$	Moderadamente corrosivo
$Pp_{CO_2} > 30$	Severamente corrosivo

2.2.2.4 Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión son formulaciones químicas que se inyectan en concentraciones adecuadas al flujo de gas transportado en los gasoductos y plantas compresoras de gas, con la finalidad de controlar o reducir la corrosión interna. Los inhibidores de corrosión pueden ser clasificados de varias formas siendo la más aceptada la originada por su mecanismo de acción.

En este caso, la clasificación abarca a los inhibidores pasivadores, convertidores de película, inhibidores filmicos o de absorción, neutralizantes y secuestrantes. Los tres primeros tipos de inhibidores mencionados son los más numerosos y se corresponden con compuestos que pueden formar barreras entre el metal del gasoducto y el medio agresivo, en cambio los neutralizantes y secuestrantes actúan sobre el medio o fluido, eliminando de esta forma los agentes contaminantes y agresivos tales como el ión hidrógeno o el oxígeno disuelto entre otros.

Uno de los tipos de inhibidores de corrosión utilizados con frecuencia para el control de corrosión interna en gasoductos es el que actúa de forma filmica, siendo este tipo de compuesto absorbido sobre la superficie del metal formando una película delgada que es el resultado de la atracción fisicoquímica entre el compuesto y la superficie del metal. El nivel de protección depende tanto de la concentración del producto que cubrirá la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el inhibidor de corrosión.

Otra forma de clasificación de los inhibidores de corrosión comprende a los inhibidores catódicos o mixtos y a los anódicos, de acuerdo a la reacción que inhiben preferencialmente o de acuerdo a su composición química, estos compuestos son de tipo orgánico. Algunas veces también existen formulaciones donde se combinan los mecanismos de acción filmicos y neutralizantes, atacando de esta forma para efectos del control de corrosión interna tanto al metal como al medio o fluido.

2.2.2.5 Técnicas de Monitoreo de la Corrosión

🔧 Medición de espesores mediante ultrasonido

La inspección por ultrasonido es un ensayo no destructivo, en el cual ondas sonoras de alta frecuencia se introducen en el material a inspeccionar para detectar discontinuidades superficiales o internas del mismo, a través de la medición de espesores de pared del material. Consiste básicamente en un palpador acoplado a un

instrumento de registro digital, las ondas de sonido se transmiten a través del metal y regresan al transductor. El registrador digital convierte el intervalo entre emisión y recepción en medidas de espesor de pared, basadas en la velocidad de la onda sónica en el material específico.

El ensayo ultrasónico es uno de los métodos más utilizados para la inspección de materiales. Su principal aplicación lo constituye la detección y caracterización de discontinuidades internas y superficiales del material, magnitud y tipo de ataque, su morfología y localización, profundidad de la picadura. También se utiliza para medir espesores, detectar avances de corrosión y vida remanente; estableciendo recomendaciones en cuanto a reemplazos y reparaciones.

Inspección visual

La inspección visual puede ser definida como: la examinación de un objeto utilizando solamente la vista o en conjunto con diferentes instrumentos de amplificación, grabación, registro etc. Sin cambiar, alterar o destruir el objeto sometido a prueba. En la inspección visual la más importante de las herramientas es la vista, la exactitud visual es el punto más importante de una persona que realiza esta actividad. Esta técnica se aplica a aquellos equipos que están fuera de servicio y puedan ser inspeccionados para determinar daños por corrosión; los registros, técnicas y descripciones realizadas son esenciales para futuras referencias y comparaciones.

Cupones de pérdida de peso

Las pruebas de pérdida de peso son las más comunes de todas las pruebas de medición de tasas de corrosión. Una pequeña cinta metálica, usualmente acero de bajo contenido de carbono, es expuesta en el fluido del sistema donde la corrosión puede ser activa. La cinta es dejada por un período de tiempo definido, luego removida, limpiada y pesada para determinar la cantidad de metal perdido. La pérdida de peso, el área del cupón y el tiempo de exposición son usados para calcular la tasa

de corrosión, la cual es suministrada en milésimas de pulgadas por año (mpa) de pérdida de metal. Los cupones deben ser cuidadosamente pesados antes de ser expuestos. El cupón no corroído debe estar libre de grasas y aceites, ya que esto no permitiría una corrosión adecuada al ser expuesto. Una vez expuesto, al cupón se le deben limpiar todos los productos de corrosión, sin ningún ataque al metal, los cupones son entonces pesados y la tasa de corrosión es calculada.

• **Probetas de Resistencia Eléctrica (E/R)**

Estas pueden ser consideradas como cupones de corrosión “electrónicos”. Al igual que los cupones, las probetas E/R proveen una medición de la pérdida de metal de un elemento expuesto a un ambiente corrosivo, pero a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser medido en cualquier momento, a la frecuencia que sea requerida, mientras la probeta se encuentre en sitio y permanentemente expuesta a las condiciones del proceso. La técnica E/R mide el cambio en la resistencia eléctrica (Ohms) de un elemento metálico corroído expuesto al medio ambiente del proceso. La acción de la corrosión en la superficie del elemento produce un decrecimiento en el área transversal de dicho sensor, lo cual representa un incremento en la resistencia eléctrica. El aumento de esta resistencia puede ser relacionada directamente con la pérdida de metal, y la pérdida de metales en función del tiempo es la definición de la tasa de corrosión. Aunque es una técnica que promedia la corrosión en el tiempo, los intervalos entre cada medición pueden ser mucho más cortos que los de los cupones de pérdida de peso.

• **Probetas de Polarización Lineal**

Esta técnica, está basada en una teoría electroquímica compleja. Para su aplicación en mediciones industriales, ha sido simplificada a un concepto básico. En términos fundamentales, un pequeño voltaje (o potencial de polarización) es aplicado a un electrodo en solución. La corriente necesitada para mantener una tensión (típicamente 10mV) es directamente proporcional a la corrosión en la superficie del electrodo

sumergido en la solución. Por medio de la medición de la corriente, la tasa de corrosión puede ser deducida. La ventaja de esta técnica es que la medición de la tasa de corrosión es hecha instantáneamente. Esta es una herramienta más poderosa que las probetas E/R o los cupones cuando la medición fundamental no es la pérdida de metal si no la tasa de corrosión, y cuando no se desea esperar por un período de exposición para determinarla. La desventaja de esta técnica es que ésta sólo puede ser ejecutada exitosamente en medios acuosos electrolíticos.

Inspección radiográfica

La radiografía es un método de vigilancia de corrosión que consiste en la colocación de una fuente radioactiva en un lado del equipo o tubería a ser analizada y la colocación de la película al otro lado del mismo. La película se expone a la emisión de rayos que pasan por el metal, obteniendo como resultado las variaciones de densidades del material (variaciones de espesores). Es un ensayo no destructivo que determina la ubicación, extensión y forma de la picadura, así como también, puede predecir con bastante exactitud la profundidad de la misma, mediante análisis densitométricos.

Inspección videoscopia

Es una técnica especializada de inspección visual interna de equipos con geometrías complicadas, mediante instrumentos ópticos acoplados con cámaras de vídeo y otros accesorios. Permite detectar, evaluar y grabar ataques corrosivos, picaduras, discontinuidades y depósitos de barros o suciedad no accesibles al ojo humano.

2.2.2.6 Cromatografía

Método usado principalmente para la separación de los componentes de una muestra, en el cual los componentes son distribuidos entre dos fases, una de las cuales es estacionaria, mientras que la otra es móvil. La fase estacionaria puede ser un sólido o un líquido soportado en un sólido o en un gel (matriz). Para cuantificar la muestra de

cada componente estos se transportan dentro de una columna con un gas inerte. Son selectivamente absorbidos y desorbidos para separarlos. A la salida de la columna se identifican y se determina, cualitativa y cuantitativamente, la porción de cada componente en la muestra.

2.2.3 Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO)

El sistema SILCO es una filosofía de trabajo que integra las metodologías de Lazos de Corrosión e Inspección Basada en Riesgo (IBR) con el Sistema de Inspección en Marcha para diseñar y llevar a cabo planes selectivos de inspección de líneas de proceso y equipos estáticos en servicio, mediante la aplicación de ensayos no destructivos (visual, ultrasonido, Rayos X, etc.) en lugares previamente seleccionados, denominados puntos de control. También realiza un seguimiento al comportamiento de las variables operacionales específicas que afectan a la degradación por corrosión de los equipos y líneas contenidos dentro de un lazo, mediante el monitoreo continuo.

El Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión consta de dos partes. La primera consiste en el diseño de los planes selectivos de inspección, que comprende el análisis de Lazos de Corrosión, seccionando la planta en lazos y circuitos. Luego se evalúa el riesgo en cada sección por medio de un análisis de riesgo y se define el plan de inspección.

La segunda parte se encarga de la aplicación de los planes de inspección. Aquí se llevan a cabo las inspecciones de las líneas y equipos estáticos críticos de las plantas o instalaciones por parte de la sección de inspección de equipos o por contratación. Luego, los datos obtenidos se registran y almacenan en un sistema computarizado denominado software SILCO, el cual transforma los resultados de las inspecciones en indicadores los cuales permiten determinar la vida útil, la velocidad de corrosión, frecuencia de inspección, vida remanente, etc., de los puntos de control

y de esta manera conocer el comportamiento de la degradación por corrosión y/o erosión, de cada uno de los circuitos pertenecientes a una planta en específico, entre otras funciones. [7]

2.2.3.1 Objetivos de SILCO

- ✓ Mantener el monitoreo de las variables operacionales
- ✓ Ejecutar y actualizar el programa de inspecciones, tanto en régimen por condición como en régimen por frecuencia
- ✓ Dar alerta temprana a operaciones de las desviaciones detectadas en las ventanas operacionales.
- ✓ Generar planes selectivos de inspección en las instalaciones afectadas por las variaciones de dichas ventanas.
- ✓ Detectar y analizar los cambios de diseño mecánico tales como, nuevas instalaciones, tees, ramificaciones que puedan incidir en zonas no controladas y que requieran el establecimiento de puntos de control nuevos.

2.2.3.2 Lazos de Corrosión.

Es una metodología dinámica aplicable a recipientes y tuberías, basada en criticidad, que permite predecir y prevenir la ocurrencia de fallas, mejorar los planes de inspección y de mantenimiento, así como también monitorear las variables de proceso y operación que afectan la integridad mecánica de la instalación. La metodología busca seccionar la planta en lazos o bloques que poseen similares características en cuanto a condiciones de operación, mecanismos de degradación y materiales de construcción.

2.2.3.3 Circuito

Es el tramo de tubería que une a dos equipos a otra tubería.

2.2.3.4 Términos complementarios empleados por SILCO [7]

- ✓ **Espesor de integridad:** es el espesor que posee una tubería antes de llegar a un espesor donde posea una vida útil remanente igual a seis meses.
- ✓ **Tasa de corrosión:** es la pérdida de espesor que sufren las paredes de un equipo o tubería en un determinado periodo de tiempo.
- ✓ **Tasa de corrosión a corto plazo:** pérdida de espesor que sufre un punto de control en cada posición desde la inspección inmediata anterior a la actual.
- ✓ **Tasa de corrosión a largo plazo:** pérdida de espesor que sufre un punto de control en cada posición desde la inspección original a la actual.
- ✓ **Variable operacional:** es toda aquella variable de proceso y operación que incrementa la tasa de corrosión e influye sobre la integridad mecánica en sistemas de líneas y equipos.
- ✓ **Esquemático o Isométrico:** son los dibujos de las tuberías que forman los diferentes circuitos bajo control de inspección en marcha. En ellos se indican datos como: número de dibujo, presión y temperatura, diámetro, espesor original (schedule), puntos de control, etc.
- ✓ **Puntos de control:** son los puntos seleccionados dentro de un circuito o equipo donde se realizarán las mediciones de espesores mediante ensayos no destructivos (UT ó RX) para determinar su espesor y/o condiciones de integridad.

2.2.3.5 Régimen de inspección

En el sistema de inspección y lazos de corrosión existen dos regímenes para las inspecciones; *Inspección por Condición*, la cual toma como base los espesores

medidos en campo, para definir la frecuencia de inspección, e *Inspección por Frecuencia*, en donde se fija de ante mano la frecuencia de inspección. A continuación se explican cada uno de estos sistemas. [8]

A. Inspección por condición

Es un régimen dinámico en el cual las inspecciones se realizan de acuerdo al estado actual de las líneas o equipo, es decir, se basa en los resultados obtenidos de la medición de espesores en líneas y equipos en servicio, aplicando técnicas de ensayos no destructivos, para definir la frecuencia de inspección.

Los ensayos no destructivos más utilizados son ultrasonido y radiografías. El primero se utiliza en los casos donde el diámetro de la tubería y espesor lo permite. La inspección radiográfica se aplica cuando el ultrasonido no es aplicable, por ejemplo tuberías de bajo diámetro (menores a 2 pulg.).

- ✓ **Medición con ultrasonido:** en la figura 2.6 se indican las posiciones de medición con ultrasonido para diferentes tipos de accesorios en una tubería.

- ✓ **Medición con radiografía:** la principal ventaja que ofrece esta técnica es que permite evaluar accesorios en tuberías de bajo diámetro. La medición de espesores con radiografía es función de la proyección de los distintos espesores de los accesorios sobre una película radiográfica y del arreglo película_objeto.

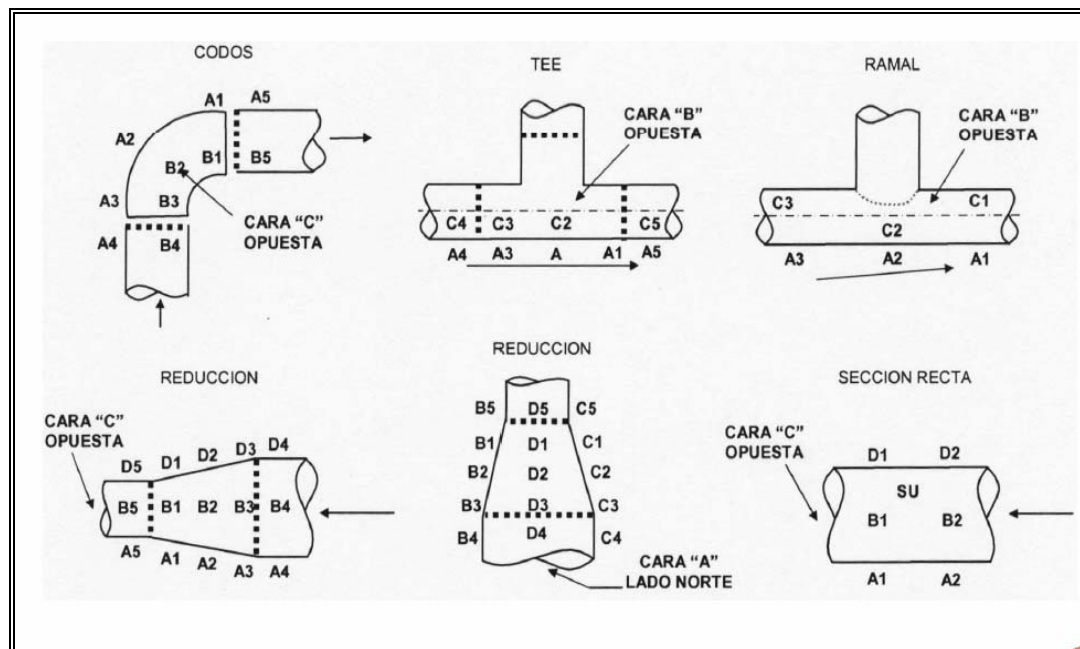


Figura 2.6. Ubicación de los puntos de medición en tuberías y accesorios.

[Fuente: Norma PDVSA PI-02-09-01 Inspección en Marcha de Equipos Estáticos]

B. Inspección por frecuencia

Son inspecciones que se realizan con una frecuencia de tiempo predeterminada, de acuerdo con los estándares internacionales (API 510, 570) aplicables o por criticidad establecida por el Comité SILCO.

2.2.4 Sistema de Inspección en Marcha (SIEM)

Es un sistema que permite determinar frecuencias de inspección mediante el monitoreo de espesores de las líneas de proceso para generar acciones preventivas, predictivas o correctivas. Este monitoreo de espesores se realiza mediante la data obtenida de los valores de medición de espesor de las líneas que pertenecen a la instalación o planta, la cual se lleva a cabo con el empleo de los ensayos no destructivos como el de ultrasonido, que indica el espesor de las tuberías de manera sencilla. [9]

2.2.5 Inspección Basada en Riesgo

La inspección basada en riesgo (IBR) junto con la Integridad Mecánica (IM) son unos de los pilares fundamentales de la confiabilidad integral de activos y procesos, ya que las mismas buscan garantizar la integridad mecánica de los equipos estáticos de un proceso de producción, para que los activos cumplan con requerimientos de desempeño, costos, seguridad y regulaciones ambientales.

Esta metodología, está fundamentada en las normativas API RP-580 y API PUB-581 y permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas. El objetivo fundamental del IBR es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo). [10]

2.2.5.1 Beneficios del IBR

- **Facilita la planificación del mantenimiento.** La planificación de actividades de mantenimiento de equipos e instalaciones se fundamenta en la aplicación de una metodología sistemática, basada en la utilización de criterios objetivos, permitiendo identificar los componentes que más influyen en el riesgo de la instalación, sobre los cuales habrá que focalizar los esfuerzos de inspección, y definir, para cada caso, el alcance, la periodicidad y métodos óptimos para su mantenimiento.
- **Aumenta la seguridad de las instalaciones.** Su aplicación garantiza alto nivel de integridad mecánica de los equipos y reducción de los mecanismos de falla

posibles. Esto se consigue tras la identificación de los equipos que poseen un mayor riesgo, a cuyo mantenimiento se destinan mayores esfuerzos y recursos.

- **Reduce riesgos de personal.** Adicionalmente, la IBR permite conseguir una reducción del riesgo sobre todo el personal de la instalación o las contratas que realicen la inspección, si tras su aplicación se identifica la posibilidad de ampliar el periodo de inspección en aquellos lugares que pueden resultar más peligrosos o en lugares de difícil acceso.
- **Reduce los costos directos e indirectos.** Uno de sus mayores atractivos es que permite aumentar la seguridad de las instalaciones reduciendo los costos, tanto directos como indirectos, asociados al fallo de equipos.

2.2.6 Análisis de Riesgo

Es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad operacional, basado en la realidad actual. Para realizar un análisis de riesgo se debe: definir un alcance y propósito, establecer los criterios de evaluación y seleccionar un método de evaluación para jerarquizar la selección de los sistemas objeto del mismo.

El objetivo de un análisis de riesgo es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable, entonces, el riesgo representa una estimación que clasifica la frecuencia y la consecuencia de falla de una instalación dada, originada por procesos de corrosión, propiciados por los parámetros de operación en distintas categorías.

Desde el punto de vista matemático el riesgo se puede expresar como:

$$\text{Riesgo} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

En este caso la frecuencia está asociada al número de fallas o eventos que presenta el sistema o proceso en estudio, mientras que la consecuencia se refiere al impacto y flexibilidad operacional, los costos de reparación y los impactos en seguridad y ambiente.

En la figura 2.7 se muestra una tabla de 4 x 3 de la Matriz de riesgo, la cual evalúa la predictibilidad de falla y la consecuencia. En la figura, el color *rojo* indica alto riesgo; el color *amarillo* mediano riesgo y el color *verde* indica bajo riesgo.

PREDICTIBILIDAD ↓	CONSECUENCIA →		
	BAJA (0,9)	MEDIANA (0,7)	ALTA (0,6)
DEFICIENTE (0,5)	0,5	0,4	0,3
REGULAR (0,7)	0,6	0,5	0,4
BUENA (0,9)	0,8	0,6	0,5
MUY BUENA (1,0)	0,9	0,7	0,6

Factor de Riesgo

Figura 2.7. Matriz de riesgo.

[Fuente: Norma PDVSA PI-02-09-01 Inspección en Marcha de Equipos Estáticos]

2.2.7 Velocidad de corrosión

La velocidad de corrosión de un material determina si se puede utilizar o no en un ambiente de servicio particular. Estas velocidades son medidas en pérdida de peso por

unidad de área, siendo sus unidades milésimas de pulgadas de penetración por año o milímetros de penetración por año (mpa o mm/año). Se considera aceptable para servicios continuos una velocidad de corrosión por debajo de 5 mpa.

Uno de los parámetros que afectan la velocidad de corrosión es el efecto de la velocidad de fluido y los patrones de flujo. La velocidad del flujo afecta la composición y la extensión de la capa de corrosión producida. Tomando en cuenta lo mencionado en la sección 2.2.3.4, la tasa de corrosión (RC) puede ser a corto o largo plazo según el tiempo entre las medidas tomadas. Según sea el caso la RC puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$RC = \frac{Esp_anterior - Esp_actual}{(Fecha_actual - Fecha_anterior)} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

Esp_anterior: medida previa (pulg) o (mm).

Esp_actua: medida más reciente (pulg) o (mm).

Fecha_actua: valor en años de la fecha de inspección más reciente.

Fecha_anterior: valor en años de la fecha de inspección previa.

2.2.8 Espesor de retiro

Es definido como el espesor mínimo al cual puede llegar una tubería o equipo sin perder la garantía de su integridad mecánica de acuerdo a la norma de diseño y construcción de la instalación [7]. La siguiente ecuación permite calcular el espesor de retiro de una tubería o equipo:

$$E_{retiro} = \frac{Pd * Dext}{2 * ((S * E) + (Pd * Y))} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde:

Pd: Presión de diseño de la tubería (psi).

Dext: Diámetro externo de la tubería o circuito (plg).

S: Esfuerzo permisible a la temperatura de diseño de la tubería o circuito (psi).

E: Eficiencia de junta (adimensional).

Y: Coeficiente de ductilidad.

El espesor de retiro junto con la velocidad de corrosión son utilizados por el software SILCO para obtener la vida útil remanente de cada punto de control, y con esta última se consigue la fecha de la próxima inspección.

2.2.9 Vida útil remanente

Es el máximo periodo de tiempo que puede soportar un equipo o tubería antes de alcanzar su espesor mínimo. Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación

$$VU = \frac{E_{medido} - E_{retiro}}{RC} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Donde:

VU: Vida útil remanente (años).

E_{medido}: Espesor medido actualmente (plg).

E_{retiro}: Espesor de retiro (plg).

RC: Velocidad de corrosión (plg/años).

2.2.10 Intervalo de la próxima inspección

Es el tiempo calculado para realizar la próxima inspección de un punto de control perteneciente a una línea o equipo. Para esto se usa la siguiente ecuación:

$$INT = VU * FS \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

INT: intervalo de la próxima inspección en años.

VU: vida útil remanente.

FS: factor de seguridad. $FS = 0,5$ si $RC_{\text{máx}} \leq 0,030$; $FS = 0,3$ si $RC_{\text{máx}} > 0,030$

2.2.11 Acero

El acero es un término general para aleaciones basadas en hierro que contienen carbono, manganeso y otros elementos aleantes. El contenido de carbono de la mayoría de los aceros de las refinерías es entre 0,03% y 0,30% para asegurar ductibilidad y soldabilidad. Hierro aleado con carbono y manganeso, es el material predominante para construcción de refinерías.

La norma API 5L especifica los tipos de acero con un rango de propiedades que cubren altas pruebas en líneas de tuberías, y las líneas de tuberías de acero soldadas en espiral. Las especificaciones de la API se introdujeron en 1948, y en ese momento incluía sólo un grado de X42 con un límite elástico de 42 ksi. Desde entonces, acero de alta resistencia se han desarrollado y la especificación ahora incluye los grados hasta X80 con la resistencia a la fluencia de 80 ksi.

El acero al carbono está entre los materiales más comunes de construcción y probablemente represente casi el 80 % de todos los aceros usados para aplicaciones de refinерías. Las especificaciones de estos dan requisitos muy amplios de su composición química, en el caso del acero API 5L Gr. B el cual forma parte de la mayoría de las líneas de la industria petrolera, la máxima composición química está determinada por 0,22% de carbono, 1,20% de manganeso, 0,030% de azufre y 0,030% de fósforo. Por otra parte, las características mecánicas de éste están determinadas por un esfuerzo mínimo de tensión de 60.000 psi y un esfuerzo mínimo de fluencia 35.000 psi. [12]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACION

Se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno; en tal sentido, esta investigación está identificada por ser descriptiva, puesto que consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Este trabajo comprendió la ubicación y descripción detallada de todo el proceso manejado en la mini planta compresora 5, así como también, la influencia de las variables operacionales en el proceso de degradación, con lo cual se conseguirán desarrollar cada uno de los objetivos planteados, lo que permitirá establecer un plan de inspección que garantice un amplio nivel de seguridad e integridad de las instalaciones.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACION

El diseño que se adopta en la investigación para la aplicación de la metodología SILCO está enfocado hacia una investigación Documental y de Campo. Es Documental ya que se basó en la indagación de documentos bibliográficos, manuales de la metodología y de operación de la instalación, normas y todo tipo de material impreso. De la misma manera, es de Campo, ya que se recolectó información y datos directamente del área en estudio, por medio de visitas guiadas a la planta permitiendo obtener condiciones reales del proceso manejado y data más confiable y extensa para el desarrollo del proyecto

3.3 POBLACION Y MUESTRA

La población de la investigación está conformada por todos los activos involucrados en el proceso de compresión de gas de la mini planta. Entre los activos existentes en esta instalación podemos encontrar 2 (dos) compresores centrífugos, 2 (dos) enfriadores tipo fin-fan y 4 (cuatro) depuradores de gas. La muestra estudiada está representada por 7 (siete) lazos de corrosión y 15 (quince) circuitos seleccionados mediante la implementación de la metodología SILCO en esta planta.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

En esta parte se explicarán las actividades realizadas en cada etapa y las técnicas utilizadas para el logro de los objetivos propuestos. Estas etapas se presentan de acuerdo a la secuencia de las actividades realizadas en el proyecto, en donde la información recolectada sirvió de base fundamental para proponer un plan de inspección para la mini planta compresora 5 (PJ5) basado en SILCO.

3.4.1 Etapa I: Revisión bibliográfica

Para llevar a cabo esta etapa se realizó primeramente una revisión bibliográfica detallada de todo lo referente a corrosión, SILCO y proceso de la mini planta. Entre las fuentes de consulta se pueden citar: el Manual Corporativo de Sistema de Inspección y Lazo de Corrosión, Guía Básica de Corrosión, procedimiento de operación de la mini planta compresora, hojas de especificaciones de los equipos y líneas, normas API, ASME y NACE, a demás de la interpretación de los Diagramas de Flujo de Proceso designados como PFD y los Diagramas de Instrumentación y Tuberías designados como PID.

3.4.2 Etapa II: Identificación de la situación actual de líneas y equipos de la Mini planta

Posteriormente, para continuar conociendo el proceso y la situación de la instalación se realizaron visitas guiadas a la planta con el fin de conocer el funcionamiento, años en servicio, variables operaciones, fallas asociadas a corrosión interna, volumen de gas procesado y toda la información requerida para las siguientes etapas del proyecto. Conjuntamente con esta actividad y con ayuda del personal de inspección de equipos estáticos se revisaron los isométricos y tablas de medición de espesores de las líneas para corroborar los puntos de inspección mediante ultrasonido en función de las características físicas de la planta, es decir, secciones rectas, codos, reducciones, etc.

También se localizó el análisis cromatográfico del gas natural de proceso, el cual es de gran importancia para la determinación del tipo de mecanismo de degradación, ya que muestra los distintos componentes de este gas, permitiendo identificar y determinar las cantidades y proporciones de los mismos.

3.4.3 Etapa III: Selección de los lazos y circuitos de corrosión y el nivel de criticidad asociado a cada uno

Para seleccionar los lazos y circuitos de la mini planta se usaron algunos criterios procedentes de la normativa del sistema de inspección de lazos de corrosión (SILCO), esta metodología busca seccionar la planta en lazos ó bloques que poseen similares características en cuanto a condiciones de operación, mecanismos de degradación, y materiales de construcción, tal como se muestra en la figura 3.1.



Figura 3.1. Esquema para la selección de lazos de corrosión

[Fuente: Propia]

Las condiciones tomadas en cuenta para la selección de los lazos se pueden describir de la siguiente manera:

✚ Similitud del Material de Construcción

La similitud del material de construcción hace referencia a los materiales de construcción de los equipos y líneas asociadas al proceso, los materiales pertenecientes a cada lazo deben contar con iguales características y propiedades. Es la parte más importante al momento de establecer el lazo, debido a que diferentes materiales son afectados por condiciones operacionales y elementos corrosivos diferentes, y esta diferencia de materiales puede dar inicio a fenómenos de corrosión galvánica. La metodología de lazo de corrosión aclara que en el momento que ocurre un cambio de material, debe terminar la descripción de ese lazo e iniciar la descripción de un nuevo lazo.

• **Similares Condiciones Operacionales**

La metodología de lazo de corrosión manifiesta que en el instante en que ocurra un cambio en las variables operacionales (presión, temperatura, contenido de sólidos, etc.) debe culminar la descripción del lazo de corrosión, porque el material estaría sujeto a otras condiciones de operación que repercuten de manera diferente en el material de construcción, ya que la intensidad de los ataques de factores corrosivos depende de las condiciones a la cual esté el sistema.

• **Similares Mecanismos de Degradación**

Para la identificación de los tipos de degradación se hace uso de análisis químicos o estudios cromatográficos, lo que permite establecer la degradación que afecta la integridad mecánica de los equipos estáticos y líneas de los lazos en estudio. Diferentes mecanismos de degradación se tratarán en lazos separados.

Posteriormente a la selección de los lazos de corrosión se determinaron los circuitos asociados a cada lazo; teniendo presente que la metodología designa a un circuito como el tramo de tubería que une a dos equipos o a otra tubería. Esto se hace con el fin de que al momento de presentarse una falla, el lugar de ocurrencia de la misma se encuentre identificado y se pueda ubicar rápidamente.

3.4.3.1 Selección del nivel de criticidad

Al delimitar cada lazo de corrosión se pudo también seleccionar el nivel de riesgo asociado. Apoyándose en los resultados de la matriz de riesgo se puede cuantificar el nivel de impacto del mismo para todos los equipos y líneas de esta mini planta compresora, basado en la predictibilidad de falla y su consecuencia. Esta metodología permite destacar las áreas de riesgo potencial y decidir qué partes de la unidad de proceso necesitan mayor atención por parte del equipo de inspección.

Con el conocimiento técnico acerca de los eventos ocurridos en la planta, basado en la experiencia, se conformó una mesa de trabajo integrada por el departamento de corrosión, confiabilidad e inspección en marcha, y se procedió a realizar el análisis de criticidad a los circuitos seleccionados contestando las preguntas encontradas en la matriz establecida por la norma PDVSA PI-02-09-01 [9], la cual está enfocada hacia el riesgo por corrosión interna basado en la norma API-581 [13].

3.4.4 Etapa IV: Determinación del tipo de corrosión predominante en función de los contaminantes existentes en el proceso de la Mini planta

Esta etapa se desarrolló conociendo la composición del gas que alimenta a la Mini Planta procedente de los Módulos de Producción y de las Recuperadoras de Vapor. Mediante la cromatografía del gas se pudieron obtener las condiciones de los componentes de éste, en donde resalta la presencia de cierto contenido de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, los cuales son potencialmente corrosivos en presencia de agua.

Para determinar la presencia de estos mecanismos de corrosión, se aplicó el Criterio de Kane, el cual predice la corrosividad de un gas mediante la presión parcial de los mismos mediante las ecuaciones 2.12 y 2.13. Luego de determinar el mecanismo imperante, se procedió a determinar la tendencia y tipo según el agente degradante presente y las condiciones operacionales de cada lazo.

3.4.5 Etapa V: Establecimiento de las frecuencias de inspección por medio del software SILCO

Después de haber culminado con las etapas anteriores se procedió a ingresar los datos al Software SILCO, por lo que se necesitaron las especificaciones de los equipos y líneas del proceso, condiciones operacionales, mecanismos de degradación, especificación de cada lazo y circuito, y tabla de registro de medición de espesores

facilitada por el equipo de inspección.

La carga del software se realizó en etapas, lo primero que se hizo fue la creación de la planta como tal, luego se cargaron los lazos, de manera continua se cargaron los circuitos, donde se suministró información referente al material de construcción, el servicio que maneja, el isométrico asociado, la corrosión permisible, entre otros.

Posteriormente, se crearon los puntos pertenecientes a cada circuito, para esto se necesitó conocer que equipo se requiere para realizar la medición del mismo; es decir, la facilidad, y por último se cargaron los espesores medidos en las inspecciones para cada punto registrado en esta planta. Con ayuda del equipo de Inspección de Equipos Estáticos se pudieron conseguir las tablas de medición de espesores correspondientes a inspecciones realizadas en los años 2003, 2006 y 2009.

Mediante la alimentación del Software se podrá obtener la fecha de inspección requerida para cada punto de control identificado en una línea, así como también la gráfica de espesores medidos comparados con el de retiro, la tasa de corrosión promedio, los años de vida útil remanente, los puntos que requieren medida original y otras condiciones de gran importancia que sirvieron como ayuda para proponer el plan de inspección para esta mini planta compresora.

3.4.6 Etapa VI: Propuesta de un plan de inspección basado en la metodología SILCO

Para realizar la planificación de las fechas, se consolidó una mesa de trabajo integrada por el supervisor de inspección de control de corrosión y equipos estáticos (ICCEE) y el supervisor SILCO. Con el fin de decidir y evaluar los requerimientos de los puntos según lo establecido por SILCO, se usó primeramente el reporte referido a los puntos que requieren medida original. Luego, mediante las fechas designadas por

el software, se identificaron aquellos puntos que requerían una inspección por ultrasonido inmediata y puntos que no requerían equipos para realizar la medición; estos fueron ubicados en un primer grupo. Seguidamente se ubicaron los puntos con fechas designadas para el año 2011 y que requieren equipos (andamios de 2 y 3 cuerpos) para realizar su medición, y se ubicaron en un segundo grupo.

Con el cronograma de actividades de las inspecciones programadas se pudo determinar la situación actual de la integridad mecánica de los puntos de control de la instalación, así como también, el avance de las inspecciones durante el año planificado.

CAPITULO IV

RESULTADOS OBTENIDOS

4.1 LAZOS Y CIRCUITOS DE CORROSIÓN SELECCIONADOS Y NIVEL DE CRITICIDAD ASOCIADO A CADA UNO

En función de lo establecido por la metodología, se seleccionaron siete (7) lazos de corrosión y quince circuitos, los cuales se encuentran identificados en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Lazos y circuitos de corrosión seleccionados.

[Fuente: Propia]

Lazos	Circuitos
1 Facilidades de entrada a 120 psi	01PJ5: Entrada a mini planta hasta depurador general de succión 10-V-01.
	02PJ5: Slug Cácher hasta cañón general de succión (CGS).
	03PJ5: CGS hasta depurador de succión 50-S-01.
	04PJ5: Depurador de succión hasta compresor I etapa 50-K-01.
2 Compresión de 120 a 500 psi	05PJ5: Compresor I etapa hasta enfriador I etapa 50-ER-01.
3 Descarga de la I etapa de enfriamiento	06PJ5: Enfriador I etapa hasta depurador inter-etapa 50-S-02.
	07PJ5: Depurador inter-etapa hasta compresor II etapa 50-K-02.
4 Compresión de 500 a 1300 psi	08PJ5: Compresor II etapa hasta enfriador II etapa 50-ER-02-
5 Facilidades de salida a 1300 psi	09PJ5: Enfriador II etapa hasta depurador de descarga 50-S-03.
	10PJ5: Depurador de descarga hasta cañón general de descarga (CGD).
6 Sistema de alivio y venteo	11PJ5: Válvulas de seguridad y control hasta cañón de venteo de media (CVM).
	12PJ5: Válvulas de seguridad y control hasta cañón de venteo de alta (CVA).
7 Sistema de drenaje de condensado	13PJ5: Depurador de succión hasta cañón de descarga de condensado de succión
	14PJ5: Depurador inter-etapa hasta cañón de descarga de condensado inter-etapa
	15PJ5: Depurador de descarga hasta línea de succión de depurador inter-etapa.

Cabe destacar, que todos los lazos de corrosión y, por consiguiente, los circuitos contienen información acerca de las condiciones de operación del gas natural de proceso, las cuales están representadas por el valor de presión, temperatura, las concentraciones de los agentes corrosivos como CO₂ y H₂S, y la humedad presente en el gas. Por otro lado, el historial de fallas maneja información relacionada con los problemas por corrosión interna que han presentado las líneas y equipos de cada lazo, la cual fue suministrada por el equipo de Inspección en Marcha del complejo Jusepín.

A continuación se describen los lazos de corrosión establecidos, según las características del proceso, las especificaciones de los equipos, líneas que los conforman, historial de fallas y circuitos asociados.

4.1.1 Lazo 1: Facilidades de entrada a 120 psi

Este lazo comprende dos equipos estáticos, el primero es el depurador general de succión (10-V-01), y el segundo es el depurador de succión (50-S-01) el cual tiene la misma función que el primero de separar el gas del condensado de líquido, así mismo, este depurador de succión es alimentado por una línea de gas proveniente del depurador inter-etapa con función de recirculación, una vez depurado el gas en el equipo, es enviado a una temperatura aproximada de 43,333 °C (110 °F) y una presión de 827,374 KPa (120 psi) al compresor de primera etapa (50-K-01) el cual comprime el gas hasta elevar las condiciones de operación (presión, temperatura) y en el que culmina el lazo. Para este lazo de corrosión se seleccionaron 4 circuitos, el primero identificado por la línea de entrada de gas al depurador general de succión, el segundo determinado por la línea del cañón general de succión, el tercero por el tramo que va desde el cañón general de succión hasta el depurador de succión, y el cuarto por la línea de succión del compresor de I etapa.

La Figura 4.1 ilustra el esquema del proceso del lazo 1, así como también, los circuitos asociados. Las Tablas 4.2, 4.3 y 4.4 muestran las condiciones de operación del gas de proceso, información de los equipos estáticos y la información de las líneas asociadas al lazo, respectivamente.

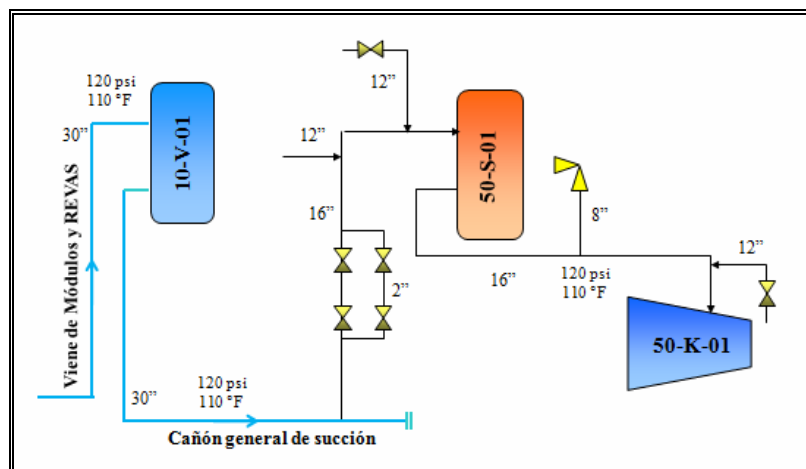


Figura 4.1. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 1.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.2. Condiciones operacionales del lazo 1.

[Fuente: Propia]

Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S	Humedad	
KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm	Kg/m ³ ND	lb/MMCFND
827,374	120	43,333	110	4,829	40	> 1,28 x 10 ⁻³	> 80

Tabla 4.3. Especificaciones de los equipos estáticos asociados al lazo 1.

[Fuente: Propia]

Equipo	Código	Condición de Operación		Condición de Diseño		Material	Servicio
		Presión	Temperatura	Presión	Temperatura		
Depurador general de succión	10-V-01	120 psi	110 °F	188.5 psi	176 °F	SA-516-Gr.70	Gas
Depurador de succión	50-S-01	120 psi	110 °F	189 psi	176 °F	SA-516-Gr.70	Gas

Tabla 4.4. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 1.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Brida	Depurador general	30	-	-	API-5L-Gr-B	Gas
Depurador General	Cañón general de succión	30	505 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Cañón general de succión	Depurador 50-S-01	16	955 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Cañón de succión de PJ5 (by pass)	Cañón de succión de PJ5 (by pass)	2	3963 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Depurador 50-S-03	Succión de depurador 50-S-01	12	1205 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Depurador 50-S-01	Compresor I etapa	16	955 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga de 50-S-01	Válvula de seguridad	8	1539 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Válvula de control by pass Inter-etapa	Succión de depurador 50-S-01	12	1205 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas

✓ Historial de fallas

Las líneas y equipos estáticos pertenecientes a este lazo no han presentado fallas por corrosión durante el período de operación de la mini planta.

4.1.2 Lazo 2: Compresión de 120 a 500 psi

Al pasar el gas por el compresor de primera etapa (50-K-01) se logra comprimir el gas en el equipo aumentando las condiciones operacionales del flujo hasta 500 Psi, con lo cual la temperatura aumenta súbitamente alcanzando los 280°F aproximadamente, por lo que se le adiciona una primera etapa de enfriamiento con el fin de disminuir la temperatura del mismo. Para este lazo se seleccionó un solo circuito identificado por la línea de descarga del compresor de I etapa. La figura 4.2 muestra el diagrama simplificado de este lazo, con el único circuito que lo representa. En las tablas 4.5, 4.6 y 4.7 se exponen las condiciones operacionales, las

especificaciones de los equipos estáticos y las líneas asociadas al lazo respectivamente.

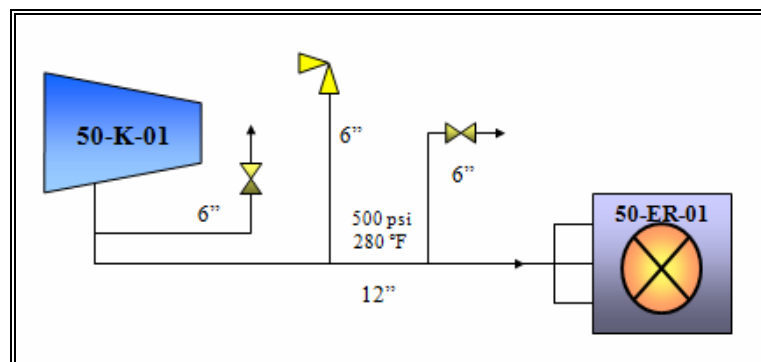


Figura 4.2. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 2.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.5. Condiciones operacionales del lazo 2.

[Fuente: Propia]

Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S	Humedad	
KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm	Kg/m ³ ND	lb/MMCFND
3447,390	500	137,78	280	4,829	40	> 1,28 x 10 ⁻³	> 80

Tabla 4.6. Especificación del equipo estático asociado al lazo 2.

[Fuente: Propia]

Equipo	Código	Condición de Operación		Condición de Diseño		Material	Servicio
		Presión	Temperatura	Presión	Temperatura		
Enfriador I etapa	50-ER-01	500 psi	280 °F	536 psi	329 °F	Cabezales: SA-249-304 Tubo: SA-249-304 Aletas: aluminio	Gas

Tabla 4.7. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 2.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Compresor I etapa	Enfriador I etapa	12	1205 psi	330 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga Compresor I etapa	Válvula de control by pass	6	1750 psi	330 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga Compresor I etapa	Válvula de seguridad	6	1750 psi	330 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga Compresor I etapa	Válvula de control by pass	6	1750 psi	330 °F	API-5L-Gr-B	Gas

✓ Historial de fallas

Las líneas y equipos estáticos pertenecientes a este lazo no han presentado fallas por corrosión durante el período de operación de la mini planta.

4.1.3 Lazo 3: Descarga de la I Etapa de Enfriamiento

Este lazo comprende la salida del gas del enfriador (50-ER-01) de primera etapa, y la depuración de los líquidos formados en este proceso. Al disminuir la temperatura de 280 °F a 110 °F se forman pequeñas cantidades de condensados en las líneas de descarga del enfriador, por lo que se utiliza una etapa de depuración intermedia con lo cual se logra despojar el gas del contenido de líquido, para luego ser enviado nuevamente a otra etapa de compresión donde aumentarán las condiciones operacionales. Este lazo está identificado por dos circuitos, el primero desde la salida del enfriador hasta el depurador inter-etapa y el segundo desde la salida del depurador inter-etapa hasta la succión del compresor de II etapa. La figura 4.3 esquematiza este proceso con los dos circuitos asociados, y mediante las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 se exponen las condiciones operacionales, las especificaciones de los equipos estáticos y las líneas pertenecientes al lazo respectivamente.

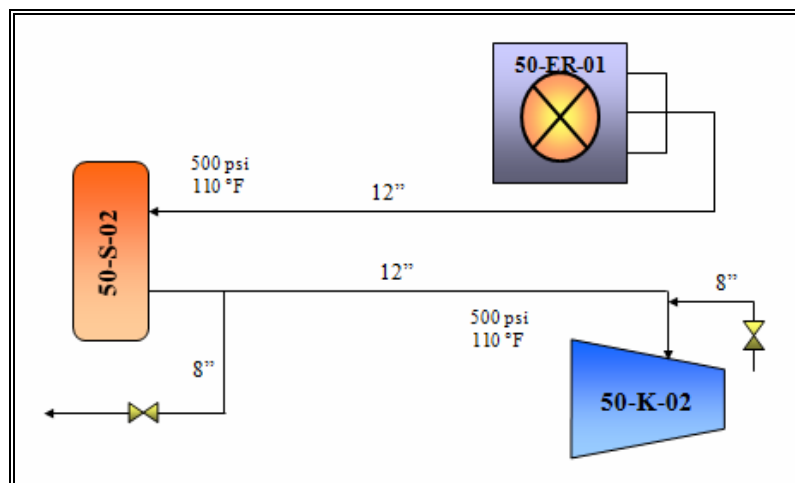


Figura 4.3. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 3.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.8. Condiciones operacionales del lazo 3.

[Fuente: Propia]

Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S	Humedad	
KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm	Kg/m ³ ND	lb/MMCFND
3447,390	500	43,333	110	4,829	40	> 1,28 x 10 ⁻³	> 80

Tabla 4.9. Especificación del equipo estático asociado al lazo 3.

[Fuente: Propia]

Equipo	Código	Condición de Operación		Condición de Diseño		Material	Servicio
		Presión	Temperatura	Presión	Temperatura		
Depurador Inter-etapa	50-S-02	500 psi	110 °F	540 psi	176 °F	SA-516-Gr-70	Gas

Tabla 4.10. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 3.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Enfriador I etapa	Depurador Inter etapa	12	1619 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Depurador Inter etapa	Compresor II etapa	12	1205 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga depurador inter-etapa	Válvula de control by pass	8	1539 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Válvula de control by pass	Succión Compresor II etapa	8	1539 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas

✓ Historial de fallas

Las líneas y equipos estáticos pertenecientes a este lazo no han presentado fallas por corrosión durante el período de operación de la mini planta.

4.1.4 Lazo 4: Compresión de 500 a 1300 psi

Este lazo comprende la salida de gas de la segunda etapa de compresión, en este paso se eleva la presión de 500 psi a 1300 psi, lo que conlleva a una elevación en la temperatura hasta 300 °F; posteriormente, el gas pasa por una línea de ocho pulgadas hasta llegar al enfriador de II etapa (50-ER-02) para reducir la temperatura a 110 °F nuevamente. Para este lazo se seleccionó un solo circuito, el cual está identificado por la línea de descarga del compresor de II etapa. La figura 4.4 muestra el diagrama simplificado de este lazo, con el único circuito que lo representa y en las tablas 4.11, 4.12 y 4.13 se exponen las condiciones operacionales, las especificaciones de los equipos estáticos y las líneas asociadas al lazo respectivamente.

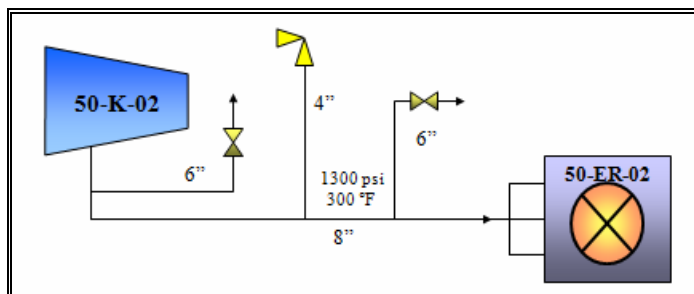


Figura 4.4. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 4.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.11. Condiciones operacionales del lazo 4.

[Fuente: Propia]

Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S	Humedad	
KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm	Kg/m ³ ND	lb/MMCFND
8963,214	1300	148,89	300	4,829	40	> 1,28 x 10 ⁻³	> 80

Tabla 4.12. Especificaciones de los equipos estáticos asociados al lazo 4.

[Fuente: Propia]

Equipo	Código	Condición de Operación		Condición de Diseño		Material	Servicio
		Presión	Temperatura	Presión	Temperatura		
Enfriador II etapa	50-ER-02	1300 psi	300 °F	1725.5 psi	348.5 °F	Cabezales: SA-249-304 Tubo: SA-249-304 Aletas: aluminio	Gas

Tabla 4.13. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 4.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Compresor II etapa	Enfriador II etapa	8	4587 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga Compresor I etapa	Válvula de control by pass	6	4754 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga Compresor I etapa	Válvula de seguridad	4	5212 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga Compresor I etapa	Válvula de control by pass	6	4754 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas

✓ Historial de fallas

Las líneas y equipos estáticos pertenecientes a este lazo no han presentado fallas por corrosión durante el período de operación de la mini planta.

4.1.5 Lazo 5: Facilidades de salida a 1300 psi

Este lazo comienza desde la descarga del enfriador de la II etapa (50-ER-02) donde el gas se enfría disminuyendo su temperatura, luego es llevado a través de la tubería de doce pulgadas hacia el depurador de descarga (50-S-03) con la finalidad de extraer los líquidos restantes que pudiera arrastrar el gas producto de la condensación del mismo en la etapa de enfriamiento, para finalmente ser enviado hacia la Planta de Extracción Jusepín. La temperatura del flujo de gas que sale de los enfriadores es de 110°F aproximadamente y la presión es de 1300 psi. El lazo 5 incluye y culmina en el cañón general de descarga de las Mini Plantas. Este lazo está identificado por dos circuitos, el primero desde la salida del enfriador hasta el depurador de descarga y el segundo por la línea de descarga final. La figura 4.5 mostrada a continuación esquematiza este proceso con los dos circuitos asociados, y mediante las tablas 4.14, 4.15 y 4.16 se exponen las condiciones operacionales, las especificaciones de los equipos estáticos y las líneas pertenecientes al lazo respectivamente.

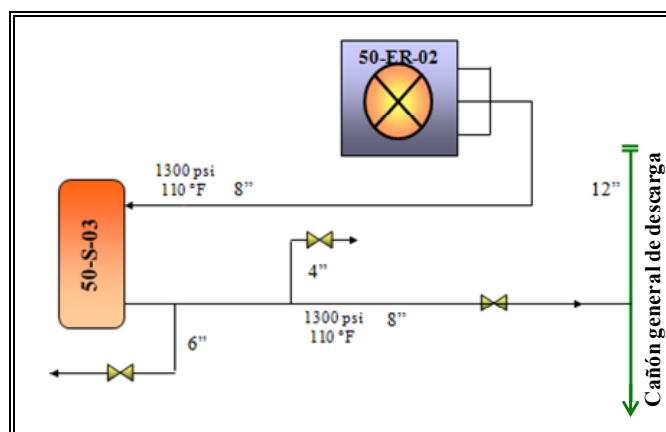


Figura 4.5. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 5.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.14. Condiciones operacionales del lazo 5.

[Fuente: Propia]

Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S	Humedad	
KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm	Kg/m ³ ND	lb/MMCFND
8963,214	1300	43,333	110	4,808	40	5,12 x 10 ⁻⁴	32

Tabla 4.15. Especificaciones de los equipos estáticos asociados al lazo 5.

[Fuente: Propia]

Equipo	Código	Condición de Operación		Condición de Diseño		Material	Servicio
		Presión	Temperatura	Presión	Temperatura		
Depurador de descarga	50-S-03	1300 psi	110 °F	1741 psi	176 °F	SA-516-Gr-70	Gas

Tabla 4.16. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 5.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Enfriador II etapa	Depurador de descarga	8	3573 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Depurador de descarga	Cañón general de descarga	8	2915 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga de depurador	Válvula de control by pass	6	3640 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Descarga de depurador	Válvula de control by pass	4	4222 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Gas

✓ Historial de fallas

El 16 de Diciembre de 2001 se presentó una falla originada por la pérdida de espesor en el múltiple de salida del enfriador de gas de alta presión, dando como consecuencia la fractura del cabezal de la misma. La zona de falla fue localizada en un tubo de cuatro pulgadas de diámetro, que maneja 1300 psi. El schedule del sistema

es 120, sin embargo, existen zonas con calibres inferiores como en el caso de la falla, que presenta schedule 80 donde se realizó el reemplazo del área afectada.

4.1.6 Lazo 6: Sistema de alivio y venteo

Las líneas de alivio y venteo se utilizan eventualmente, es decir, cuando ocurre una sobre presión las válvulas de seguridad se encargan de aliviar esa presión para evitar la explosión de recipientes y líneas; y en paradas programadas o no programadas para el venteo del sistema. Para permitir el desalojo del gas, éste es enviado por las líneas designadas como cañón general de venteo de media y cañón general de venteo de alta. Este gas de proceso se transfiere por la línea correspondiente hacia el depurador general de venteo (11-V-01), el cual es común para muchas plantas compresoras del complejo, para que posteriormente sea quemado en el mechero M-03. El cañón de venteo de media opera a una presión de 500 psi y el cañón de venteo de alta opera a un presión de 1300 psi. También se decidieron establecer dos circuitos para este sistema los cuales están identificados con cada línea de venteo y se pueden observar en la figura 4.6. Mediante las tablas 4.17 y 4.18 se detallan las condiciones operacionales y las líneas de proceso asociadas a este lazo.

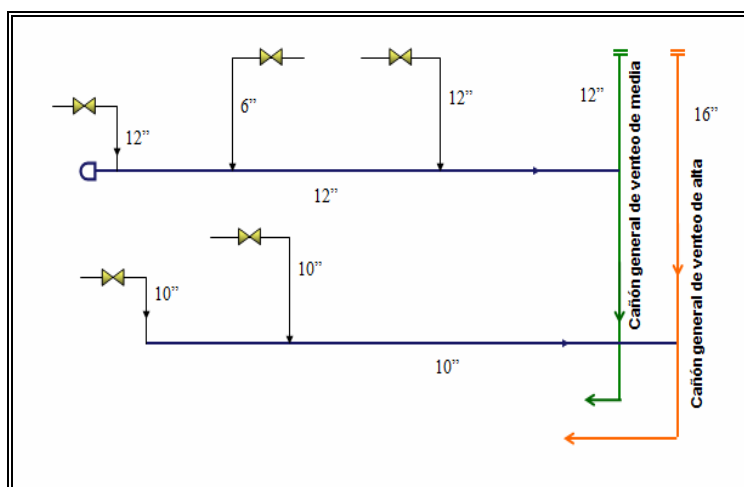


Figura 4.6. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 6.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.17. Condiciones operacionales del lazo 6.

[Fuente: Propia]

Cañón de venteo	Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S	Humedad	
	KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm	Kg/m ³ ND	lb/MMCFND
Media	3447,390	500	137,78	280	4,829	40	> 1,28 x 10 ⁻³	> 80
Alta	8963,214	1300	148,89	300	4,829	40	> 1,28 x 10 ⁻³	> 80

Tabla 4.18. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 6.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Válvula de control by pass	Línea de venteo de media	6	1750 psi	300 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Válvula de seguridad de succión	Línea de venteo de media	12	1307 psi	300 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Válvula de seguridad inter-etapa	Línea de venteo de media	12	1307 psi	300 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Válvula de seguridad de descarga	Línea de venteo de alta	10	1396 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Válvula de control by pass	Línea de venteo de alta	10	1396 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Cañón general de venteo de media	Cañón general de venteo de media	12	1307 psi	300 °F	API-5L-Gr-B	Gas
Cañón general de venteo de alta	Cañón general de venteo de alta	16	1282 psi	350 °F	API-5L-Gr-B	Gas

✓ Historial de fallas

Las líneas pertenecientes a este lazo no han presentado fallas por corrosión durante el período de operación de la mini planta.

4.1.7 Lazo 7: Sistema de drenaje de condensado

Este lazo comprende líneas de drenaje, donde su función es dirigir los líquidos condensados que se almacenan en los puntos bajos de los tres depuradores. Las líneas

de drenaje que salen de los depuradores permiten la circulación de condensado a una temperatura aproximada de 110°F. Dependiendo del depurador las presiones de las líneas son 120 psi, 500 psi y 1300 psi para la línea de succión, inter-etapa y descarga respectivamente. Las líneas de drenaje de condensado de la Mini planta se dirigen hacia los módulos de producción de media; a excepción de la línea de drenaje del depurador de descarga que recircula hacia la línea de succión del depurador inter-etapa (circuito 06PJ5) con el fin de disminuir su presión. El tipo de servicio que manejan estas líneas es gas condensado.

También se seleccionaron tres circuitos para este lazo, los cuales están identificados por cada línea de drenaje como se observar en la figura 4.7. Mediante las tablas 4.19 y 4.20 se detallan las condiciones operacionales y las líneas de proceso asociadas a este lazo.

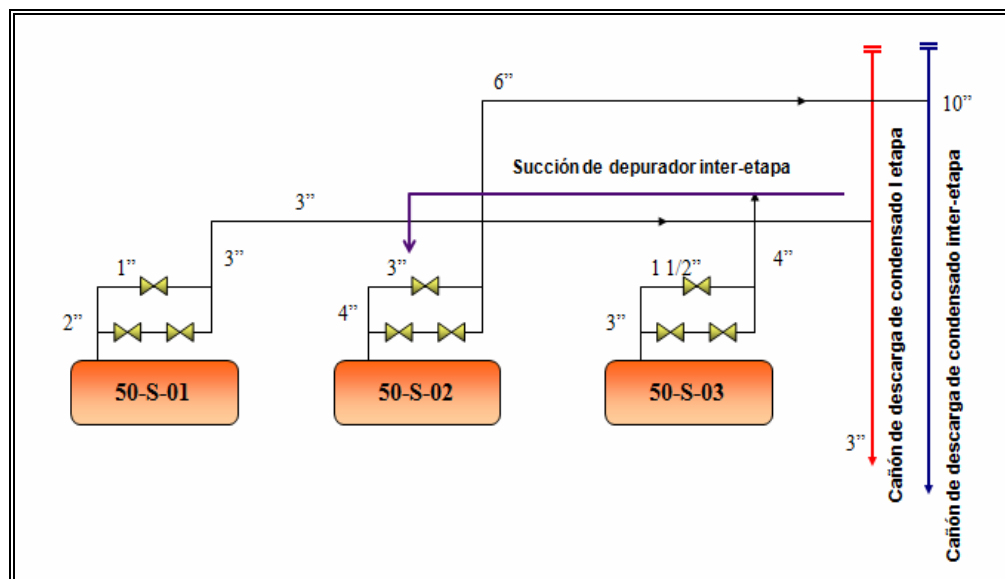


Figura 4.7. Diagrama simplificado del proceso del lazo de corrosión 7.

[Fuente: Propia]

Tabla 4.19. Condiciones operacionales del lazo 7.

[Fuente: Propia]

Drenaje	Presión		Temperatura		CO ₂	H ₂ S
	KPa	psi	°C	°F	% molar	ppm
Succión	827,374	120	43,333	110	4,829	40
Inter-etapa	3447,390	500	43,333	110	4,829	40
Descarga	8963,214	1300	43,333	110	4,829	40

Tabla 4.20. Especificaciones de las líneas de proceso asociadas al lazo 7.

[Fuente: Propia]

Origen	Destino	Diámetro (pulgadas)	Condiciones de diseño		Material	Servicio
			Presión	Temperatura		
Drenaje depurador de succión	By pass de drenaje	2	3963 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Condensado de gas
Drenaje depurador inter etapa	By pass de drenaje	4	3186 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Condensado de gas
Drenaje depurador de descarga	By pass de drenaje	3	3681 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Condensado de gas
Depurador 50-S-01	Cañón de descarga de condensado I etapa	3	3681 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Condensado de gas
Depurador 50-S-02	Cañón de descarga de condensado Inter-etapa	10	1396 psi	150 °F	API-5L-Gr-B	Condensado de gas

✓ Historial de fallas

Las líneas pertenecientes a este lazo no han presentado fallas por corrosión durante el período de operación de la mini planta.

4.1.8 Selección del nivel de riesgo

La categoría predictibilidad de falla se evaluó en función de las bases del diseño, condición de operación, planes de mantenimiento y de inspección, historial de fallas y potencial de los mecanismos de corrosión. Mientras que la categoría, consecuencia de falla, se evaluó en función del impacto económico, ambiental, humano y laboral, así

como también, está ligada al costo de reparación, demandas, problemas ambientales y humanos, seguridad, toxicidad y pérdida de producción. En el anexo A se puede detallar el esquema de esta matriz, las condiciones antes mencionadas y la calificación concedida a cada una según el impacto.

La matriz de riesgo se desarrolló siguiendo los parámetros de las dos categorías antes mencionadas, las cuales poseen respuesta con valores ponderados, que van desde cero (0) hasta tres (3), dependiendo del grado de impacto en la planta. Esta matriz posee un contador que indica las veces que un parámetro posee el máximo valor, es decir, tres (3). En ésta, la predictibilidad de falla se clasificó en cuatro categorías: *muy buena*, *buena*, *regular* y *deficiente*, cada una asociada a un rango cuantitativo. Para promedios aritméticos que resultaron menores a 0,5 la predictibilidad de falla se consideró *muy buena* con un valor cuantitativo de 1; para un promedio aritmético entre 0,5 y 1, la predictibilidad de falla se consideró *buena* tomando un valor cuantitativo de 0,9; en cambio si el promedio se encontró entre 1 y 2 la predictibilidad de falla resultó *regular* con un valor asociado igual a 0,7; y por último, para un promedio por encima de 2, la predictibilidad de falla se consideró *deficiente* con un valor igual a 0,5.

Por otro lado, la consecuencia de falla se clasificó a su vez en tres categorías: *baja*, *media* y *alta*, asociadas cada una a un rango cuantitativo. Si el promedio aritmético resultó menor a 1, la consecuencia de falla se consideró *baja* con un valor cuantitativo de 0,9; por el contrario, si el promedio se encontró entre el rango de 1 y 2, la consecuencia de falla se consideró *media* con un valor asociado igual a 0,7; y por último, si el promedio resultó mayor de 2, la consecuencia de falla se consideró *alta* y el valor asociado es igual a 0,6.

La predictibilidad de falla de una línea resulta deficiente siempre y cuando tenga dos o más factores en sus máximos niveles o valores de ponderación, siendo

este valor 3. El mismo caso ocurre con la consecuencia de falla, la línea tendrá una consecuencia alta cuando dos o más factores presenten los valores de mayor ponderación. Cabe destacar, que a medida que el factor de riesgo de una línea o equipo sea menor, mayor será el riesgo de este. Por lo tanto, las líneas que resultaron con el factor de riesgo igual a 0,3 requerirán mayor prioridad de atención que aquellas cuyo factor de riesgo resultó igual a 0,7. Este valor ayuda a establecer la jerarquía del sistema, y conocer las líneas que necesitan una mayor intervención para evitar fallas asociadas al fenómeno de corrosión

La tabla 4.21 muestra los valores de la predictibilidad y consecuencia de falla obtenidos para cada circuito, así como también, el factor de riesgo vinculado y su respectiva caracterización.

Tabla 4.21. Predictibilidad y consecuencia de falla para cada circuito.

[Fuente: Propia]

Mini Planta 5	LAZO 1				LAZO 2	LAZO 3		LAZO 4	LAZO 5		LAZO 6		LAZO 7		
ANÁLISIS DE RIESGO	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	Circuito 4	Circuito 5	Circuito 6	Circuito 7	Circuito 8	Circuito 9	Circuito 10	Circuito 11	Circuito 12	Circuito 13	Circuito 14	Circuito 15
PREDICTIBILIDAD DE FALLA															
Contador	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
PROMEDIO	2,0	2,0	0,6	0,7	0,6	0,3	0,5	0,6	0,3	0,3	2,0	2,0	0,6	0,6	0,6
Predictibilidad (Valor)	0,5	0,5	0,9	0,9	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,5	0,5	0,9	0,9	0,9
Predictibilidad (categoria)	Def	Def	B	B	B	MB	B	B	MB	MB	Def	Def	B	B	B
CONSECUENCIA DE FALLA															
Contador	4	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PROMEDIO	2,25	2,25	2	2	2	2	2	2	2	2	1,5	1,5	1,75	1,75	1,75
Consecuencia (Valor)	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Consecuencia (Cualidad)	Al	Al	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me	Me
FACTOR DE RIESGO (FR)	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6
CARACTERIZACIÓN DEL RIESGO	Alto	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Bajo	Bajo	Bajo
RANGOS PARA CARACTERIZAR EL RIESGO	0,3 ≥ FR ≤ 0,4 (Alto riesgo)					FR = 0,5 (Mediano riesgo)					0,6 ≥ FR ≤ 0,9 (Bajo riesgo)				

4.2 CORROSIÓN PREDOMINANTE EN FUNCIÓN DE LOS CONTAMINANTES EXISTENTES

Con ayuda del análisis cromatográfico adquirido sobre la composición del gas manejado por esta planta, se logró identificar los tipos de degradación que afectan a cada lazo de corrosión. El dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), dos gases potencialmente corrosivos identificados en el gas, que en combinación con el agua pueden promover el proceso de degradación en cada lazo y sistema de esta instalación.

Mediante los cálculos presentados a continuación, utilizando la Ley de Dalton, referida a las presiones parciales de los gases, y la relación de Kane referida a la predictibilidad del agente propiciante de la corrosión, se determinará el mecanismo de corrosión imperante para el lazo 1 como ejemplo. Es muy importante resaltar que para calcular la severidad y la tendencia de cada lazo fueron consideradas las condiciones de mayor riesgo de cada sistema.

• Cálculo de la presión parcial de CO_2 para el lazo 1:

P_t lazo 1 = 120 psi → Presión de operación del lazo.

% CO_2 = 4,829 → Porcentaje molar de Dióxido de Carbono en el gas.

$$Pp_{\text{CO}_2} = P_t \times \frac{\% \text{CO}_2}{100} = 120 \times \frac{4,829}{100} = 5,7948$$

• Cálculo de la presión parcial de H_2S para el lazo 1:

P_t lazo 1 = 120 psi

ppm H_2S = 40 → Partes por millón de Sulfuro de Hidrógeno

$$Pp_{H_2S} = P_t \times \frac{ppm_{H_2S}}{10^6} = 120 \times \frac{40}{10^6} = 0,0048$$

🌟 **Relación de Kane para predecir el mecanismo de corrosión imperante:**

$$\frac{Pp_{CO_2}}{Pp_{H_2S}} = \frac{5,7948}{0,0048} = 1207,25 \geq 50$$

→ Corrosión por CO₂ imperante para el lazo 1

De igual manera se puede observar en la tabla 4.22 que para todos los lazos de corrosión la relación antes mostrada es mayor a 50, señalando a la corrosión por Dióxido de Carbono como predominante.

Tabla 4.22. Severidad de la corrosión por CO₂ y H₂S en función de las presiones parciales.

[Fuente: Propia]

Lazo	Presión de operación (psi)	% CO ₂	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂	PpH ₂ S	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$	Severidad	
							CO ₂	H ₂ S
1	120	4,829	40	5,7948	0,0048	1207,2500	Corrosión leve	Corrosión poco probable
2	500	4,829	40	24,1450	0,0200	1207,2500	Corrosión moderada	Susceptible a agrietamiento por hidrógeno
3	500	4,829	40	24,1450	0,0200	1207,2500	Corrosión moderada	Susceptible a agrietamiento por hidrógeno
4	1300	4,829	40	62,7770	0,0520	1207,2500	Corrosión severa	Corrosión bajo tensión inducida por azufre
5	1300	4,808	40	62,5040	0,0520	1202,0000	Corrosión severa	Corrosión bajo tensión inducida por azufre
6	1300	4,829	40	62,7770	0,0520	1207,2500	Corrosión severa	Corrosión bajo tensión inducida por azufre
7	1300	4,829	40	62,7770	0,0520	1207,2500	Corrosión severa	Corrosión bajo tensión inducida por azufre

4.3 FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN OBTENIDAS MEDIANTE EL SOFTWARE SILCO

Como se mencionó anteriormente, esta etapa está basada en la carga de datos en el software referida a los espesores medidos de las líneas; pero es válido mencionar que dependiendo de lo que se estuviese cargando, es decir, lazo, circuito o punto se necesitaron especificaciones y condiciones referidas a las líneas de proceso y a los equipos, entre las cuales se encontraban las condiciones de diseño y operación, diámetro de la línea, schedule, tipo de accesorio, facilidades, isométricos, entre otros. Mediante la tabla 4.23 se pueden detallar algunas de las condiciones suministradas.

Tabla 4.23. Condiciones suministradas al software para la creación de los circuitos.

[Fuente: Propia]

Lazo	Circuito	Descripción	Servicio	Material	Corrosión Permisible (pulgadas)	Temperatura de diseño (°F)	Temperatura operacional (°F)	Presión de diseño (psi)	Presión operacional (psi)
PJ5 Lazo-1		Facilidades de entrada a 120 Psi							
	01PJ5	PJ5-FE-CG-DP3-15	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	188.5	120
	02PJ5	PJ5-FE-CG-01	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	189	120
	03PJ5	PJ5-FE-DP3-EG-02	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	189	120
PJ5 Lazo-2	04PJ4	PJ5-DP3-SG-03	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	189	120
		Compresión de 120 a 500 Psi							
PJ5 Lazo-3	05PJ5	PJ5-C1-SG-04	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	300	280	536	500
		Descarga de la 1etapa de Enfriamiento							
	06PJ5	PJ5-ENF2-SG-05	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	540	500
PJ5 Lazo-4	07PJ5	PJ5-DP2-SG-07	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	540	500
		Compresión de 500 a 1300 Psi							
PJ5 Lazo-5	08PJ5	PJ5-C2-SG-08	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	350	300	1725.5	1300
		Facilidades de Salida a 1300 Psi							
	09PJ5	PJ5-ENF1-SG-09	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	1741	1300
PJ5 Lazo-6	10PJ5	PJ5-DP1-SG-10	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	150	110	1741	1300
		Sistema de Alivio y Venteo							
	11PJ5	PJ5-LV-SG-11	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	300	280	600	500
PJ5 Lazo-7	12PJ5	PJ5-LV-SG-12	Gas de proceso	API 5L Gr.B	0,005	350	300	900	800
		Sistema de Drenaje de Condensado							
	13PJ5	PJ5-LDA-DP3-13	Condensado de gas	API 5L Gr.B	0,005	150	110	189	120
	14PJ5	PJ5-LDA-DP2-14	Condensado de gas	API 5L Gr.B	0,005	150	110	540	500
	15PJ5	PJ5-LDA-DP1-06	Condensado de gas	API 5L Gr.B	0,005	150	110	1741	1300

De igual manera se necesitaron los isométricos de cada circuito, siendo herramientas principales, necesarias y obligatorias a la hora de realizar las inspecciones, ya que aparte de representar en si el esquema de las líneas y equipos pertenecientes a un circuito, identifican la ubicación exacta de cada punto de control. Por eso en el anexo C se muestran los esquemáticos pertenecientes a la mini planta compresora 5.

Con la carga de datos en el software se pudieron obtener las fechas indicadas para realizar la inspección de los puntos de control de la mini planta a través de la medición de espesores por ultrasonido. Mediante la tabla mostrada en el anexo D, la cual es un archivo fiel arrojado por el software, donde se detallan las fechas calculadas por éste para realizar dichas inspecciones; en la que se pueden observar tres fechas: la primera es la fecha de medida del punto o de primera medición, la segunda es la fecha próxima asignada por el sistema y la tercera es la fecha calculada por éste, según la ecuación 2.18. La última calculada está referida a la tasa de corrosión más elevada o de mayor riesgo. Por otro lado, la fecha asignada por el software va a depender de la calculada, esto se puede explicar de la siguiente manera:

- A.** Si la fecha calculada resulta menor al tiempo actual, es decir, una fecha pasada (Ej. 04-04-2007), la fecha asignada para la inspección será a partir de cuando se cargue la última inspección del punto, la fecha más próxima del mes en curso.
- B.** Si la fecha calculada resultó ser para los próximos años (a partir de 2011), la fecha asignada será la que indica la calculada.

Estas fechas toman en cuenta todas las variables que influyen directamente en el proceso de corrosión, por lo que reflejan el papel fundamental del software, ya que sirven de base para elaborar la propuesta del plan de inspección de todos los puntos de control.

Una manera de representar la situación actual de los puntos de control en función de las inspecciones realizadas se logra mediante la tabla 4.24.

Tabla 4.24. Situación actual de los puntos de control de PJ5.

[Fuente: Propia]

Puntos de Control en Mini Planta 5	287	100,00%	
Puntos de Control por 1º Medición	89	31,01%	Fecha Mínima de Inspección
No requieren Equipos	7		-
Requieren Escaleras	1		-
Requieren Andamios 1 Cuerpo	18		-
Requieren Andamios 2 Cuerpos	43		-
Requieren Andamios 3 Cuerpos	20		-
Puntos de Control por 2º Medición	99	34,49%	Fecha Mínima de Inspección
No requieren Equipos	14		SILCO
Requieren Escaleras	1		SILCO
Requieren Andamios 1 Cuerpo	37		SILCO
Requieren Andamios 2 Cuerpos	45		SILCO
Requieren Andamios 3 Cuerpos	2		
Puntos de Control por 3º Medición	71	24,74%	Fecha Mínima de Inspección
No requieren Equipos	13		SILCO
Requieren Escaleras	0		
Requieren Andamios 1 Cuerpo	13		SILCO
Requieren Andamios 2 Cuerpos	45		SILCO
Requieren Andamios 3 Cuerpos	0		
Puntos de Control por 4º Medición	28	9,76%	Fecha Mínima de Inspección
No requieren Equipos	13		SILCO
Requieren Escaleras	0		
Requieren Andamios 1 Cuerpo	8		SILCO
Requieren Andamios 2 Cuerpos	4		SILCO
Requieren Andamios 3 Cuerpos	3		SILCO

La tabla antes mostrada señala un total de 287 puntos cargados en el software distribuidos entre los que requieren primera medición, para los cuales el sistema los señala como primordiales. También aquellos puntos que requieren segunda, tercera y

cuarta medición, para los cuales como se indicó anteriormente, el sistema establece una fecha específica. De igual manera, se refleja la cantidad y equipo requerido para realizar la medición de cada punto.

Por otra parte, también se pudieron obtener las gráficas los espesores medidos comparados con los de retiro de cada punto por circuito, las cuales se encuentran reflejadas en el anexo E. Otro reporte de gran importancia expedido por el software es el de puntos que requieren medida original, como se puede observar en el anexo F.

4.4 PLAN DE INSPECCIÓN PROPUESTO

Luego de decidir las fechas de inspección para cada punto de control de una tubería, se estableció un plan de inspección SILCO que entra en vigencia a partir del año 2011, y contempla la supervisión de puntos de un circuito con acceso y sin acceso, supervisión de puntos sin inspecciones, puntos nuevos incluidos y equipo requerido para esta actividad, con lo cual se conseguirá aumentar la confiabilidad de los activos, consolidar la integridad mecánica de los equipos, disminuir costos asociados a fallas por corrosión interna e inspecciones en marcha, continuidad operacional de la planta y, sobre todo, garantizar la seguridad del personal en el área de trabajo.

En la discusión de las fechas a programar se trabajó primeramente bajo la premisa de que un inspector puede medir por día aproximadamente 20 puntos de control, independientemente de los equipos requeridos, y que el personal de inspección de equipos estáticos cuenta con tres inspectores designados para realizar esta actividad.

En el mismo orden de ideas, se planteó que actualmente este departamento no cuenta con andamios para realizar las mediciones de los puntos que se encuentran más elevados, por lo cual se consideró la posibilidad de realizar contrataciones que

cumplieran con los requerimientos de las inspecciones. Esto llevó a dividir la inspección de PJ5 en dos grupos:

- El primer grupo designado con fecha de inicio el 10 de Enero de 2011, donde ingresan aquellos puntos que requieren primera medición y puntos programados por SILCO con primera, segunda y tercera medición, todos estos sin requerimiento de equipos, de tal manera que la inspección pueda ser realizada por el personal designado sin necesidad de depender de contratación.
- Y el segundo grupo designado con fecha de inicio el 1 de Agosto de 2011, el cual contempla aquellos puntos que requieren medición original y puntos programados por SILCO con primera, segunda y tercera medición, pero que demandan facilidades, es decir, andamios de dos o tres cuerpos, tomando en cuenta la contratación previa que tiene que hacerse de estos equipos.

En función de lo antes planteado, se diseñó la tabla 4.25 representada por un archivo del software Microsoft Project, la cual muestra de manera resumida la distribución de las inspecciones de los puntos de control a lo largo del año 2011, tomando en cuenta todos los indicios antes expuestos. De igual manera, en el anexo G se detallan los puntos de control a inspeccionar con fecha, condición y duración respectiva. Es importante resaltar que las tareas correspondientes a este plan contemplan: la inspección visual de los puntos de control así como también la medición de espesores por ultrasonido.

Tabla 4.25. Resumen de puntos incluidos en el plan por día de inspección para la mini planta 5.

[Fuente: Propia]

Nombre de tarea	Duracion	Comenzo	Fin										
				enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto		
PI 2011	149 días	lun 10/01/11	jue 04/08/11										
Enero	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
Miniplanta Jusepín 5	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
Inspección 1ra Medición	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
PJ5 - 26 puntos	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
Inspección Programada	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
PJ5 - 21 puntos	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
PJ5 - 18 puntos	1 día	lun 10/01/11	lun 10/01/11										
Agosto	4 días	lun 01/08/11	jue 04/08/11										
Miniplanta Jusepín 5	4 días	lun 01/08/11	jue 04/08/11										
Inspección 1ra Medición	1 día	lun 01/08/11	lun 01/08/11										
PJ5 - 20 puntos	1 día	lun 01/08/11	lun 01/08/11										
PJ5 - 20 puntos	1 día	lun 01/08/11	lun 01/08/11										
PJ5 - 23 puntos	1 día	lun 01/08/11	lun 01/08/11										
Inspección Programada	3 días	mar 02/08/11	jue 04/08/11										
PJ5 - 24 puntos	1 día	mar 02/08/11	mar 02/08/11										
PJ5 - 24 puntos	1 día	mar 02/08/11	mar 02/08/11										
PJ5 - 20 puntos	1 día	mar 02/08/11	mar 02/08/11										
PJ5 - 20 puntos	1 día	mié 03/08/11	mié 03/08/11										
PJ5 - 24 puntos	1 día	mié 03/08/11	mié 03/08/11										
PJ5 - 24 puntos	1 día	mié 03/08/11	mié 03/08/11										
PJ5 - 23 puntos	1 día	jue 04/08/11	jue 04/08/11										

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1.1 Lazos y circuitos de corrosión seleccionados, y nivel de criticidad asociado a cada uno

Luego de recopilar la información necesaria referente a la mini planta compresora 5 y empleando la metodología SILCO, la cual señala que una instalación puede ser dividida en sistemas, en función de sus condiciones operacionales, material de construcción y mecanismo de degradación, se seleccionaron siete (7) lazos de corrosión y quince (15) circuitos, con el fin de tener un mayor control del proceso de degradación a través del monitoreo de los puntos de control mediante la medición de espesores por ultrasonido, así como también, garantizar la integridad mecánica de los activos presentes en dicha instalación. Cabe destacar que los lazos de corrosión se encuentran integrados por solo equipos estáticos como lo establece la metodología, excluyendo de estos a los equipos dinámicos. De igual manera es importante señalar que todos los lazos de esta planta son similares entre ellos, de acuerdo a los materiales de construcción y el tipo de fluido que manejan, y se caracterizan por presentar igual mecanismo de degradación con distintas severidades. Su diferencia radica en las condiciones de operación, las cuales son distintas en cada etapa del proceso. En función de lo antes mencionado, en la tabla 5.1 se muestran los lazos y circuitos de corrosión seleccionados para PJ5.

Tabla 5.1. Lazos y circuitos de corrosión de PJ5.

[Fuente: Propia]

Lazo	Identificación	Circuitos
1	Facilidades de entrada a 120 psi	01PJ5, 02PJ5, 03PJ5 y 04PJ5
2	Compresión de 120 a 500 psi	05PJ5
3	Descarga de la I etapa de enfriamiento	06PJ5 y 07PJ5
4	Compresión de 500 a 1300 psi	08PJ5
5	Facilidades de Salida a 1300 psi	09PJ5 y 10PJ5
6	Sistema de alivio y venteo	11PJ5, 12PJ5
7	Sistema de drenaje de condensado	13PJ5, 14PJ5 y 15PJ5

Los primeros 5 lazos seleccionados pertenecen al sistema operativo de la planta, mientras que los dos últimos forman parte de los sistemas auxiliares, pero de igual manera manejan el mismo fluido de servicio, es decir gas de proceso, ya sea en estado gaseoso o condensado. Las distintas condiciones de operación están dadas por el proceso de depuración, compresión y enfriamiento que caracteriza a esta instalación, las cuales definen en cierta manera las condiciones de mayor riesgo a las que están sometidas las líneas y equipos.

El lazo 1 representa la entrada de gas general a la planta, y se diferencia de los demás aparte de sus condiciones operacionales, por no poseer data histórica de inspecciones en su primer circuito y parte del segundo.

Los lazo 2 y 4 representan la primera y segunda etapa de compresión respectivamente. Estos lazos están caracterizados por elevar la presión y la temperatura del gas en sus máximos niveles, por presentar inyección de químico inhibidor de corrosión denominado Lipesa L-509 en las líneas y tener un solo circuito asociado para cada lazo.

Los lazos 3 y 5 están representados por la primera y segunda etapa de enfriamiento respectivamente, los cuales se consideran unos de los más susceptibles a la degradación, ya que el enfriamiento produce condensación de líquidos en la salida de los enfriadores, lo que es altamente perjudicial, porque propicia los mecanismos de corrosión en el sistema. Estos lazos también se encuentran caracterizados por presentar puntos de monitoreo de corrosión mediante probetas de resistencia eléctrica y cupones de pérdida de peso a la salida de los enfriadores y en la descarga general, es decir en los circuitos 06PJ5, 09PJ5 y 10PJ5. En la figura 5.1 se muestra la ubicación de los puntos de inyección de inhibidor, toma de muestras y monitoreo de corrosión mediante probetas y cupones.

Los lazos 6 y 7 pertenecientes al sistema de alivio y venteo y al sistema de drenaje de condensado son considerados generalmente como sistemas auxiliares, debido a que estos sólo operan de manera eventual cuando se requiera desalojar el gas excedente en el proceso. En el caso de las líneas de alivio y venteo se utilizan cuando ocurre una sobre presión en el sistema, las válvulas de seguridad se encargan de aliviar esa presión para evitar la explosión de recipientes y líneas; y en paradas programadas o no programadas para el venteo del sistema; o en el caso del gas condensado recolectado en los depuradores, el cual es despojado cuando el líquido alcanza aproximadamente un 25% del volumen de los recipientes. Estos lazos son casos particulares, ya que al ser sistemas auxiliares no están contemplados en la metodología, pero de igual manera, pueden presentar daños por corrosión tanto interna como externa, por lo cual no están exentos de presentar fallas asociadas al proceso de degradación, por tal motivo se decidió incluirlos como parte del plan de las inspecciones con el fin de tener todos los sistemas de la mini planta en monitoreo continuo mediante el software.

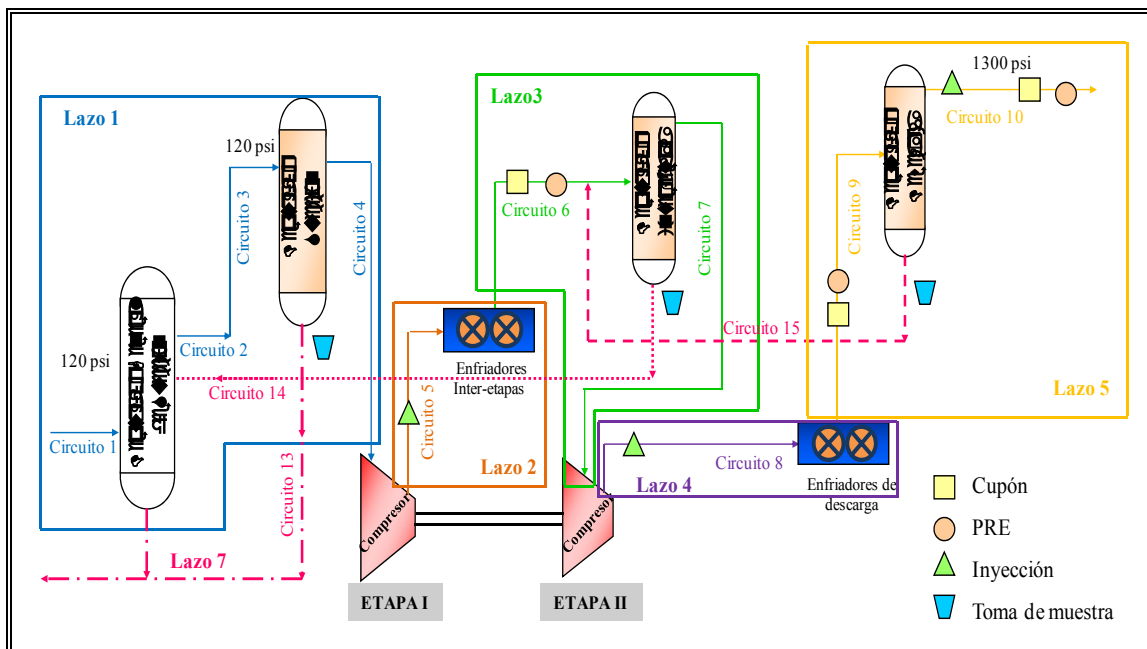


Figura 5.1. Puntos de inyección, toma de muestras, cupones y probetas.

[Fuente: Propia]

5.1.1.1 Nivel de riesgo

Al realizar el análisis de riesgo, estudiando y respondiendo las preguntas señaladas en la matriz expuesta en el anexo A, para cada circuito de la mini planta, se pudo determinar cuales son los sistemas y subsistemas que requieren mayor atención, ya que reflejan las áreas de la instalación que representan un alto riesgo tanto para el medio ambiente como para el ser humano. El riesgo presente en esta instalación se encuentra particularmente influenciado por la existencia de cierto grado de incertidumbre referente a las inspecciones en marcha.

Según la calificación representada por el factor de riesgo se puede ubicar a cada circuito en una matriz desarrollada por Shell Internacional, fundamentada en la filosofía de Inspección Basada en Riesgo, la cual se muestra en la figura 5.2.

PREDICTIBILIDAD ↓	CONSECUENCIA →		
	BAJA (0,9)	MEDIANA (0,7)	ALTA (0,6)
DEFICIENTE (0,5)		Circuitos: 11 y 12	Circuitos: 1 y 2
REGULAR (0,7)			
BUENA (0,9)		Circuitos: 3, 4, 5, 7, 8, 13, 14 y 15	
MUY BUENA (1,0)		Circuitos: 6, 9 y 10	

Figura 5.2. Matriz de riesgo de los circuitos de PJ5.

[Fuente: Propia]

En función de la matriz antes mostrada, los circuitos 1 y 2 pertenecientes a la succión general de la planta, presentaron alto riesgo. La calificación obtenida para la predictibilidad de falla de estos circuitos se encuentra ligada principalmente a la escasez de información y data histórica de inspección, falta de puntos de control y monitoreo de la corrosión, ausencia de planos isométricos y documentos requeridos para realizar plenamente este análisis de riesgo, haciendo que adquirieran una predictibilidad de falla deficiente.

Por otro lado, la alta consecuencia estuvo ligada a la pérdida financiera atribuible a la falla, problemas legales de ambiente y riesgo severo, ya que estos circuitos son fundamentales para la operación no de una, si no de tres mini plantas. Estos últimos lazos mencionados necesitan mayor atención por parte de todo el equipo de inspección de equipos estáticos, por presentar deficiente predictibilidad y alta consecuencia de falla, lo cual representa un mayor riesgo para la instalación, las

personas y el medio ambiente. De igual manera, los circuitos 11 y 12 pertenecientes al sistema de alivio y venteo de la mini planta también presentan alto riesgo, ya que en el caso de la predictibilidad cuenta con los mismos motivos expuestos para los lazos anteriores referidos a la falta de información, mientras que una mediana consecuencia de falla caracterizó a estos circuitos, debido a la presencia de problemas legales de ambiente y a la existencia de riesgo severo.

Por otra parte, los circuitos 3, 4, 5, 7, 8, 13, 14 y 15 reflejan bajo riesgo que viene fundamentado en una buena predictibilidad de la falla, ya que los estudios realizados para el control de la degradación están dados por investigaciones sin profundidad o de rutina, y el monitoreo es factible y confiable. Mientras la consecuencia de falla tomó una mediana calificación atribuible a la presencia de problemas legales de ambiente y a la existencia de riesgo severo, característicos de las altas presiones y proceso manejado por esta instalación.

En el mismo orden de ideas, los circuitos 6, 9 y 10 también reflejaron bajo riesgo, el cual se encuentra asociado a una muy buena predictibilidad de falla, ya que estas líneas cuentan con puntos activos para el monitoreo continuo de la velocidad de corrosión, así como también, de los agentes contaminantes; y existen investigaciones detalladas por institutos especializados (Ej. INTEVEP). Por otro lado, la consecuencia de falla resultó ser mediana para estos lazos, debido a que solamente dos factores sobrepasaron el máximo nivel de ponderación los cuales coinciden con los motivos expuestos para los lazos anteriores.

Es importante hacer referencia a que este análisis de riesgo se realizó solamente a los circuitos de corrosión seleccionados, es decir, a las líneas de tuberías, ya que los equipos estáticos se encuentran bajo régimen de inspección por frecuencia mediante la Norma API-510 “Código de inspección de recipientes a presión” [14]. Por otro lado, este análisis es utilizado de manera referencial, ya que el valor del factor de

riesgo no será usado para ningún cálculo en específico, sólo indicará una perspectiva del nivel de riesgo asociado a cada línea según lo explicado anteriormente.

5.1.2 Tipo de corrosión predominante en función a los contaminantes existentes

La norma API-571 “Mecanismos de daños que afecten a equipos en la industria de la refinación”, empleada para este estudio, señala que los factores que generan corrosión por CO₂ son: el pH, la cantidad de agua presente, la presión parcial del mismo y la temperatura. El acero al carbono y aceros de baja aleación son los materiales susceptibles de presentar este mecanismo de degradación que se puede presentar en los tipos I, II y III. De igual manera, indica los factores que promueven la corrosión por el H₂S, encontrándose la concentración del gas, temperatura, pH, presión parcial de H₂S, velocidad y presencia de oxidantes. El acero al carbono es uno de los materiales susceptibles de presentar este tipo de corrosión, a partir de niveles muy bajos de H₂S. [15]

Por otro lado, la Norma NACE MR-0175 establece que este tipo de corrosión puede ser promovido al presentarse un gas con un contenido de H₂S mayor a 50 ppm, en presencia de agua libre, además de presentar una presión parcial de H₂S mayor a 0,34 kPa (0,05 psi) [6]. Es importante mencionar que el contenido de agua presente en el proceso está relacionado con la humedad que trae el gas al llegar a la planta y a la condensación del mismo en las etapas de enfriamiento.

La tabla 5.2 hace referencia a las condiciones de operación de cada lazo, señalando la proporción tanto de CO₂ como de H₂S presente en cada uno. En esta tabla se resume la severidad del mecanismo de corrosión predominante para cada lazo, la cual está fundamentada en la presión parcial del gas; y el tipo de corrosión, el cual viene dado por la temperatura de operación de cada sistema.

Tabla 5.2. Tendencia y tipos del mecanismo de corrosión predominante.

[Fuente: Propia]

Lazo	Condiciones				Mecanismo de Corrosión		
	Presión (psi)	Temperatura (°F)	% CO ₂	H ₂ S (Ppm)	Predominante	Tendencia	Tipo
1	120	110	4,829	40	CO ₂	Leve	I
2	500	280	4,829	40	CO ₂	Moderada	II
3	500	110	4,829	40	CO ₂	Moderada	I
4	1300	300	4,829	40	CO ₂	Severa	II
5	1300	110	4,808	40	CO ₂	Severa	I
6	1300	300	4,829	40	CO ₂	Severa	II
7	1300	110	4,829	40	CO ₂	Severa	I

En tal sentido se puede notar que el contenido de dióxido de carbono presente en el gas, aunado a las condiciones operacionales de cada proceso en la mini planta, es suficiente para promover este tipo de corrosión, ya que la presión parcial del CO₂ resultó ser mayor que la del H₂S, haciendo que la relación de Kane, explicada anteriormente, sea mayor a 50, señalando a este gas como principal agente contaminante causante del proceso de degradación en esta instalación. Es importante señalar, que aunque el CO₂ prevalece como gas propiciante de la corrosión, no hay que dejar de lado que la corrosión por el sulfuro de hidrógeno está presente en el proceso.

Analizando lo antes expuesto, se puede notar que la tendencia del mecanismo de corrosión resultó ser severa para los lazos 4, 5, 6 y 7, los cuales operan a una presión de 1300 psi, es decir, la más elevada de la instalación. En el mismo orden de ideas, los lazos 2 y 3 que operan a 500 psi, por lo cual la presión parcial de estos lazos fue tal, que los señaló con una severidad moderada, mientras que el lazo 1 presentó leve severidad por parte de este mecanismo, debido a la baja presión manejada. En resumen a lo antes mencionado, se puede decir que a medida que aumenta la presión de operación del lazo, aumenta de igual manera la presión parcial del CO₂ y del H₂S,

es decir, son directamente proporcionales. Y al aumentar la presión parcial, la forma en que se presenta la corrosión en el lazo se vuelve más severa.

Por otro lado, la corrosión del tipo I caracterizada por presentarse de manera general, prevalece en los lazos señalados con temperaturas menores a los 140 °F, es decir, en los lazos 1, 3, 5 y 7; mientras que la corrosión por CO₂ de tipo II está presente en los lazos 2, 4 y 6 los cuales operan a temperaturas menores a los 302 °F, estando caracterizada por presentarse en forma de picadura. Hay que tomar en cuenta que estos últimos lazos están muy cercanos a la temperatura límite para la corrosión de tipo II, por lo que no hay que descartar la corrosión en forma de capa de pasivación o general representada por el tipo III. Sintetizando lo antes expuesto y tomando en cuenta lo que señala la norma API-571, se hace referencia a que un aumento en la temperatura de operación en el sistema promoverá un incremento en la tasa de corrosión del mismo, mostrándose la degradación de manera localizada, como picadura o general según sea el caso. **[15]**

Los lazos 2 y 4 representados por el proceso de compresión del gas, son los que operan a condiciones más elevadas tanto de presión como de temperatura, por lo que pudieran presentar tendencia a una corrosión más agresiva, haciendo énfasis que en estos procesos no existe agua libre en el gas, ya que los cilindros compresores no pueden trabajar con fase líquida, porque provocaría grandes daños en los mismos. El gas a comprimir presenta humedad, y ésta no altera la condición del sistema, es decir, no activa el proceso de corrosión dentro de la línea de proceso, aunque en algún momento esta variable pudiera impulsar el fenómeno de corrosión si se encuentra en grandes niveles. A diferencia de los lazos 6 y 5 los cuales representan las etapas de enfriamiento y depuración del gas, en donde se forman condensados del mismo, producto del enfriamiento, lo cual es un indicativo de originar el fenómeno de corrosión.

Como punto final de este análisis, es válido hacer notar que los criterios de Dalton y Kane son modelos teóricos que presentan un margen de error; si bien es cierto que pueden proporcionar un indicativo del mecanismo de corrosión que prevalece en un sistema en particular, estas deducciones pueden presentar desviaciones del comportamiento real, de manera que el sustentarlas con observaciones hechas en campo en función de condiciones reales del proceso, daría mayor validez a las conclusiones a las que se llegan en función de estos criterios.

5.1.3 Frecuencias de inspección establecidas por medio del software

SILCO lleva un conteo interno de todos los puntos de control cargados, así como también, de las inspecciones realizadas para cada uno, permitiendo manejar el reporte sobre los puntos que requieren medida original, el cual es de gran importancia, tomando en cuenta que se desconoce la situación actual y el comportamiento de estos respecto a la degradación que pudieran presentar. El software encontró 89 puntos que cumplieran con esta condición y los muestra en el reporte exhibido en el anexo F. Como se puede notar, más del 91% de estos puntos requieren andamios de uno, dos y tres cuerpos para realizar su medición, lo cual explica su falta de inspección.

Otro reporte que muestra de manera gráfica la condición actual en función del espesor de retiro de cada punto es el mostrado en el anexo E. Este histograma señala todos los puntos de control pertenecientes a un circuito que poseen al menos una medición, donde el eje de las ordenadas está representado por el espesor del circuito en pulgadas, y el eje de las abscisas por los puntos pertenecientes a éste. Las barras rojas indican el espesor de retiro de ese punto y las barras verdes el espesor mínimo registrado de la última inspección. También se encuentran reflejadas las condiciones de operación y de diseño suministradas para el circuito, haciendo énfasis en que presenta un error en la presión de operación mostrada, ya que coloca la de diseño; pero esto no afecta en nada los cálculos realizados, debido a que realmente utiliza las condiciones requeridas en cada ecuación. Este reporte sirve básicamente para orientar

al inspector de manera gráfica, la cercanía de los espesores reales de los puntos respecto al espesor de retiro del mismo.

Con ayuda de todos los reportes recaudados y la información procesada por el software se puede determinar la situación actual de los puntos de control, respecto a las inspecciones y a su condición en presencia de la corrosión. Esta se puede observar en la figura 5.3. Actualmente solo al 9,76% de los puntos registrados en la instalación (equivalentes a 28 puntos), se le han realizado las tres mediciones correspondientes a los años 2003, 2006 y 2009; y son los que requieren ser inspeccionados por cuarta vez. De igual manera, se encuentra una alta cantidad de puntos que requieren ser inspeccionados por primera vez, los cuales reflejan el 31,01% de los puntos totales de control. Por otra parte hay que prestar particular atención a que el 34,49% de los registrados, requieren de una segunda medición, siendo de mucha importancia, ya que a partir de ésta se puede establecer el intervalo de la inspección para un punto de control.

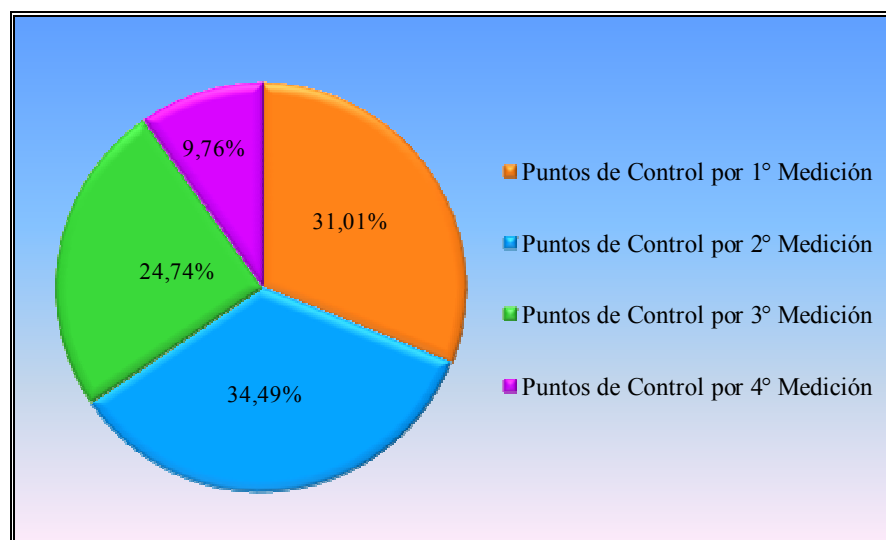


Figura 5.3. Situación actual de los puntos de control de mini planta 5.

[Fuente: Propia]

5.1.4 Plan de Inspección Basado en la Metodología SILCO

A partir de las fechas obtenidas y tomando en cuenta toda la información suministrada por el software, se planteó una mesa de trabajo donde se acordó elaborar la propuesta de un plan de inspección para los puntos de control de la mini planta 5 con fecha de inicio el 10 de Enero del 2011, ya que actualmente se cumple un plan de inspección vigente para el año en curso para otras instalaciones del complejo y entre las que no se incluye la mini planta 5.

Haciendo una síntesis relativa a la información mostrada en el anexo G, se hace referencia a que las inspecciones estuvieron en un rango de 18 a 24 puntos por día, ubicándose la mayor parte de éstas en el mes de Agosto con una duración de 4 días entre puntos que requieren primera medición e inspecciones designadas por el software (segunda, tercera y cuarta inspección), completando un total de 222 puntos.

Por otro lado, la inspección propuesta para el mes de Enero tiene una duración de 1 día, entre puntos que requieren primera medición y puntos programados por el software, equivalentes a 65 puntos restantes, los cuales completarían los 287 puntos de control cargados en el sistema.

Es importante mencionar, que el plan de inspección 2011, señalado en la tabla anterior como PI 2011 (parte superior izquierda de la tabla), tiene una duración de 149 días, partiendo del hecho que se encuentran incluidas otras plantas del Complejo, las cuales serán inspeccionadas de igual manera bajo esta metodología.

Finalmente, las fechas acordadas para realizar la inspección de cada punto de control fueron cargadas en el software en la ventana de planificación de inspecciones, diseñando de esta manera un reporte que indica los requerimientos y especificación de cada punto a la hora de realizar las mediciones según la fecha establecida, lo que permite llevar un control en las actividades a realizar. El anexo H muestra el reporte

arrojado por el software, referido a las inspecciones planificadas para el mes de Enero y Agosto del año 2011. En él, se detalla el punto de control, el circuito al que pertenece, el diámetro, el espesor de retiro, la cantidad de inspecciones que posee, el espesor mínimo medido, la vida útil remanente, el accesorio, la tasa de corrosión, el equipo requerido y, sobre todo, el atraso en meses en dado caso que la inspección no se halla realizado en la fechas establecida. De manera simplificada este reporte corresponde al control interno por parte del software, de las inspecciones de los puntos de control.

Una parte importante a mencionar es la inspección de los recipientes de esta instalación, es decir, depuradores y enfriadores, la cual se encuentra establecida por medio de la norma API-510 [13]. Este código cubre la inspección, mantenimiento, reparación y alteración de recipientes a presión en la industria petrolera y petroquímica, ya que el módulo de componentes de equipos en el software no se encontraba activo, impidiendo cargar los datos de las inspecciones realizadas a estos activos. En tal sentido, se continuará evaluando a estas unidades con el régimen de inspección antes mencionado, realizándose esta actividad con una frecuencia preestablecida cada 10 años, tomando en cuenta que la última fue en el año 2008 y que la próxima será en el año 2018.

5.1.4.1 Alcance de las inspecciones de los puntos de control según la propuesta realizada

Al tener programadas las fechas de las próximas inspecciones, así como también, la cantidad de puntos por días se puede visualizar una disposición de éstas mediante la figura 5.4, donde se refleja la tendencia de la cantidad de puntos inspeccionados y por inspeccionar en su primera y segunda vez, permitiendo reflejar de manera sencilla el avance de las inspecciones programadas a través el plan antes señalado.

La línea azul muestra la tendencia del acumulado de puntos a inspeccionar por primera vez, recordando que ésta es la más importante de las medidas, ya que refleja la primera condición del punto ante un estado de incertidumbre asociado a la condición interna del mismo. El 68,99% acumulado hasta el año 2010 está representado por 198 puntos inspeccionados por primera vez, luego para Enero del 2011 se inspeccionarán 26 puntos completando 78,05% y, finalmente, en el mes de Agosto se realizará la inspección de 63 puntos restantes, completando de esta manera el 100 % de las inspecciones calificadas con esta condición.

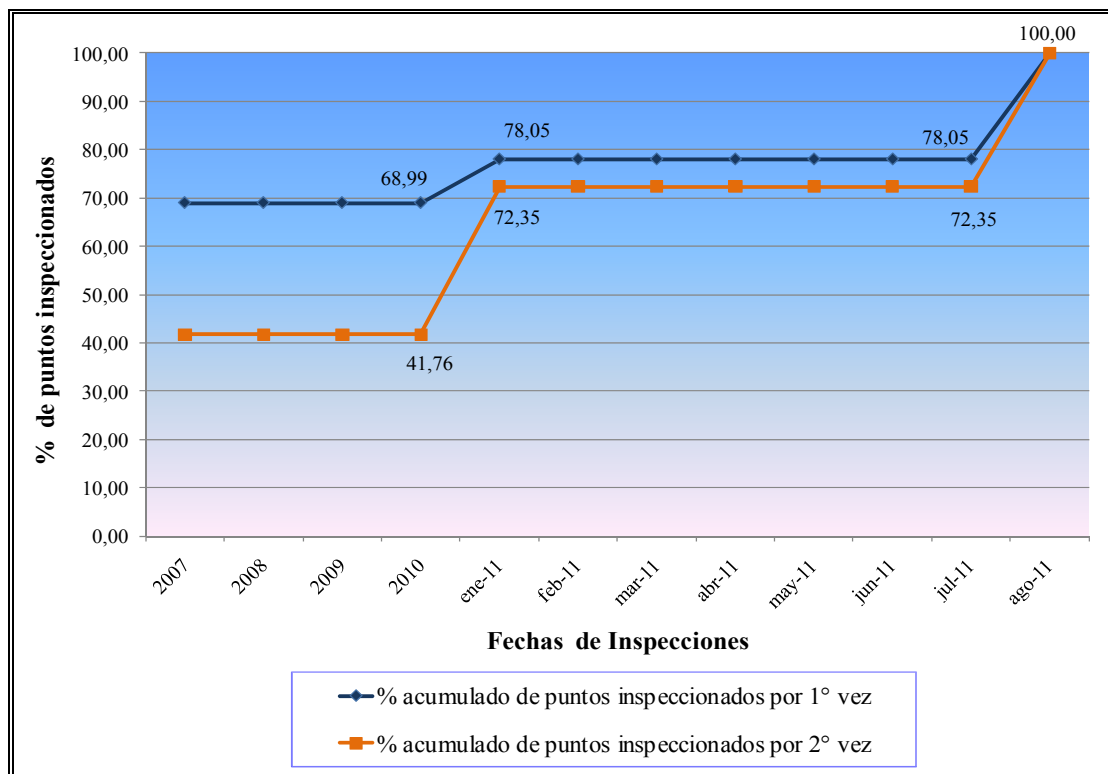


Figura 5.4. Avance de las inspecciones programadas para los puntos de control inspeccionados y por inspeccionar en su primera y segunda vez.

[Fuente: Propia]

En el mismo plano se refleja la línea naranja, marcando la tendencia de las inspecciones de los puntos inspeccionados y por inspeccionar por segunda vez. De igual manera, ésta es otra inspección que requiere un margen de importancia, ya que con ella el software puede establecer la fecha de inspección indicada para cada punto de control haciendo uso de la tendencia de la degradación mediante la comparación de los espesores y la vida útil remanente. En tal sentido, como se puede detallar en la gráfica anterior, actualmente sólo 71 puntos han sido inspeccionados dos veces (mostrados en la tabla 4.24 como puntos que requieren tercera medición), representando un 41,76% de los puntos calificados con esta condición. Mientras que para Enero de 2011 se inspeccionarán 52 puntos logrando un avance de 72,35% y, finalmente, para el mes de Agosto del mismo año se inspeccionarán 47 puntos, alcanzando de esta manera el 100% de la inspección para aquellos puntos identificados por requerir segunda medición.

Un punto importante a reflejar, es que actualmente todo el distrito Furrial se rige por un plan de inspección muy general para cada instalación, es decir, se trata de inspeccionar todos los sistemas de las plantas en una fecha estipulada, tomándose generalmente de una a tres semanas, con una frecuencia para esta actividad bianual según los requerimientos de supervisores y la jerarquía de la instalación. Es por esto que con la propuesta del plan de inspección para los puntos de control de la mini planta 5 basado en la metodología SILCO, se logrará garantizar la integridad mecánica de las líneas de esta instalación, llevando un control computarizado de las inspecciones realizadas a cada activo, permitiendo optimizar el recurso humano en gran medida, ya que se agilizará la actividad para los inspectores, realizando la medida de sólo aquellos puntos que lo ameriten con mayor frecuencia, tomando en cuenta la tendencia de la degradación indicada y evaluada por el software.

5.2 CONCLUSIONES

1. Para la Mini planta Compresora 5 perteneciente al Complejo Operativo Jusepín se establecieron siete lazos de corrosión y quince circuitos basados en la metodología SILCO.
2. El mecanismo de degradación predominante para todos los lazos de corrosión estuvo determinado por el Dióxido de Carbono (CO_2), sin descartarse la posibilidad de una degradación combinada con Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).
3. Los tipos de corrosión por Dióxido de Carbono que ejercen mayor influencia en el proceso de la mini planta 5 es general y localizado, y están afectados directamente por el aumento en la temperatura de cada sistema.
4. Los circuitos 1, 2, 11 y 12 presentan alta criticidad, asociada principalmente a una deficiente predictibilidad de falla, ya que no cuenta con un sistema de monitoreo para la corrosión y poca o nula data histórica de inspecciones.
5. Los puntos más susceptibles a fallar por corrosión son aquellos donde se incrementa la interacción del fluido (turbulencia) con la superficie del metal, es decir, en los accesorios (codos, tee, reducciones, puntos de inyección de químico, entre otros).
6. Con la inspección de los puntos faltantes por primera medición, lo cual corresponde a 31.01%; es decir 89 puntos, se logrará garantizar la integridad mecánica de las líneas de esta Mini Planta Compresora.

7. La inspección de los puntos que requieren segunda medición permitirá establecer la frecuencia de monitoreo adecuada; lo cual se alcanzará inspeccionando el 34.49 % correspondientes a 99 puntos de control.
8. El software SILCO transforma los resultados de las inspecciones en indicadores que permiten determinar la vida útil, la velocidad de corrosión, frecuencia de inspección, etc, y de esta manera conocer el comportamiento de la degradación de cada uno de los puntos de control pertenecientes a una instalación.
9. Con la propuesta del plan de inspección basado en la metodología SILCO se logró incluir a todos los puntos de control identificados en la mini planta compresora 5, en un sistema de monitoreo continuo, lo que permitirá controlar el proceso de corrosión de manera mas confiable.

5.3 RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis cromatográfico a la brevedad con el fin de actualizar la composición del gas de esta mini planta.
- Instalar instrumentos para el monitoreo de la corrosión (cupones de corrosión o probetas de resistencia eléctrica) en las líneas de succión general de la planta que permitan suministrar mayor información sobre el proceso de degradación.
- Continuar con la inyección de tratamiento anticorrosivo a fin de controlar el proceso de degradación.
- Prestar mayor atención por parte del personal de inspección de equipos estáticos a los circuitos pertenecientes a la succión general y a los del sistema de alivio y venteo, los cuales se encuentran señalados como más críticos.

- Cargar los datos directamente al software una vez realizadas las inspecciones de los puntos de control.
- Completar las inspecciones de los puntos de control que requieren medida original mediante prueba de ultrasonido.
- Proponer un plan de inspección para los equipos dinámicos (compresores), a fin de que el proceso de corrosión pueda ser monitoreado con la misma eficiencia como se realiza en los equipos estáticos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Velásquez, J. **“Evaluación del Sistema Integral de Lazos de Corrosión y Confiabilidad (SILCO) en la Planta de Inyección de Gas a Alta Presión PDVSA, Distrito Norte”**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Departamento de Ingeniería de Petróleo. Maturín. (2008).
- [2] Rojas, N. **“Análisis de Variables Operacionales y Factores Causantes de Corrosión Interna en Líneas y Equipos Pertenecientes a las Plantas RESOR y SAEN, Complejo Jusepín”**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Departamento de Ingeniería Química. Puerto la cruz. (2006).
- [3] Salazar, L. **“Adecuación de los Procedimientos para la Aplicación del Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO) en la Planta Compresora Muscar, Pdvsa Distrito Norte”**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Departamento de Ingeniería de Petróleo. Maturín. (2006).
- [4] CIED. **Manual del participante en el modulo Básico de Corrosión**.
- [5] Gil de Fuentes, L. **“Fundamentos de Corrosión y Protección de los Metales”**. Ciudad Guayana. (2002).
- [6] NACE MR-0175. **“Petroleum and natural gas industries, Materials for use in H₂S, containing Environments in oil and gas production”**. Estados Unidos. (2005).
- [7] PDVSA. **“Manual Corporativo del Sistema de Inspección de Lazos de Corrosión”**. Venezuela. (2005).

- [8] PDVSA.. **“Manual de Inspección en Marcha y Lazos de Corrosión”**. Centro de refinación Paraguaná, Ingeniería de confiabilidad, Inspección de equipos. Venezuela. (2000).

- [9] Norma PDVSA N° PI-02-09-01. **“Inspección en marcha de equipos estáticos”**. Volumen 1. (2008).

- [10] Reliability and Risk Management, S.A. Artículo técnico **“La Inspección basada en Riesgo e Integridad Mecánica”**. Disponible en www.reliarisk.com.

- [11] Ortiz Á. V. **“La inspección basada en riesgo”**. Artículo de Industria al día.

- [12] API 5L. **“Specification for line pipe”**. Segunda edición. Estados Unidos. (2000).

- [13] API 581. **“Risk-based Inspection”**. Primera edición. Estados Unidos. (2000).

- [14] API-510. **“Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration”**. Decima edición. Estados Unidos. (2006).

- [15] API 571. **“Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”**. Primera edición. Estados Unidos. (2003).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN LA METODOLOGÍA SILCO EN LA MINI PLANTA COMPRESORA 5 DE PDVSA, COMPLEJO OPERATIVO JUSEPÍN
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Cabrera B., Luisana Del V.	CVLAC: 17.540.412 E MAIL: <u>anasiul88@hotmail.com</u>

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Proponer

Identificar

Seleccionar

Determinar

Establecer

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Mecánica

RESUMEN (ABSTRACT):

Se propuso un plan de inspección basado en la metodología SILCO para garantizar la confiabilidad operacional e integridad mecánica en las líneas de la mini planta compresora 5, con el fin de evitar fallas asociadas a la degradación de los activos. Al determinar la situación actual de líneas y equipos, se detectó que el gas manejado en esta instalación contiene dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S) los cuales son potencialmente corrosivos en presencia de agua. Para monitorear el proceso de corrosión se determinaron siete (7) lazos y quince (15) circuitos para los cuales el tipo de degradación predominante viene dado por CO₂. Se realizó un análisis de criticidad referencial permitiendo determinar los circuitos que ejercen un mayor riesgo en caso de fallas por corrosión. Se cargó la data histórica recolectada referida a los espesores medidos así como también, las condiciones operacionales y de diseño de esta instalación, permitiendo proyectar una fecha para la próxima inspección. Finalmente, en función de los datos suministrados por el software, se planificaron las fechas para todos los puntos de control de esta mini planta de acuerdo al equipo requerido al momento de la inspección y puntos que requieren primera medición.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Lopez., Melvin.	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input checked="" type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC:	10.632.270			
	E_MAIL	lopezmnk@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Moncada., Fidelina.	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input checked="" type="checkbox"/>	JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC:	13.366.691			
	E_MAIL	fidelina@cantv.net			
	E_MAIL				
Villaroel., Delia.	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC:	5.189.938			
	E_MAIL	deliavs@cantv.net			
	E_MAIL				
Bravo., Darwin	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC:	8.298.181			
	E_MAIL	darwinjbg@cantv.net			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2010	08	10

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. SILCO. doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G
H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE:

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:Ing. Mecánico
_____**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**Pregrado
_____**ÁREA DE ESTUDIO:**Departamento de Mecánica
_____**INSTITUCIÓN:**Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS:**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

Luisana Del V. Cabrera B.

AUTOR

Fidelina Moncada

TUTOR

Delia Villarroel

JURADO 1

Darwin Bravo

JURADO 2

POR LA SUBCOMISION DE TESIS