

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



**“IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN EN  
MARCHA PARA TUBERÍAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS EN LA  
UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (PDVSA)”**

**REALIZADO POR:  
YARROD ALEMÁN TORO**

Trabajo de Grado Presentado por la Universidad de Oriente como Requisito  
Parcial para Optar al Título de

**INGENIERO MECÁNICO**

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2010.

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



**“IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN EN  
MARCHA PARA TUBERÍAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS EN LA  
UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (PDVSA)”**

**ASESORES:**

---

Prof. Glorys López  
**Asesor Académico**

---

Ing. Luis Melián  
**Asesor Industrial**

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2010.

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



**“IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN EN  
MARCHA PARA TUBERÍAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS EN LA  
UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (PDVSA)”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

**APROBADO**

---

Prof. Glorys López

**Asesor Académico**

---

Prof. Luis Martínez

**Jurado Principal**

---

Prof. Christopher Díaz

**Jurado Principal**

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2010.

# **RESOLUCIÓN**

## **ARTÍCULO 41**

### **REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO**

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario para su autorización”

## **DEDICATORIA**

A Dios todopoderoso, para darle las gracias por lo misericordioso y benevolente que ha sido conmigo y con mi familia, por acompañarme y guiarme por el camino de mi vida.

A mis padres, como muestra de gratitud por el esfuerzo que han hecho para que llegara a lo que soy hoy, y por estar allí cuando más los necesito.

A mi hermana y familiares que siempre estuvieron a mi lado gracias por su apoyo infinito.

A mi novia y amigos, por todo. Es una forma más de decirles que los aprecio y que siempre estarán presentes.

## **AGRADECIMIENTO**

A mis padres y hermana, por el amor que me han brindado, el apoyo y la ayuda que he recibido para alcanzar todas mis metas propuestas.

A mi asesor académico, Profesora Glorys López, por la ayuda brindada.

A mi asesor industrial, Ingeniero Luis Melián, por los conocimientos y orientación recibida.

A los ingenieros Leopoldo Moreno, Carlos Blanco, Andrés Otero, por su ayuda y conocimientos aportados.

A Petroanzoátegui, por haberme dado esta excelente oportunidad, siempre estaré agradecido a las personas que con su invaluable asesoría hicieron posible el desarrollo de este trabajo en el Departamento de Inspección.

A mi novia, compañeros y amigos dentro y fuera de la Universidad, por estar presentes.

A todos mis profesores en la UDO, de cada uno de ustedes me llevo un gran recuerdo y los conocimientos que me impartieron.

## INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
INDICE GENERAL.....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	xi
INDICE DE TABLAS.....	xiv
RESUMEN.....	xvi
RESUMEN.....	xvi
CAPÍTULO I.....	17
1.1. RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA.....	17
1.3. OBJETIVOS.....	22
1.3.1. Objetivo General.....	22
1.3.2. Objetivos Específicos.....	22
CAPÍTULO II.....	23
2.1. ANTECEDENTES.....	23
2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (UNIDAD 11).....	24
2.3.2. Tamaño.....	27
2.3.3. Circuito de tubería.....	28
2.3.4. Sistema de tubería.....	28
2.3.5. Líneas muertas (Deadlegs).....	28
2.3.6. Planos (P&ID).....	29

2.3.7. Presión de diseño.....	29
2.3.8. Temperatura de diseño .....	29
2.3.9. Servicio.....	29
2.3.10. Fase .....	31
2.3.11. Especificación de los materiales .....	31
2.3.12. Planos (PFD).....	31
2.4. CORROSIÓN .....	32
2.4.1. Características generales de la corrosión .....	32
2.4.2. Clasificación de la corrosión.....	33
2.4.3. Tipos de corrosión.....	34
2.5. VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	45
2.6. VIDA REMANENTE .....	46
2.7. ESPESOR DE RETIRO.....	46
2.8. SILCO.....	47
2.8.1. Objetivos del SILCO .....	48
2.8.2. Alcance del SILCO .....	49
2.8.3. Lazos de corrosión (LC) .....	50
2.8.4. Inspección basada en riesgo (RBI) .....	52
2.8.5. Sistema de inspección en marcha (SIEM) .....	55
2.8.6. Ventana SILCO .....	55
CAPÍTULO III .....	56
3.1. GENERALIDADES.....	56
3.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	56
3.3. FORMULACIÓN DE LAZOS DE CORROSIÓN .....	57

3.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE CORROSIÓN.....	58
3.5. ELABORACIÓN DE LA VENTANA SILCO .....	60
3.6. JERARQUIZACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN.....	61
3.7. REALIZACIÓN DEL MANUAL DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y LAZOS DE CORROSIÓN (SILCO) DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO EN EL MEJORADOR REFINACIÓN ORIENTE (PDVSA).....	63
CAPÍTULO IV .....	64
4.1. LAZOS DE CORROSIÓN FORMULADOS .....	64
4.1.1. Lazo de corrosión No. 1: Primer tren de precalentamiento .....	65
4.1.2. Lazo de corrosión No. 2: Segundo tren de precalentamiento .....	68
4.1.3. Lazo de corrosión No. 3: Horno atmosférico, línea de transferencia, columna de destilación atmosférica – corrientes de residuo largo y destilado.....	72
4.1.4. Lazo de corrosión No. 4: Tope de la columna atmosférica .....	77
4.1.5. Lazo de corrosión No. 5: Horno de vacío, línea de transferencia, columna de destilación al vacío – corriente de residuo corto .....	79
4.1.6. Lazo de corrosión No. 6: Cortes de gasoil (HVGO y LVGO) de la columna de vacío.....	83
4.1.7. Lazo de corrosión No. 7: Tope de la columna de vacío .....	88
4.1.8. Lazo de corrosión No. 8: Sistemas de aguas agrías .....	92
4.1.9. Historial de fallas de los equipos y líneas de los lazos de corrosión.....	98
4.2. MECANISMOS DE CORROSIÓN IDENTIFICADOS .....	98
4.3. VENTANA SILCO ELABORADA.....	112
4.4. JERARQUIZACIÓN EFECTUADA A LOS LAZOS DE CORROSIÓN .....	121
4.5. MANUAL DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y LAZOS DE CORROSIÓN (SILCO) DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO.....	127
4.5. MANUAL DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y LAZOS DE CORROSIÓN (SILCO) DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO.....	128

CAPÍTULO V .....	131
5.1. CONCLUSIONES.....	131
5.2. RECOMENDACIONES .....	133
BIBLIOGRAFÍA .....	135
APÉNDICE A.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
APÉNDICE B.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
APÉNDICE C .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
APÉNDICE D. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	138

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> Ubicación geográfica del Mejorador Refinación Oriente .....	18
<b>Figura 1.2.</b> Esquema del Mejorador Refinación Oriente Petroanzoátegui ....	18
<b>Figura 1.3.</b> Unidad 11.....	19
<b>Figura 2.1.</b> Esquema del proceso de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío. <b>Fuente:</b> Manual de operaciones, 2005 [4].....	26
<b>Figura 2.2.</b> Número de línea.....	27
<b>Figura 2.3.</b> Corrosión uniforme.....	34
<b>Figura 2.4.</b> Corrosión por hendidura. ....	36
<b>Figura 2.5.</b> Corrosión por picadura.....	38
<b>Figura 2.6.</b> Corrosión intergranular. ....	39
<b>Figura 2.7.</b> Efecto de la velocidad de flujo en la corrosión. ....	40
<b>Figura 2.8</b> Matriz de Inspección Basada en Riesgo (RBI).....	54
<b>Figura 3.1.</b> Hoja de distribución de nivel de riesgo RBI [20].....	62
<b>Figura 4.1.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 1. ....	66
<b>Figura 4.2.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 2. ....	70
<b>Figura 4.3.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 3. ....	74
<b>Figura 4.4.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 4. ....	78
<b>Figura 4.6.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 6. ....	85
<b>Figura 4.7.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 7. ....	90
<b>Figura 4.8.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 8(a).....	94
<b>Figura 4.9.</b> Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 8(b).....	95
<b>Figura 4.10.</b> Diagrama de proceso y mecanismos de corrosión asociados a las partes de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío .....	99

<b>Figura 4.11.</b> Esquema del lazo No.1, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	101
<b>Figura 4.12.</b> Esquema del lazo No.2, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	103
<b>Figura 4.13.</b> Esquema del lazo No.3, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	105
<b>Figura 4.14.</b> Esquema del lazo No.5, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	106
<b>Figura 4.15.</b> Esquema del lazo No.4, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	108
<b>Figura 4.16.</b> Esquema del lazo No.6, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	109
<b>Figura 4.17.</b> Esquema del lazo No.7, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b).....	110
<b>Figura 4.18.</b> Representación del nivel de riesgo en función a la cantidad de líneas. <b>Fuente:</b> RBI [20]. .....	122
<b>Figura 4.19.</b> Identificación de los TAG de las líneas para cada lazo de corrosión en función al nivel de riesgo.....	124
<b>Figura 4.20.</b> Representación nivel de riesgo en función a la cantidad de equipos. ....	125
<b>Figura 4.21.</b> Identificación de los TAG de los equipos para cada lazo de corrosión en función al nivel de riesgo.....	127

**Figura A.1.** Horno atmosférico 01F101 y horno de vacío 01F102..... **¡Error!**

**Marcador no definido.**

**Figura A.2.** Columna de destilación atmosférica 01C101;**¡Error! Marcador no**

**definido.**

**Figura A.3.** Columna de destilación al vacío 01C102;**¡Error! Marcador no**

**definido.**

**Figura A.4.** Desaladores 01V101, 01V102, 01V103 y 01V104 ..... **¡Error!**

**Marcador no definido.**

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> Servicios de las tuberías de la Unidad 11.....	30
<b>Tabla 4.1.</b> Lazos de corrosión de la Unidad 11. ....	64
<b>Tabla 4.2.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 1 .....	67
<b>Tabla 4.3.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 1 .....	67
<b>Tabla 4.4.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 2.....	71
<b>Tabla 4.5.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 2 .....	71
<b>Tabla 4.5.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 2 (continuación) .....	72
<b>Tabla 4.6.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 3.....	75
<b>Tabla 4.7.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 3 .....	75
<b>Tabla 4.7.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 3 (continuación) .....	76
<b>Tabla 4.8.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 4.....	78
<b>Tabla 4.9.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 4 .....	79
<b>Tabla 4.10.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 5.....	82
<b>Tabla 4.11.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 5 .....	82
<b>Tabla 4.12.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 6.....	86
<b>Tabla 4.13.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 6 .....	86
<b>Tabla 4.13.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 6 (continuación) .....	87
<b>Tabla 4.14.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 7.....	91
<b>Tabla 4.15.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 7 .....	91
<b>Tabla 4.15.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 7 (continuación) .....	92
<b>Tabla 4.16.</b> Información de los equipos estáticos del lazo No. 8.....	96

<b>Tabla 4.17.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 8 .....	96
<b>Tabla 4.17.</b> Información de las líneas de proceso del lazo No. 8 (continuación) .....	97
<b>Tabla 4.18.</b> Códigos de identificación de mecanismos de corrosión según norma API-571.....	100
<b>Tabla 4.19.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 1 .....	112
<b>Tabla 4.20.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 2 .....	112
<b>Tabla 4.20.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 2 (continuación).....	113
<b>Tabla 4.21.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 3 .....	114
<b>Tabla 4.22.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 4 .....	115
<b>Tabla 4.23.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 5 .....	116
<b>Tabla 4.24.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 6 .....	116
<b>Tabla 4.25.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 7 .....	117
<b>Tabla 4.26.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 8 .....	117
<b>Tabla 4.26.</b> Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 8 (continuación).....	118
<b>Tabla 4.27.</b> Matriz de riesgo de las líneas de los lazos de corrosión.....	122
<b>Tabla 4.28.</b> Matriz de riesgo de los equipos de los lazos de corrosión.....	126

## RESUMEN

Se implementó un plan de inspección en marcha para tuberías y equipos estáticos en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío (unidad 11) del Mejorador Refinación Oriente, con la finalidad de predecir y prevenir posibles fallas por corrosión interna, en las líneas de proceso y equipos estáticos de la planta. El comportamiento de las condiciones operacionales con los factores que propician la corrosión se obtuvo la información obtenida en informes del Departamento de Inspección, de los planos P&ID y PFD; además de entrevistas aplicadas al personal para su determinación. Se formularon los lazos de corrosión considerando los criterios de similitud operacional, material de fabricación, así como también, el tipo de fluido en servicio. Para los lazos se identificaron las variables que activan corrosión interna según la norma API – 571, para definir rangos de operaciones permisibles que impidan niveles de corrosión severos. Se efectuó la jerarquización de los lazos de corrosión mediante un estudio de Inspección Basado en Riesgo (RBI) existente en la empresa, fundamentado en la norma API - 581 para conocer el nivel de riesgo, así como identificar los que necesitan prioridad de inspección, dando como resultado que los lazos 3, 4, 5 y 8 arrojaron niveles de riesgo I y II (inspección requerida y deseada) como los críticos. Finalmente, se elaboró el manual SILCO de la unidad 11 del Mejorador Refinación Oriente.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1. RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA**

El Mejorador de Crudo Extra Pesado PDVSA Refinación Oriente en sus inicios, fue una asociación estratégica venezolana entre la compañía norteamericana Conoco Phillips (50,1%) y Petróleos de Venezuela, S.A. (49,9 %), formada en el marco de la apertura petrolera en el año 1995 para la producción, transporte y mejoramiento de aproximadamente 190.048,98 m<sup>3</sup>/día (120 mil barriles diarios) de crudo extra pesado, con el fin de transformarlo en crudo liviano de 19 y 26 grados API, y otros productos derivados tales como: coque, azufre y gas licuado del petróleo (GLP). Petrolera Zuata (PETROZUATA C.A.), como se conocía en sus primeros años de funcionamiento pasó a formar parte de la corporación PDVSA a partir del decreto 5.200 dictado en febrero de 2007, donde se nacionalizaba esta empresa mixta y fue adscrita a la división de PDVSA Refinación Oriente.

En el Complejo Criogénico “José Antonio Anzoátegui”, al norte del estado Anzoátegui, está ubicado el Mejorador de Crudo Extra Pesado PDVSA Refinación Oriente. En las figuras 1.1 y 1.2 puede observarse la ubicación geográfica y un esquema ilustrativo de este mejorador.

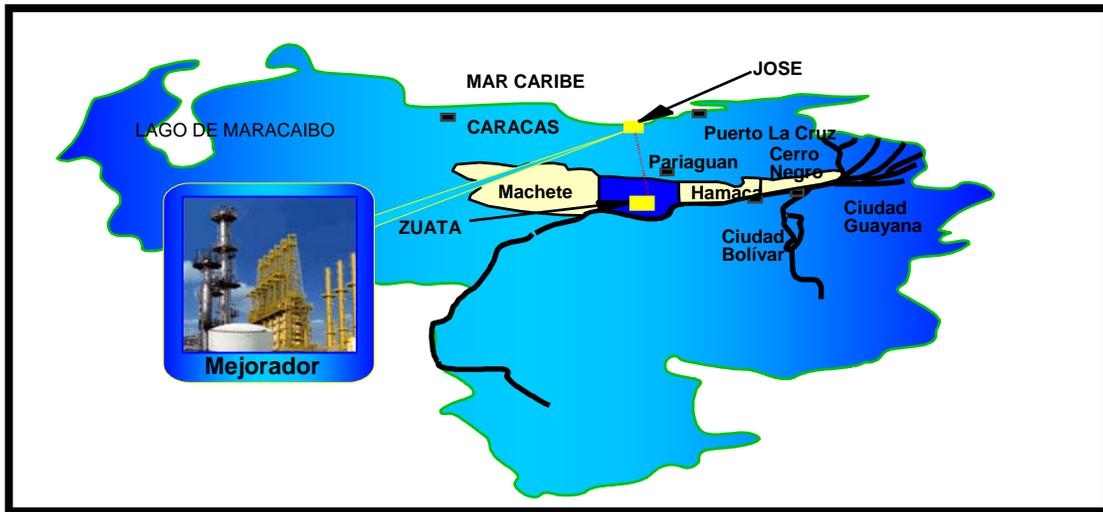


Figura 1.1. Ubicación geográfica del Mejorador Refinación Oriente

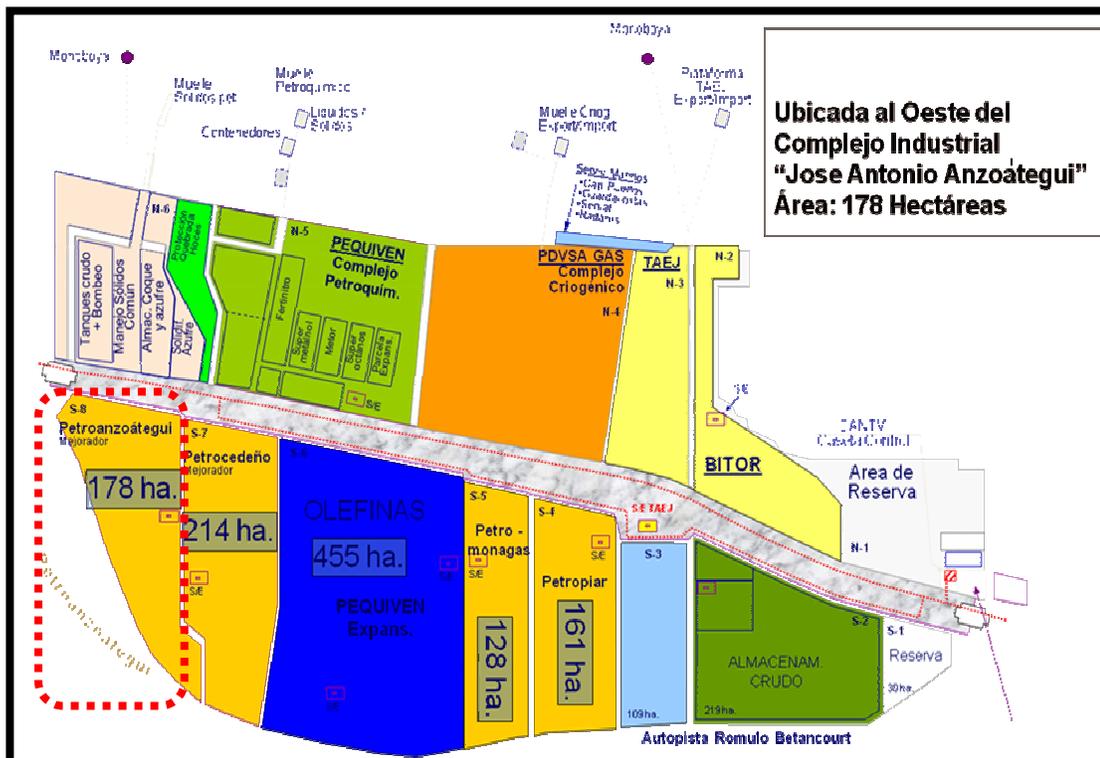


Figura 1.2. Esquema del Mejorador Refinación Oriente Petroanzoátegui

## 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La instalación del Complejo Mejorador de Crudo Petroanzoátegui se encuentra dividida por sectores, donde cada sector es conocido como Unidad. Cada Unidad tiene un desempeño particular durante el proceso de mejoramiento. La Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, asignada como la Unidad 11, es donde se desarrolla el presente estudio. La Unidad 11 procesa el crudo diluido de 17°API y remueve las sales, agua y sólidos en suspensión (por medio de las bombas de cargas y los desaladores), y posterior tratamiento en la columna atmosférica y de vacío para recuperar la mayor parte de la nafta diluida y producir mezcla de crudos sintéticos, ver figura 1.3.



**Figura 1.3.** Unidad 11

El crudo diluido que procesa la unidad 11 contiene la presencia de sustancias como: Nafta, Amina, Cáusticos, y agentes corrosivos como son: sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), contenido de azufre, contenido de agua y sólidos suspendidos en el crudo (BS&W), contenido de sales, entre otros, que pueden producir mecanismos de degradación a las tuberías y equipos. Estos mecanismos de degradación pueden producir el adelgazamiento de los espesores de las tuberías y/o agrietamiento, ocasionando fugas de los fluidos que se transportan.

A fin de prevenir prejuicios a trabajadores, personas, medio ambiente, producción y para mantener en operación segura las instalaciones evitando así accidentes catastróficos, la Superintendencia de Servicio Técnico y Confiabilidad, específicamente el Departamento de Inspección decidió realizar un estudio para la implementación del sistema de inspección y lazos de corrosión (SILCO).

En concordancia con lo anteriormente planteado, en este estudio se analizó la influencia de las variables operacionales y los factores que generan los diferentes procesos de corrosión en las líneas y equipos de la unidad 11, recopilando la información necesaria para posteriormente elaborar el manual (SILCO) de la unidad 11 en el Mejorador Refinación Oriente, que sirve como base de datos para una futura aplicación de este sistema de inspección. La información fue tomada de los datos operacionales, el historial de fallas y todos los antecedentes suministrados por el personal del Departamento de Inspección. Además en el estudio se formularon los lazos de corrosión, basándose en la similitud de las condiciones operacionales, materiales de construcción y tipo de fluido en servicio. De esta forma, se podrán indicar los mecanismos de degradación que afectan a cada uno de ellos, así como también identificar todas aquellas variables precursoras de

los mecanismos de corrosión, para monitorearlas y controlarlas, tomando como referencia la norma internacional API-571. Finalmente, se jerarquizó las líneas y equipos de cada sistema de acuerdo al estudio de inspección basada en riesgo (RBI, por sus siglas en inglés) existente en la empresa, por medio de una matriz de riesgo, tomando como base la norma internacional API-580, conociendo así los sistemas más susceptibles a corrosión para inspeccionarlos de acuerdo al grado de riesgo que presentan.

El propósito de este estudio es brindar las bases necesarias para la elaboración de planes o programas de mantenimiento, 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 disminuir el costo de mantenimiento e inspección, garantizando la integridad mecánica de los sistemas y aumentando la confiabilidad operacional del Mejorador Refinación Oriente PDVSA.

## **1.3. OBJETIVOS**

### **1.3.1. Objetivo General**

Establecer un plan de inspección en marcha mediante la metodología de lazos de corrosión para sistemas de tuberías y equipos estáticos con alto nivel de riesgo de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío en el Mejorador Refinación Oriente (PDVSA).

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

1. Formular los lazos de corrosión en función de la similitud de las condiciones operacionales, materiales de construcción y modos de corrosión.
2. Identificar los mecanismos de degradación en los lazos formulados, de acuerdo a lo estipulado en la norma API 571.
3. Elaborar la ventana SILCO de cada lazo de corrosión seleccionado.
4. Realizar el análisis de criticidad a las líneas y equipos de los lazos de corrosión seleccionados, basado en la norma API 580.
5. Desarrollar el manual SILCO en el Mejorador Refinación Oriente a través de los objetivos planteados previamente.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. ANTECEDENTES

**Martínez, C. (2006)**, elaboró un trabajo de investigación titulado: “**Análisis de la influencia de las variables operacionales y factores que generan corrosión interna en la Planta Compresora Jusepín 2, PDVSA**”. En este proyecto se seleccionaron 11 lazos de corrosión, tomando en cuenta los criterios de similitud de las condiciones operacionales, materiales de construcción y tipos de fluidos en servicio. En consecuencia, el análisis de criticidad realizado a los lazos de corrosión permitió conocer las líneas de procesos y equipos estáticos que requieren mayor atención para las inspecciones [1].

**Mejías, J. (2005)**, elaboró un trabajo de investigación titulado: “**Análisis de la influencia de las variables operacionales en los mecanismos de corrosión de la Unidad Hidrotratadora de Nafta de la Refinería Puerto La Cruz**”. En este estudio se encontraron 7 lazos de corrosión, y los principales tipos de corrosión que pueden activarse dentro de la unidad son: corrosión por H<sub>2</sub>S húmedo y corrosión por sales de amonio (NH<sub>4</sub>HS, NH<sub>4</sub>CL). En este proyecto se concluyó que el análisis de la influencia de las variables operacionales en los mecanismos de corrosión permitió establecer una relación entre fallas por degradación y condiciones de operación, así como también los criterios de inspección, basados en el Sistema de Inspección en Marcha y Lazos de Corrosión (SILCO) [2].

**Rojas, J. (2008)**, elaboró un trabajo de investigación titulado: “**Diseño un plan de mantenimiento para las Plantas Compresoras de Gas Oricual 2 y Oricual 3 basado en el sistema de inspección y lazos de corrosión (SILCO) PDVSA, Distrito Norte**”. En este estudio para la PC-Oricual 2 se especificaron 10 lazos de corrosión y 12 lazos para PC-Oricual 3, en el estudio se indicó la severidad de la corrosión por CO<sub>2</sub>. Se efectuó la jerarquización de los lazos mediante una matriz de riesgo basado en la norma API-580, para determinar la criticidad de los lazos y finalmente diseñar un plan de mantenimiento para optimizar las frecuencias de inspección en las instalaciones [3].

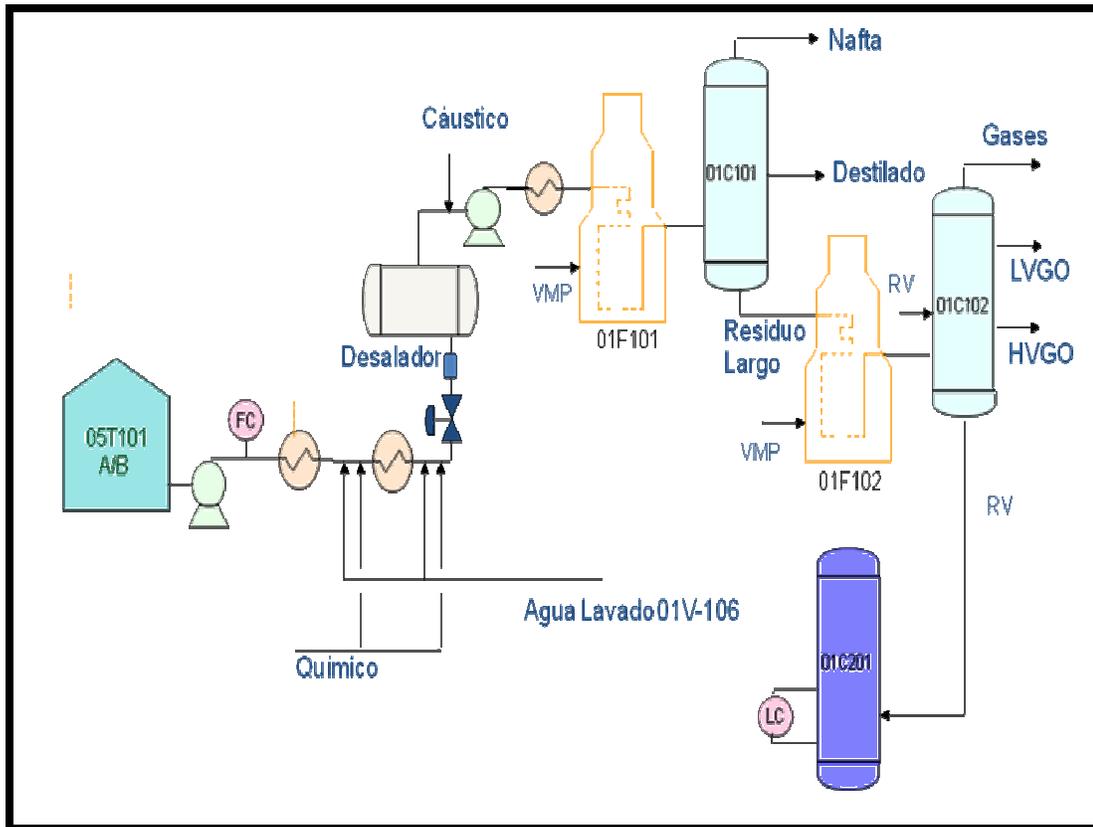
## **2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (UNIDAD 11)**

La Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío (Unidad 11) primeramente realiza un proceso de desalación, que consiste en que el crudo proveniente de los campos de producción, se somete a un proceso de desalación con el fin de remover sales y sólidos suspendidos presentes en el crudo, y así evitar corrosión en los procesos aguas abajo.

Antes de entrar al proceso de desalación el crudo se precalienta por intercambio de calor con las corrientes intermedias y productos del mismo proceso. El proceso de desalación se realiza mediante la inyección y emulsión completa de una determinada cantidad de agua con el crudo, y posterior aplicación de un campo eléctrico para romper la emulsión formada, es decir, se separa el agua con sales y sólidos del crudo.

En el proceso de destilación atmosférica, el crudo desalado continúa calentándose en el segundo tren de precalentamiento hasta la temperatura requerida para el proceso de destilación atmosférica, siendo el último paso de calentamiento en un horno, hasta lograr una temperatura de 373°C, cuyo sistema de combustión fue diseñado con quemadores que permiten un máximo de 0,144 Kg./Gcal de generación de dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>) para reducir la emisiones de NO<sub>x</sub> en los gases de las chimeneas, y también posee control de combustión completa por análisis de oxígeno para reducir emisiones de monóxido de carbono (CO). El agua obtenida en el proceso de desalación se envía a un proceso de tratamiento biológico, con el fin de remover las sustancias contaminantes que recibió del crudo. En el proceso de destilación atmosférica, el crudo desalado se separa en tres corrientes líquidas con distintos puntos de ebullición. El producto líquido del tope de la columna, con menor punto de ebullición denominado nafta, y el producto intermedio, denominado destilado, se envían a almacenamiento. El producto de mayor punto de ebullición, denominado residuo atmosférico, se envía al proceso de destilación al vacío.

En el proceso de destilación al vacío, el residuo atmosférico se precalienta y luego pasa a un horno. Existe la potencialidad de producir gas en el tope de la columna de destilación al vacío, que no puede incorporarse a la red del sistema de gas combustible del complejo por su baja presión, por lo tanto se incinera en el mechurrio. En este proceso, el residuo atmosférico se separa en tres corrientes líquidas principales con distintos puntos de ebullición. Las dos corrientes de menor punto de ebullición denominadas gasóleos liviano y pesado de vacío, se envían a almacenamiento. La corriente de mayor punto de ebullición, denominada residuo de vacío, se reenvía al proceso de coquificación retardada. Ver figura 2.1 [4].



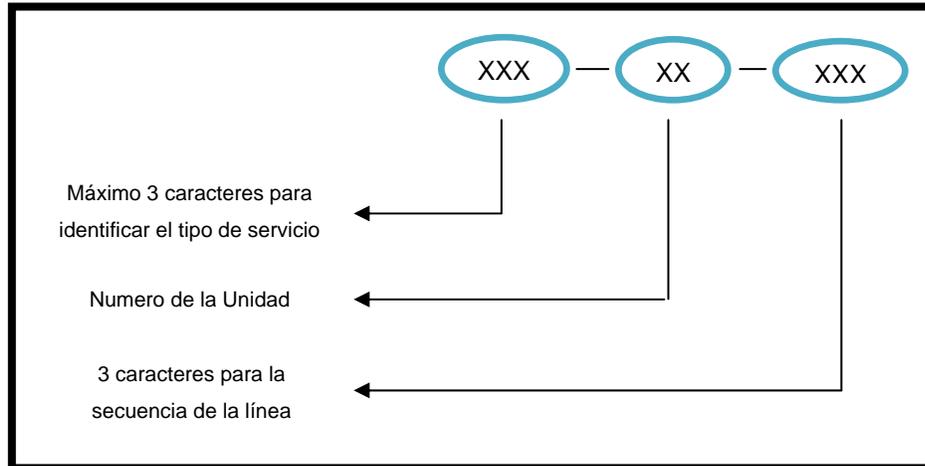
**Figura 2.1.** Esquema del proceso de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío.

**Fuente:** Manual de operaciones, 2005 [4].

## 2.3. NORMAS PARA LA CODIFICACIÓN DE LAS TUBERÍAS

### 2.3.1. Número de línea

Cada tubería es identificada a través de un código denominado: Número de Línea. Este número de línea está compuesta por tres partes, como se explica a continuación:



**Figura 2.2.** Número de línea.

**Fuente:** Manual de operaciones, 2005 [4].

Por ejemplo si se toma un número de línea igual a “BFW11001”, BFW se refiere al tipo de servicio; en este caso es una tubería que transporta el agua de alimentación a las calderas, con los siguientes dos números referidos al número de la unidad, se puede determinar que esta línea pertenece a la Unidad 11 y los tres últimos dígitos es la secuencia de la línea, 001 quiere decir entonces que es la línea número 1 con el servicio y en la unidad ya mencionada. La especificación Petroanzoátegui donde se encuentran las características para el número de línea es la VH-221 “Engineering Practice – Piping Materials” VEHOP Downstream / PDN #: 00003141; esta especificación está basada en el Código de Diseño y Construcción ASME B31.3 “Process Piping”

### 2.3.2. Tamaño

El tamaño de la tubería representa un valor nominal del diámetro externo en pulgadas, es decir, cuando se habla de una tubería de dos pulgadas, en

realidad la tubería posee un diámetro externo mayor a 60,33 mm (2,375 pulg), que por cuestión de comodidad y comercialización se estandarizó a dos pulgadas. Es también conocido como el tamaño de tubería nominal en sus siglas en inglés NPS (Nominal Pipe Size).

### **2.3.3. Circuito de tubería**

Un circuito de tubería se define como una sección de tubería la cual todos los puntos son expuestos a un ambiente corrosivo similar y posee condiciones de diseño y materiales de construcción similares. Los circuitos de tuberías son utilizados tanto en unidades de procesos complejos como en sistemas de tuberías para la administración de datos, cálculos, planes de inspección, etc.

### **2.3.4. Sistema de tubería**

Se considera un sistema de tubería la unión o interconexión de tuberías sujetas a las mismas condiciones de diseño, usado para transportar, distribuir, mezclar, separar, descargar, medir y controlar diferentes corrientes de fluidos. En los sistemas de tuberías son incluidos los elementos de soporte, pero no incluyen los soportes de estructuras [5].

### **2.3.5. Líneas muertas (Deadlegs)**

Ésto se refiere a los componentes de los sistemas de tuberías que normalmente no tienen un flujo significativo. Incluye líneas que normalmente están bloqueadas por válvulas o sellos, líneas de emergencias (bypass), tuberías con válvulas de alivio, etc [5].

### **2.3.6. Planos (P&ID)**

Tanto las tuberías como los equipos que forman parte del Complejo Mejorador de Petroanzoátegui se encuentran representadas en planos, conocidas por siglas en inglés P&ID (Piping & Instrument Diagram). Dentro de los P&ID se pueden conseguir todas las características de diseño y operación de una línea específica.

### **2.3.7. Presión de diseño**

La presión de diseño de cada componente en un sistema de tuberías no debería ser menor que la presión en las condiciones más severas. En otras palabras, la presión de diseño representa el máximo valor de presión al que se puede operar la tubería, sin presenciar consecuencias negativas. [5]

### **2.3.8. Temperatura de diseño**

La temperatura de diseño de un componente en un sistema de tubería, es la temperatura la cual trabaja, bajo la presión de diseño y el mayor espesor de tubería requerido. Para establecer la temperatura de diseño se debe considerar al menos la temperatura del fluido, la temperatura del ambiente, la radiación solar, enfriadores, calentadores, entre otros. [5]

### **2.3.9. Servicio**

Cada tubería transporta un tipo de fluido en particular, la utilización específica de cada tubería es conocida como servicio. Todas las tuberías del complejo tienen un servicio, que es designado con abreviaciones en inglés, para cada servicio junto con su significado, como se muestra en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1.** Servicios de las tuberías de la Unidad 11.

Abreviación	Servicio	Abreviación	Servicio
AV	Aire de venteo	LS	Vapor de baja presión
BD	Alivio	MC	Vapor condensado de media presión
BFW	Agua de alimentación a las calderas	MS	Vapor de media presión
BSL	Lodo biológico	N	Nitrógeno
DR	Drenaje	NG	Gas natural
DW	Agua potable	OD	Drenaje de agua de aceite
EWR	Regreso de agua de enfriamiento	P	Proceso
EWS	Suplidor de agua de enfriamiento	P (AP)	Proceso con amina pobre
F	Gas al mechorrio	P (AR)	Proceso con amina rica
FC	Cáustica fresca	PO	Alivio de las tuberías de proceso
FG	Gas combustible	QW	Agua de cortado
FLS	Aceite de lavado	SC	Cáustica gastada
H	Hidrógeno	SO	Aceite de sello
HC	Vapor condensado de alta presión	SP	Aceite sucio
HS	Vapor de alta presión	SW	Agua agria
IA	Aire para instrumento	TWW	Agua desperdiciada tratada
IW	Agua para instrumento	UA	Aire industrial y de planta
LC	Vapor condensado de baja presión	V	Venteo Atmosférico
LO	Aceite lubricante	WW	Agua desperdiciada

**Fuente:** Manual de operaciones, 2005 [4].

### **2.3.10. Fase**

Ésto se refiere al estado físico del servicio transportado, el cual puede presentarse en los estados: Líquido, Gas o Líquido – Gas.

### **2.3.11. Especificación de los materiales**

Representa el código que Petroanzoátegui ha adoptado para clasificar todos los materiales de las tuberías en la planta. Dentro de las especificaciones se puede encontrar información acerca de: el fluido que se transporta, tipo de clasificación (rating class), temperatura límite, espesor que se puede corroer (corrosion allowance), material, código de diseño y espesor para cada NPS, entre otros. La información más importante que suministran las especificaciones de los materiales son: el rating class y el material. El rating class especifica la presión máxima de diseño que puede soportar la unión de tuberías en un circuito y se encuentra expresada en unidades de PSI. El material indica el tipo de material con que está construida la tubería, puede ser que sea de acero al carbono o de un acero aleado.

### **2.3.12. Planos (PFD)**

Los planos PFD, conocidos por sus siglas en inglés PFD (Process Flow Diagram), representan el funcionamiento de un sistema, donde se incluye, la red de tuberías a grandes rasgos, todos los equipos relacionados como recipientes, tanques y otros equipamientos e instrumentos pertenecientes a la red de tuberías. Dentro de los PFD se pueden conseguir todas las

características en cuanto al tipo de flujo que se maneja, así como las condiciones de operaciones de los equipos y líneas [5].

## **2.4. CORROSIÓN**

La corrosión es la destrucción o deterioro de un metal debido a la reacción con el medio ambiente. La corrosión de metales es un proceso electroquímico. En general, todos los ambientes son corrosivos, pudiéndose enumerar algunos: aire y humedad, agua dulce y salada, atmósferas industriales y urbanas, gases, ácidos orgánicos e inorgánicos, entre otros [6].

### **2.4.1. Características generales de la corrosión**

- Es un fenómeno que puede ocurrir en presencia de un electrolito.
- Involucra reacciones que ocurren en regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas.
- Reacción anódica es una reacción de oxidación, la cual libera electrones que se dirigen a la reacción catódica, aumentando así la valencia o producción de electrones.
- En la región anódica se produce la disolución del metal (corrosión).
- En la reacción catódica se produce la inmunidad del metal, consiste en la disminución de valencia o consumo de electrones.

- La velocidad a la que se corroe un metal puede ser lenta y continua, dependiendo del ambiente donde se encuentre [6].

#### **2.4.2. Clasificación de la corrosión**

Existen muchas maneras de clasificar los tipos de corrosión, cuáles van a depender del criterio que se considere. A continuación se nombran dos métodos mediante el cual se ha clasificado el proceso de corrosión [7].

##### **2.4.2.1. De acuerdo al mecanismo de los procesos de corrosión**

- **Corrosión química:** está basada en las leyes básicas de la cinética química de las reacciones heterogéneas, y se refiere al caso donde no existe generación de corriente eléctrica. Un ejemplo de este tipo sería la corrosión en no electrolitos, la cual es una corrosión que ocurre en un metal por sustancias orgánicas agresivas.
- **Corrosión electroquímica:** está basada en las leyes de la cinética de la electroquímica, y generalmente está asociada a casos de corrosión con generación de corriente eléctrica. Ambos tipos de corrosión se diferencian fundamentalmente por las características del proceso de intercambio electrónico entre el metal y el medio oxidante. En el caso de la corrosión química, ésta se produce en una misma zona de la superficie del metal, en cambio en la corrosión electroquímica ocurre en diferentes puntos o zonas de la superficie metálica.

##### **2.4.2.2. De acuerdo a la forma en que se manifiesta**

Para el estudio de la corrosión de una manera completa o un poco más profunda, no se debe conformar sólo con el análisis de los fenómenos de

formación de herrumbre, al empañado o pérdida de brillo que sufren los metales, la corrosión puede actuar de otras maneras, como por ejemplo, que un material falle por agrietamiento o por la pérdida de su resistencia o ductilidad, es por ello que se analizarán los tipos de corrosión de acuerdo a las formas en que se pueden manifestar.

### 2.4.3. Tipos de corrosión

**2.4.3.1. Corrosión uniforme:** este tipo de corrosión es la forma más común que suele presentarse y es la más evidente, en este caso el material va disminuyendo su espesor y eventualmente puede fallar. Se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, sin embargo ésta es la corrosión más fácil de prevenir y controlar, la misma puede presentarse bajo cualquier tipo de condiciones, por ejemplo, en presencia de  $H_2O$  y  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $H_2SO_4$ , entre otros. La definición de corrosión uniforme es sólo para indicar cuando el proceso de corrosión es generalizado sobre toda la superficie de un metal, sin hacer distinciones del ambiente corrosivo. Un ejemplo de este tipo de corrosión es el desgaste de una tubería expuesta continuamente a un fluido corrosivo de forma más o menos uniforme alrededor de toda su superficie, considerando que la tubería está expuesta a unas condiciones atmosféricas normales, este ejemplo se puede detallar en la figura 2.3.



**Figura 2.3.** Corrosión uniforme.

**Fuente:** [www.corrosion4dummies.com](http://www.corrosion4dummies.com), 2008 [8].

Para el mecanismo de corrosión uniforme se han propuesto varias teorías:

- Un mecanismo químico que no considera las reacciones electroquímicas por separado sino que todo el proceso se produce directamente sobre un mismo punto de la superficie, originando el intercambio de electrones directamente entre el metal y el medio oxidante, donde dicho mecanismo requiere de una alta energía de activación y podría producirse en una pequeña magnitud descartándolo, por lo tanto éste es característico de la corrosión a altas temperaturas.
- Un mecanismo electroquímico homogéneo que se caracteriza por la existencia de procesos catódicos y anódicos por separado, pero sin la existencia de áreas catódicas y anódicas definidas, las cuales se intercambian continuamente a nivel atómico.

**2.4.3.2. Corrosión no uniforme o localizada:** se caracteriza por ser la más dañina y difícil de controlar, porque no se genera por las pérdidas metálicas, las cuales son pequeñas en comparación con la corrosión uniforme, sino que genera grandes pérdidas indirectas por el daño producido en el material metálico.

Por otra parte, a diferencia de la corrosión uniforme, ésta se caracteriza también por la presencia de zonas anódicas y catódicas bien definidas que no cambian su polaridad con el transcurrir del tiempo. Debido a esto el ataque destructivo a la superficie del metal se hace muy intenso en

determinadas zonas, en lugar de distribuirse a todo lo largo y ancho de la misma.

**2.4.3.3. Corrosión por hendidura:** es un tipo de corrosión localizada que se presenta de manera intensiva dentro de las hendiduras y en áreas cubiertas sobre la superficie del metal expuesto al medio corrosivo. Este tipo de ataque está asociado con pequeños volúmenes de soluciones estancadas causadas por huecos, juntas dobladas, superficies que unen dos materiales metálicos, depósitos y hendiduras de pernos, remaches, entre otros. Los depósitos que pueden producir corrosión por hendidura son: arena, polvo, productos de corrosión, maderas, plásticos, concreto, vidrio, etc. La figura 2.4 muestra un caso de este tipo de corrosión.



**Figura 2.4.** Corrosión por hendidura.

**Fuente:** Sotillo, M., 2006 [9].

La aceleración del proceso de corrosión se debe a que la solución en lo profundo de la grieta, rendija o hendidura difiere de la que está expuesta en la superficie, tanto en composición como en movilidad y en contenido de

oxígeno, lo cual crea un efecto galvánico. Una hendidura para funcionar como un sitio de corrosión, debe ser lo suficientemente ancha para permitir la entrada de un líquido y ser lo suficientemente angosta para retenerlo internamente, por esta razón este tipo de corrosión ocurre usualmente con diámetros de 0.0254mm (una milésima de pulgadas) o menos. En general, este tipo de ataque ocurriría en aquellos sitios en los que un metal está sujeto a cambios de condiciones, siendo responsable de muchas de las pérdidas del metal en aceros que están enterrados o sumergidos.

**2.4.3.4. Corrosión por picadura:** es un ataque electroquímico extremadamente localizado que se manifiesta como huecos en el metal. Estos agujeros pueden ser de diámetro variable, pero en la mayoría de los casos son relativamente pequeños, donde algunas veces se puede confundir con la rugosidad del material debido al tamaño tan reducido en que se presenta. Este tipo de corrosión es uno de los ataques más destructivos e insidioso, a veces se dificulta su detección y por lo tanto aumenta también la dificultad de predecirlo a niveles de laboratorio. Ésta se presenta en dirección de la gravedad creciendo de forma vertical hacia abajo, como se muestra en la figura 2.5.



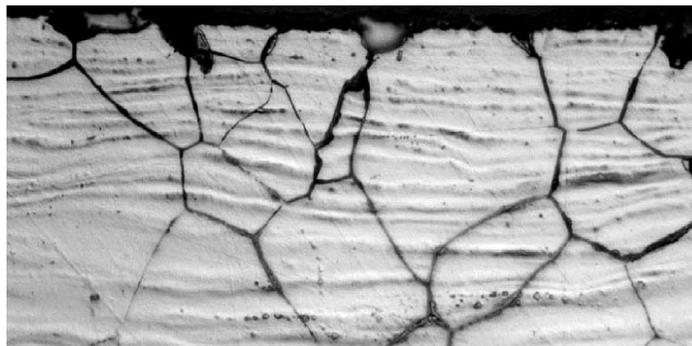
**Figura 2.5.** Corrosión por picadura.

**Fuente:** [www.corrosion4dummies.com](http://www.corrosion4dummies.com), 2008 [8].

**2.4.3.5. Corrosión intergranular:** ocurre cuando se presenta un ataque localizado en las adyacencias de los límites de grano del material, ocasionando una relativa pequeña corrosión en los granos, en donde la aleación se desintegra y/o pierde resistencia a la tensión.

Ésta se presenta en algunas aleaciones cuando son soldadas de manera inadecuada o maltratada térmicamente, dichas aleaciones pueden ser de cobre, cromo, níquel, aluminio, magnesio y zinc. Este tipo de corrosión comienza en la superficie expuesta al ambiente corrosivo y penetra hasta desarrollarse a lo largo de toda la extensión de los granos de forma caótica.

Puede ser provocada por impurezas en los límites de grano, enriquecimiento de uno de los elementos aleantes o el agotamiento de uno de estos elementos en las áreas de los límites de grano y va acompañada por la formación de micropilas galvánicas que provocan la formación de productos de corrosión en los límites de los granos, con degradación de la resistencia del material que se desintegra y pierde su resistencia cohesiva interna, lo cual induce la falla del material. A continuación se presenta en la figura 2.6 la fotomicrografía de una superficie con corrosión intergranular.



**Figura 2.6.** Corrosión intergranular.

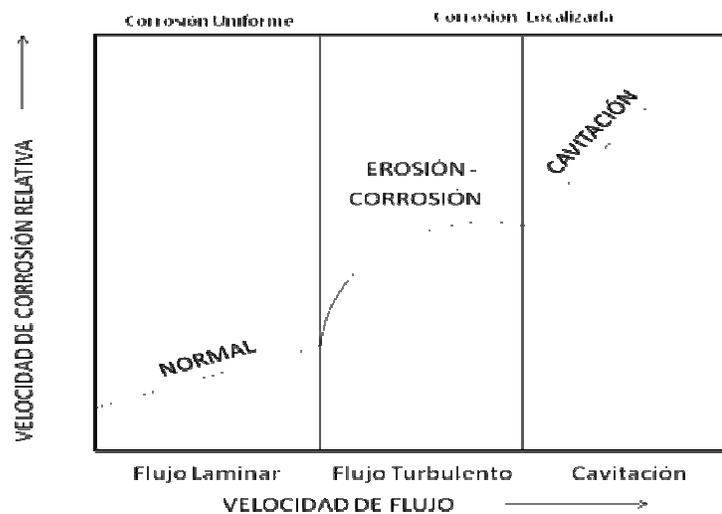
**Fuente:** [www.corrosion4dummies.com](http://www.corrosion4dummies.com), 2008 [8].

Los aceros inoxidable austeníticos cuando se calientan de 510°C a 790°C, se hacen sensibles a la corrosión intergranular. Se acepta que este tipo de corrosión está originada por el empobrecimiento de cromo en las proximidades de los bordes de grano. La adición de cromo al acero le confiere resistencia a la corrosión en muchos casos. Generalmente se requiere más de un 10% de cromo para hacer el acero inoxidable. En el rango de temperatura indicado para el  $\text{Cr}_{23}\text{C}_6$  (carburo de cromo) es virtualmente insoluble y precipita fuera de la solución sólida si el porcentaje de carbono es 0,02% ó más. Como el cromo se extrae de la solución sólida, habrá poco cromo en las áreas adyacentes a los bordes de grano. El cromo en los bordes de grano no es atacado, la zona pobre en cromo se ataca porque no posee suficiente resistencia a la corrosión en muchos medios [10].

**2.4.3.6. Erosión - corrosión:** la erosión – corrosión es una aceleración en la velocidad de corrosión debido al movimiento relativo de fluidos corrosivos con respecto al metal. La abrasión y el deterioro mecánico incrementan la acción corrosiva. Los daños son en forma de ranuras y huecos alargados, que normalmente se forman en la misma dirección del fluido.

La erosión – corrosión ocurre cuando la película superficial protectora es dañada o removida, debido a estar continuamente expuesta. Las aleaciones de aluminio, aceros al cromo y aceros inoxidable son especialmente susceptibles a erosión – corrosión porque ellos dependen de una película superficial resistente a la corrosión.

En general, cualquier incremento en la velocidad del fluido puede incrementar la erosión – corrosión, especialmente si se manejan sólidos en suspensión. Frecuentemente los fluidos con velocidades críticas se asocian con este tipo de corrosión. La erosión – corrosión causada por la caída de líquidos suspendidos en fluido en fase vapor es un problema real en las refinerías. Este tipo de erosión – corrosión es causada por la caída del agua que está contenida en el sulfuro de hidrógeno disuelto y el ácido hidroclohídrico moviéndose a través de los equipos cuando la velocidad del vapor supera los 8 m/s. En la figura 2.8 se muestra cómo afecta la velocidad de flujo a la corrosión [11].



**Figura 2.7.** Efecto de la velocidad de flujo en la corrosión.

**Fuente:** Palacios, C., Hernández, O., 2007 [7].

**2.4.3.7. Corrosión por ácidos nafténicos:** el daño por corrosión de ácidos nafténicos típicamente tiene la forma de picaduras filosas y punteadas o grandes agujeros. En áreas de alta velocidad, grandes y filosas ranuras que están orientadas en la dirección del fluido, son características de un ataque por ácidos nafténicos. Los ácidos nafténicos también causarán pérdida

generalizada del metal cuando la corrosión ocurra en áreas de baja velocidad.

Las fallas usualmente ocurren en áreas donde los ácidos nafténicos se han concentrado debido a su rango de ebullición y donde las temperaturas, velocidades de fluidos y otras variables del proceso son favorables para acelerar el ataque. Áreas de altas velocidades tales como: los tubos de los hornos, codos e intersecciones de las líneas de procesos son lugares comunes para la corrosión por ácidos nafténicos. Las superficies que no están húmedas tales como la parte inferior de las bandejas de destilación y los topes de los recipientes también son susceptibles a este tipo de corrosión, probablemente debido al choque de las gotas de ácido y la fase de vapor. La corrosión por ácidos nafténicos está activa en un rango de temperatura de 177°C a 371°C.

En las unidades de crudo, los daños por este tipo de corrosión no se observan por encima de 371°C como se dijo anteriormente debido a la descomposición de los ácidos y también a la reacciones de coquificación que forman una capa protectora de coque en la superficie caliente del metal [11].

**2.4.3.8. Corrosión bajo depósito:** la corrosión bajo aislamiento ocurre cuando el aislamiento se humedece. La corrosión de la superficie metálica implícita comienza a ser un serio problema en tuberías y recipientes que operan a temperaturas menores a 121°C. A esta temperatura el metal no está lo suficientemente caliente para mantener el aislamiento seco durante operaciones normales. Los sistemas de refrigeración son particularmente vulnerables a corrosión bajo aislamiento [11].

**2.4.3.9. Corrosión inducida por hidrógeno:** Sus siglas en inglés **HIC** (Hydrogen Induced Cracking) este tipo de corrosión se presenta cuando en aceros de gran dureza, los iones de hidrógeno pueden migrar dentro del reticulado metálico y formar moléculas de hidrógeno que someten a esfuerzos de presiones internas que estresan el material y lo vuelven frágil [12].

**2.4.3.10. Corrosión por agrietamiento bajo tensión:** Sus siglas en inglés son **SCC** (Stress Corrosión Cracking) éste es otro tipo de corrosión localizada, se reconoce por la presencia de fracturas de la estructura metálica. La morfología de este tipo de corrosión es muy característica. En la superficie del metal se producen fisuras muy pequeñas de forma ramificada. La cantidad de ramificaciones tiene directa relación con la concentración del medio corrosivo y el nivel de tensiones del metal [12].

**2.4.3.11. Sulfidación:** la corrosión por sulfidación de aceros al carbono y otras aleaciones resultan de su reacción con los compuestos de azufre en ambientes de temperaturas superiores a los 230°C. La presencia de hidrógeno acelera la corrosión.

Todos los materiales de base de hierro, como de acero al carbono y aceros de baja aleación, la serie 300SS y 400SS, son los materiales susceptibles de presentar este mecanismo de degradación.

La sulfidación es causada sobre todo por  $H_2S$  y otras especies reactivas de azufre como resultado de la descomposición térmica de compuestos de azufre a altas temperaturas. Algunos compuestos de azufre reaccionan con mayor facilidad para formar  $H_2S$  [12].

**2.4.3.12. Ampollamiento por hidrógeno:** el ampollamiento por hidrógeno es causado por el hidrógeno atómico que difunde dentro del acero y es favorecido por las inclusiones no metálicas dentro del mismo. Como ya se mencionó, el hidrógeno atómico penetra el metal combinándose y formando hidrógeno molecular el cual no puede escapar al exterior por medio de la difusión. La presión de expansión de la acumulación de hidrógeno gaseoso produce una separación en los componentes a través de la pared y se hace aparentemente como una ampolla en la superficie del metal. Las ampolladuras pueden variar en tamaño, desde pequeñas hasta grandes elevaciones en el metal. Incrementar el crecimiento de la ampolladura puede producir quebrantos en la superficie del metal, resultando un decrecimiento en la capacidad de retención de la presión en los equipos [11].

**2.4.3.13. Agrietamiento por cloruros:** el agrietamiento por cloruros a menudo ocurre en aceros inoxidable austeníticos expuestos a iones cloruros en medios acuosos. Sólo pequeñas cantidades de cloruro son requeridas en el rango de temperaturas entre 54°C a 79°C y pH bajos o presencia de oxígeno disuelto para que este tipo de agrietamiento ocurra. Los esfuerzos tensiles también deben estar presentes y a mayor esfuerzo menor es el tiempo de falla. El tipo de grieta frecuentemente es transgranular, aunque también puede presentarse intergranularmente. Si las variables se presentan correctamente todos los aceros inoxidable 18Cr- 8 Ni son susceptibles al agrietamiento por cloruros.

Los aceros inoxidable austeníticos se caracterizan por presentar agrietamientos en vapores condensados y aguas a altas temperaturas. Por

ello niveles de cloruro muy bajos pueden provocar agrietamientos, ésto hace sospechar que el agrietamiento sea causado por el cloro en lugar de por el agua.

Sin embargo, el agua o la humedad deben estar presentes para que el agrietamiento por cloruros se presente, observándose muy frecuentemente durante condiciones donde se alterna la humedad y el secado lo que promueve al agrietamiento por cloruro [11].

**2.4.3.14. Agrietamiento por cáustico (NaOH):** el agrietamiento por cáustico ocurre en aceros al carbono bajo esfuerzos tensiles y expuestos a cáustico, amina y soluciones carbonadas a temperaturas superiores a 66°C, 24°C y 38°C respectivamente. Este tipo de agrietamiento presenta grietas intergranulares rellenas de óxido, ocasionando fracturas frágiles.

El agrietamiento por cáustico también ocurre en aceros ferríticos y aceros inoxidable austeníticos. La presencia de esfuerzos tensiles residuales es uno de los mayores factores en el agrietamiento por cáustico, por lo tanto los tratamientos post – soldaduras (liberación de esfuerzos) se utiliza para proveer resistencia al agrietamiento. Concentraciones de cáustico de 50 ppm a 100 ppm son suficientes para causar este tipo de agrietamiento. Al igual que el agrietamiento por cloruro, las condiciones de humedad y secado alternas aceleran el agrietamiento por cáustico, debido a que el cáustico se hace más concentrado. Sin embargo, a diferencia del agrietamiento por cloruro, éste no requiere la presencia de oxígeno para que el agrietamiento se presente.

El NaOH es usado en refinerías para neutralizar ácidos. A temperatura ambiente éste puede ser manejado en equipos de acero al carbono. El acero al carbono también puede utilizarse en ambientes con soluciones cáusticas acuosas por encima de 66°C; sin embargo, para servicio de cáusticos por encima de los 66°C el acero al carbono debe realizársele tratamiento térmico post soldadura para evitar agrietamiento en el mismo.

Aceros inoxidables austeníticos, del tipo AISI 304 pueden utilizarse en servicios de cáusticos por encima de 93°C y se requieren aleaciones de níquel para servicios a altas temperaturas.

El cáustico diluido (3% a 6% en solución acuosa) es normalmente inyectado en caliente al crudo desalado para neutralizar cualquier remanente de cloruro de hidrógeno. Cuando el cáustico diluido es apropiadamente dispersado en el crudo caliente, se deben evitar lagunas de cáustico a lo largo del fondo de la tubería donde el contacto con pequeñas cantidades de cáustico puede causar severos ataques de corrosión. También cuando se utiliza cáustico concentrado pueden ocurrir severos ataques de corrosión sólo aguas abajo del punto de inyección [11].

## **2.5. VELOCIDAD DE CORROSIÓN**

La velocidad de corrosión de un material determina si se puede utilizar o no en un ambiente de servicio particular. La velocidad de corrosión está expresada en: (mpy) o (mm/año) milésimas de pulgadas de penetración por año o milímetros de penetración por año, respectivamente. Se considera

aceptable para servicios continuos una velocidad de corrosión por debajo de 5 mpy [11].

## 2.6. VIDA REMANENTE

Es el tiempo disponible útil de la tubería o equipo, sin comprometer su integridad mecánica. Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación [13]:

$$V_r = \frac{E_{medido} - E_{retiro}}{V_c} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

$V_r$ : Vida remanente (años).

$E_{medido}$ : Espesor medido actualmente (pulg).

$E_{retiro}$ : Espesor de retiro (pulg).

$V_c$ : Velocidad de corrosión (pulg/años).

## 2.7. 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. La siguiente ecuación permite calcular el espesor de retiro de una tubería o equipo [14]:

$$E_{retiro} = \frac{Pd * D_{ext}}{2 * S * E} + CA \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

$Pd$ : Presión de diseño de la tubería (psig).

Dext: Diámetro externo de la tubería (pulg).

S: Esfuerzo mínimo permitido por el material (psig).

E: Eficiencia de junta (adimensional).

CA: Corrosión permitida del material (pulg).

## **2.8. SILCO**

Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO) es una filosofía de trabajo que integra las metodologías de lazos de corrosión e inspección basada en riesgo (RBI) con el sistema de inspección en marcha (SIEM) 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, entre otros) 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 u otros mecanismos de deterioro en los equipos y líneas contenidos dentro de un lazo, mediante el monitoreo continuo [15].

El Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO) consta de dos partes:

- Diseño y aplicación de los planes selectivos de inspección, que comprende el análisis de los lazos de corrosión, evaluando el riesgo en cada lazo por medio de un análisis de criticidad o inspección basada en riesgo (RBI) definiendo el plan selectivo de inspección. En la aplicación se llevan a cabo las inspecciones de las líneas y equipos estáticos críticos de la planta o instalaciones por parte de la sección

de inspección de equipos o por contratación. Luego los datos obtenidos se registran y almacenan en el sistema computarizado SILCO, el cual transforma los resultados de las inspecciones en indicadores que permiten determinar la vida útil, la velocidad de corrosión, frecuencia de inspección, vida remanente, entre otros, 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.

- El monitoreo continuo de las variables operaciones (ventana SILCO), seleccionadas mediante un estudio de corrosión, que inciden directamente en la degradación de equipos y líneas correspondiente a cada lazo [15].

### **2.8.1. Objetivos del SILCO**

Alertar tempranamente las desviaciones de las variables operacionales y las condiciones de la integridad mecánica de las líneas de procesos y equipos críticos, para evitar fallas potenciales que impactan la confiabilidad operacional de las instalaciones o plantas [15].

Entre los objetivos específicos se tienen los siguientes:

- Mantener el monitoreo de las variables operacionales.
- Ejecutar el programa de inspecciones, tanto en régimen por condición como en régimen por frecuencia.

- Actualizar el programa de inspecciones, tanto en régimen por condición como en régimen por frecuencia.
- Dar alerta temprana al equipo natural de trabajo (mantenimiento, procesos, inspección, planta) de las desviaciones detectadas en las variables operacionales.
- Generar planes selectivos de inspección en las instalaciones afectadas por las variaciones de dichas variables.
- Detectar y analizar los cambios de diseño actual que puedan incidir en zonas no controladas y que requieran el establecimiento de nuevos puntos de control, y proveer de insumos para la elaboración de los alcances de las paradas de plantas programadas, así como el mantenimiento de rutina.
- Generar un informe gerencial mensual donde se especifiquen las desviaciones detectadas y recomendaciones emitidas para mantener la disponibilidad de las plantas, así como el seguimiento a las acciones planificadas en el módulo de frecuencia.

### **2.8.2. Alcance del SILCO**

SILCO abarca inspecciones por criticidad y por frecuencias determinadas en los lazos de corrosión, así como también el monitoreo de las variables de operación en lazos, de plantas definidas por su riesgo [15].

En el caso de inspecciones por criticidad, SILCO cubre las líneas y equipos de proceso que manejan servicios críticos como: hidrocarburos con

altas temperaturas y tuberías con productos corrosivos (o mezcla de ellos con productos no corrosivos).

En el caso de las inspecciones por frecuencia, SILCO incluye:

- Tuberías de proceso que tengan recubrimientos internos metálicos y no metálicos.
- Tuberías de servicios (aire, agua, instrumentación, vapor, nitrógeno).
- Tuberías fuera de las áreas de procesos.
- Oleoductos.
- Sistemas de tuberías en muelles.
- Sistema de agua contra incendio.
- Válvulas de seguridad.
- Soldaduras en tuberías con servicios críticos (susceptibles a corrosión bajo tensión SCC).

### **2.8.3. Lazos de corrosión (LC)**

Es una metodología dinámica aplicable a recipientes y tuberías basadas en criticidad, que permite predecir y prevenir la ocurrencia de fallas y optimizar los planes de inspección y mantenimiento, así como de proceso y operación.

La metodología busca seccionar la planta en lazos o bloques que posean similares características en cuanto a: condiciones de operación, mecanismos de degradación y materiales de construcción [15].

#### **2.8.3.1. Estructura de los lazos de corrosión**

Los lazos de corrosión deben estar formados con las siguientes características:

- Materiales de construcción similares

Los materiales de construcción de los equipos deben ser similares para obtener mecanismos de degradación semejantes.

- ✓ Las tuberías deben tener especificaciones similares.
- ✓ Los equipos deben tener materiales comparables.
- ✓ El material de los equipos deben ser similares al de las tuberías.

- Condiciones de operación similares

Las condiciones de operación deben cumplirse según lo indicado en la ventana operacional (ventana SILCO). Lo que indica que dentro de un lazo se debe cumplir:

- ✓ Las temperaturas deben estar en el mismo intervalo con respecto al fenómeno de corrosión.
- ✓ Los químicos o contaminantes deben ser los mismos.
- ✓ Las reacciones posibles deben ser las mismas.

- ✓ Los límites puestos en la ventana operacional para la corrosión deben ser los mismos.
- Mecanismos de degradación comunes

Los mecanismos de degradación deben ser comunes dentro de un mismo lazo. Lo que implica:

- ✓ Las especies corrosivas deben ser las mismas para cada uno de los lazos, para que puedan ocurrir reacciones similares.
- ✓ La temperatura debe estar en un intervalo en el cual no ocurra cambios en el fenómeno de corrosión.

#### **2.8.4. Inspección basada en riesgo (RBI)**

El objetivo de la Inspección Basada en Riesgo (RBI), RBI por sus siglas en inglés, es determinar cuál es el incidente que puede ocurrir (consecuencia) en la falla de un equipo, y la probabilidad de que este incidente pudiera ocurrir. Por ejemplo: si un recipiente a presión está sujeto al deterioro debido a una corrosión bajo aislamiento por una fuga, las distintas consecuencias que pudiera ocurrir son:

- Liberación de algún químico tóxico que pudiera atraer problemas de salud.
- Deterioro al medio ambiente debido al derramamiento.
- Nubes de vapor que pueden inyectarse causando daños a los equipos.

- Forzar el detenimiento del equipo provocando un impacto económico.

La combinación de la probabilidad de estos u otros eventos con su consecuencia, determinará el riesgo de la operación. Algunas fallas pueden ocurrir frecuentemente, pero sin una consecuencia negativa significativa al medio ambiente o algún impacto económico. Similarmente, algunas fallas tiene una consecuencia potencialmente negativas, pero la probabilidad de que ocurra es muy baja, lo que implica que el riesgo no produzca una acción inmediata. Sin embargo, si la probabilidad y la consecuencia (riesgo) es lo suficientemente alta como para ser inaceptable, entonces las acciones preventivas para el evento es recomendada.

La metodología del RBI va más allá de los tradicionales métodos de inspección conocidos, ya que clasifica la gravedad del daño con las técnicas de inspección requeridas.

Los propósitos de la metodología RBI son los siguientes:

- Proporcionar la capacidad de definir y medir el riesgo, creando una herramienta de gran alcance para manejar muchos de los elementos importantes de un plan de proceso.
- Permitir que la gerencia revise los riesgos de seguridad, ambientales y de interrupción del negocio de una manera integrada y rentable.
- Reducir sistemáticamente la probabilidad de falla a través de un mejor uso de los recursos de mantenimiento e inspección.

- Identificar las áreas de alta consecuencia que se pueden utilizar para las modificaciones de la planta o instalación de sistemas de seguridad que permitan reducir el riesgo (mitigación del riesgo).

Los riesgos son presentados en una matriz de 5X5, donde el eje vertical representa a las probabilidades de falla y en el eje horizontal las consecuencias. Ver figura 2.8.

Teniendo identificado los mecanismos de fallas y el apropiado factor de riesgo, se establece los niveles de confianza (tablas de eficacia) para el registro de inspecciones, actividades y las rutinas de inspección requeridas. Como principal producto del análisis del RBI es un plan de inspección para cada elemento evaluado. Para los riesgos considerados inaceptables, el plan de inspección describe las acciones para la mitigación recomendadas para reducir el riesgo a un nivel aceptable.

<b>SUSCEPTIBILIDAD</b>	<b>5</b>				<b>I</b>	
	<b>4</b>			<b>II</b>		
	<b>3</b>			<b>III</b>		
	<b>2</b>		<b>IV</b>			
	<b>1</b>	<b>V</b>				
		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>
		<b>CONSECUENCIA</b>				

**Figura 2.8** Matriz de Inspección Basada en Riesgo (RBI).

**Fuente:** Norma API 580 [16].

### **2.8.5. 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 los datos obtenidos de los valores de medición de espesores de las líneas que pertenecen a una instalación o planta, la cual se lleva a cabo con el empleo de ensayos no destructivos: ultrasonido, que indica el espesor de las tuberías de manera sencilla [15].

### **2.8.6. Ventana SILCO**

Es la representación tabulada de los parámetros claves de los procesos de operación de cada uno de los lazos de corrosión, que están relacionados directamente con la degradación de las líneas y equipos estáticos que forman parte de la planta. En la realización de esta ventana, se establece un rango máximo y mínimo de las variables operacionales, que deben mantenerse para que no se originen mecanismos de corrosión en dichos lazos. Esta ventana está formada por las variables y parámetros a monitorear, el lugar donde se deben medir estas variables o parámetros, la frecuencia de medición, la unidad del parámetro o variable a medir, el valor máximo y mínimo de ésta, y por último las observaciones, la razón de este monitoreo [15].

## **CAPÍTULO III**

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

#### **3.1. GENERALIDADES**

En el desarrollo del proyecto se explicarán las actividades realizadas en cada etapa y las técnicas utilizadas para el alcance de los objetivos planteados, de tal manera de poder analizar la influencia de las variables operacionales y los factores que generan la corrosión en las líneas y equipos estáticos de la planta. Seguidamente, con toda la información recopilada se elaboró el manual SILCO a la unidad de Destilación Atmosférica y Vacío del Mejorador Refinación Oriente (PDVSA). A continuación se presentan las etapas de acuerdo a la secuencia de las actividades realizadas en el proyecto.

#### **3.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

Para la ejecución de este proyecto se realizó una serie de actividades orientadas a la búsqueda y recopilación de información relacionada con los fundamentos teóricos y definiciones que enmarcan el estudio, para lo cual se revisaron textos, manuales, tesis, los diagramas de instrumentación y tuberías [Piping and Instrument Diagram (P&ID)], los diagramas de flujo de proceso [Process Flow Diagram (PFD)] de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, los cuales se pueden observar en el apéndice B. Además de los planos isométricos de las líneas, catálogos mecánicos de los equipos y entrevistas con el personal de operaciones de control de corrosión.

### **3.3. FORMULACIÓN DE LAZOS DE CORROSIÓN**

Luego de identificar los distintos componentes y las etapas del proceso de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, las partes fueron clasificadas y se organizaron en varios circuitos de líneas de procesos y equipos estáticos. Esta clasificación se hizo determinando los materiales de construcción, las condiciones operacionales y de diseño, el historial de fallas y los planos isométricos. Después de este estudio se formularon los lazos de corrosión de la unidad, asegurándose que éstos cumplieran con características similares en cuanto a condiciones de operación (presión, temperatura, servicio) y materiales de construcción para pertenecer a un mismo lazo.

Todos los lazos de corrosión contienen información acerca de las condiciones de operación (presión y temperatura) de los procesos que se manejan en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, el historial de fallas de las líneas y equipos, las especificaciones de los equipos estáticos y las líneas de proceso que conforman cada lazo.

En el historial de fallas, se encuentra la información relacionada a los problemas de corrosión que han presentado las líneas y equipos estáticos de cada lazo de corrosión.

Las especificaciones de las líneas de cada lazo, contiene información del número de identificación de las líneas de proceso, el diámetro de la tubería, el origen, el destino, el tipo de servicio que manejan cada una de ellas y el material de fabricación.

En las especificaciones de los equipos estáticos se presenta información acerca del componente que forma parte de cada equipo, material de fabricación y las condiciones de operación y de diseño de cada equipo. La información de todos los equipos se obtuvo mediante la consulta a las hojas de datos (Data Sheet) de la planta.

Toda la información correspondiente al proceso de las líneas y equipos, fue suministrada por el Departamento de Inspección del Mejorador Refinación Oriente.

### **3.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE CORROSIÓN**

Una vez formulados los lazos de corrosión en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío se procedió a la identificación de los mecanismos de corrosión que existen o pueden presentarse en las líneas de proceso y equipos estáticos de cada uno de los lazos.

La identificación de los mecanismos de degradación se fundamentó en lo establecido en la norma internacional y otros documentos:

- API-571 Mecanismos de Daños que Afectan Equipos Estáticos en la Industria de la Refinación “Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”.
- Textos especializados para determinar los mecanismos de corrosión en cada uno de los lazos formulados.

- Trabajos previos [18,19], documentos [20] y programas de inspección disponibles en la empresa [21].

Es importante resaltar que para identificar los mecanismos de degradación que podrían afectar esta planta, la identificación se basó fundamentalmente en las variables de proceso y laboratorio (KPPL) que afectan la integridad mecánica de las líneas y equipos estáticos. Dichas variables se encuentran reportadas en el apéndice E. También sirvió como apoyo el diagrama de proceso que proporciona la norma API 571 sobre los mecanismos de degradación para la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, así como se muestra en la figura 4.10 del capítulo IV.

Estos documentos proporcionaron la información necesaria para ayudar a identificar las causas probables del daño e introducen los conceptos de los servicios que inducen la degradación y el modo de falla en recipientes a presión, tuberías y sistemas. La Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío puede ser susceptible de presentar los mecanismos de corrosión reportados en estudios previos [18, 19 y 20] realizados en la unidad 11, los cuales se listan a continuación:

- Corrosión por picadura.
- Corrosión bajo depósito.
- Ampollamiento y agrietamiento por hidrógeno.
- Erosión – corrosión.
- Corrosión por ácidos nafténicos.
- Sulfidación.
- Agrietamiento por cloruros.
- Agrietamiento por cáustico (NaOH).

- Oxidación.
- Termofluencia (Creep).
- Corrosión por ácido clorhídrico (HCl).

### **3.5. ELABORACIÓN DE LA VENTANA SILCO**

Después de estudiar y analizar las condiciones del proceso de la Unidad de Destilación Atmosférica/Vacío y de los mecanismos de corrosión que se encuentran presentes en esta planta, se llevó a cabo la elaboración de la ventana SILCO, la cual consistió en una tabla para cada lazo de corrosión formulado, donde se tabularon todas las variables que influyen en la corrosión interna de las líneas y equipos estáticos que conforman el lazo. En la ventana SILCO se monitorean las variables que propician la corrosión, para así prevenir los fenómenos de corrosión en la planta. Para el monitoreo de las variables se requiere que el proceso sea continuo, para lograr visualizar el cambio del rango de las mismas.

Cabe resaltar que para realizar esta ventana se basó en las investigaciones y publicaciones realizadas en la norma internacional API-571, adicionalmente de los datos disponibles en el histórico del Departamento de Inspección. En consecuencia, se encontraron los parámetros o variables que afectan directamente la corrosión interna de la planta, las cuales ocasionan fallas en las líneas y equipos estáticos de los lazos de corrosión formulados. Estas variables aquí halladas, podrán ser monitoreadas durante el proceso de la planta, empleando la ventana SILCO de cada lazo de corrosión, donde se tabularon los rangos permisibles de los parámetros, y en caso de sobrepasar los límites permitidos, se controlarán,

evitando así la corrosión interna en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío.

### 3.6. JERARQUIZACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN

Para la jerarquización se tomó información existente en la empresa referida a todas las líneas y equipos pertenecientes a la Unidad 11. Ésta información proviene de un estudio de inspección basada en riesgo (RBI, por sus siglas en inglés) para conocer el nivel de riesgo, así como también identificar los que necesitan prioridad de inspección. Este estudio [20] fue realizado mediante un procedimiento propio del Mejorador Refinación Oriente, denominado **PI-INS-038**, fundamentado en la norma API 581. El citado procedimiento se exhibe en el apéndice D.

La inspección basada en riesgo (RBI) define el riesgo de operación de un equipo o tubería como la combinación de dos términos separados: la susceptibilidad a la falla y la consecuencia de la falla. El resultado de este análisis es reflejado en una matriz cinco por cinco. La primera parte se basa en el análisis de la susceptibilidad, para ello se estudian los mecanismos de degradación presentes en la Unidad 11, y se ponderan mediante la utilización de parámetros tales como: cantidad de mecanismos, velocidad de corrosión, tipo de corrosión, tipo de agrietamiento e historial de fallas; conllevando ésto, a asociar a cada equipo y tubería a un valor de susceptibilidad en un rango del 1 al 5. De manera análoga se evaluó la consecuencia de la falla, para ello se tomaron en cuenta los siguientes parámetros: flexibilidad operacional, impacto de la falla, costos de reparación y peligrosidad del fluido; traduciéndose ésto, a un valor de la A a la E. La combinación de estos dos parámetros asocia a cada equipo y tubería un

nivel de riesgo RBI. Se establecieron cinco niveles de riesgo, que van desde un Nivel I (nivel más crítico) hasta un Nivel V (nivel menos crítico).

Los datos obtenidos en el estudio de RBI existente en la empresa, permitió jerarquizar las líneas y equipos estáticos de los lazos de corrosión formulados según el nivel de riesgo, así como el intervalo máximo de inspección.

A continuación en la figura 3.1 se muestra un dibujo esquemático de la hoja de distribución de Nivel RBI. En ésta se refleja la cantidad de tuberías, equipos o secciones de los mismos según sea el caso, que pertenecen a cada nivel de RBI, así como el intervalo máximo de inspección que establece la norma para cada nivel.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
3													
4													
5	<b>MATRIZ IBR</b>												
6	<b>SUSCEPTIBILIDAD</b>	5								<b>NIVEL</b>	<b>INTERVALO MÁXIMO DE INSPECCIÓN</b>	<b>CANTIDAD DE LINEAS</b>	<b>%</b>
7		4								<b>NIVEL I (INSPECCIÓN REQUERIDA)</b>	<b>3 AÑOS</b>	<b>29</b>	<b>0,5</b>
8		3								<b>NIVEL II (INSPECCIÓN DESEADA)</b>	<b>5 AÑOS</b>	<b>322</b>	<b>5,6</b>
9		2								<b>NIVEL III</b>	<b>10 AÑOS</b>	<b>5027</b>	<b>87,8</b>
10		1								<b>NIVEL IV</b>	<b>15 AÑOS</b>	<b>1</b>	<b>0,02</b>
11		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>				<b>NIVEL V</b>	<b>20 AÑOS</b>	<b>349</b>	<b>6,1</b>
12		<b>CONSECUENCIA</b>								<b>SUMATORIA</b>		<b>5728</b>	
13													
14										<a href="#">GRAFICO</a>			
15													
16													

**Figura 3.1.** Hoja de distribución de nivel de riesgo RBI [20].

### **3.7. REALIZACIÓN DEL MANUAL DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y LAZOS DE CORROSIÓN (SILCO) DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO EN EL MEJORADOR REFINACIÓN ORIENTE (PDVSA)**

Con la información recopilada descrita en las etapas anteriores, se redactó el manual SILCO de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, formando así una base de datos del Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO) de esta planta, para servir como apoyo para el personal de control de corrosión y personal SILCO, para una futura implementación de este sistema.

En este manual SILCO se introdujo la información de los lazos de corrosión, su respectivo alcance, descripción del proceso, mecanismos de corrosión, información de líneas y equipos estáticos, historiales de fallas, ventana SILCO, y por último un diagrama simplificado del lazo.

Con este manual se espera hacer un aporte cuyo contenido contribuya a minimizar fallas o prevenir problemas de corrosión en las líneas y equipos estáticos de esta planta, mediante el seguimiento de las variables que propician los mecanismos de degradación; además se espera mejorar la inspección de las líneas y equipos pertenecientes a la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío en el Mejorador Refinación Oriente (PDVSA).

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.1. LAZOS DE CORROSIÓN FORMULADOS

Como se indicó anteriormente, una vez realizada la recopilación y análisis de información de las condiciones de operación y de diseño, material de fabricación, del historial de fallas, diagrama de flujo del proceso, mecanismos de degradación de las líneas y equipos estáticos de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, se formularon los lazos de corrosión que pertenecen a esta unidad, siguiendo los criterios establecidos en el capítulo III, sección 3.2. Resultaron ocho (8) lazos de corrosión, especificados en la tabla 4.1:

**Tabla 4.1.** Lazos de corrosión de la Unidad 11.

LAZOS DE CORROSIÓN
No. 1: Primer tren de precalentamiento
No. 2: Segundo tren de precalentamiento
No. 3: Horno atmosférico, línea de transferencia, columna de destilación atmosférica – corrientes de residuo largo y destilado
No. 4: Tope de la columna atmosférica
No. 5: Horno de vacío, línea de transferencia, columna de destilación al vacío – corriente de residuo corto
No. 6: Cortes de gasoil (HVGO y LVGO) de la columna de vacío
No. 7: Tope de la columna de vacío
No. 8: Sistemas de aguas agrias

Fuente: Propia.

#### **4.1.1. Lazo de corrosión No. 1: Primer tren de precalentamiento**

Este lazo comprende desde la alimentación de crudo a la planta, seguido por la zona de precalentamiento de la carga hasta los desaladores.

El crudo Zuata diluido hasta 17° API a una temperatura de 37°C es enviado desde los tanques de almacenamiento 05T101 A/B a la Unidad de Destilación Atmosférica por medio de las bombas 05P101 A/B/S hacia los intercambiadores de precalentamiento, donde intercambia calor con los productos y reflujo de las torres de destilación atmosférica y vacío, y de la torre fraccionadora de la unidad de coquificación retardada, según la siguiente secuencia: 01E101, 01E102, 01E103, 01E104, 01E105, 01E106 (todos en serie), hasta una temperatura de 149°C, como se aprecia en la figura 4.1. Antes de entrar al cuarto intercambiador (01E104) se introduce a la corriente una determinada cantidad de agua con el fin de diluir las sales para su posterior remoción en los desaladores. Luego del sexto intercambiador (01E106) el flujo pasa a los recipientes desaladores 01V101, 01V102, 01V103, 01V104.

El material de fabricación de las líneas y equipos estáticos de este lazo de corrosión es de acero al carbono (CS por sus siglas en inglés). En la figura 4.1 se muestra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 1. Las tablas 4.2 y 4.3 presentan la información de los equipos y líneas de procesos del lazo No. 1, respectivamente.

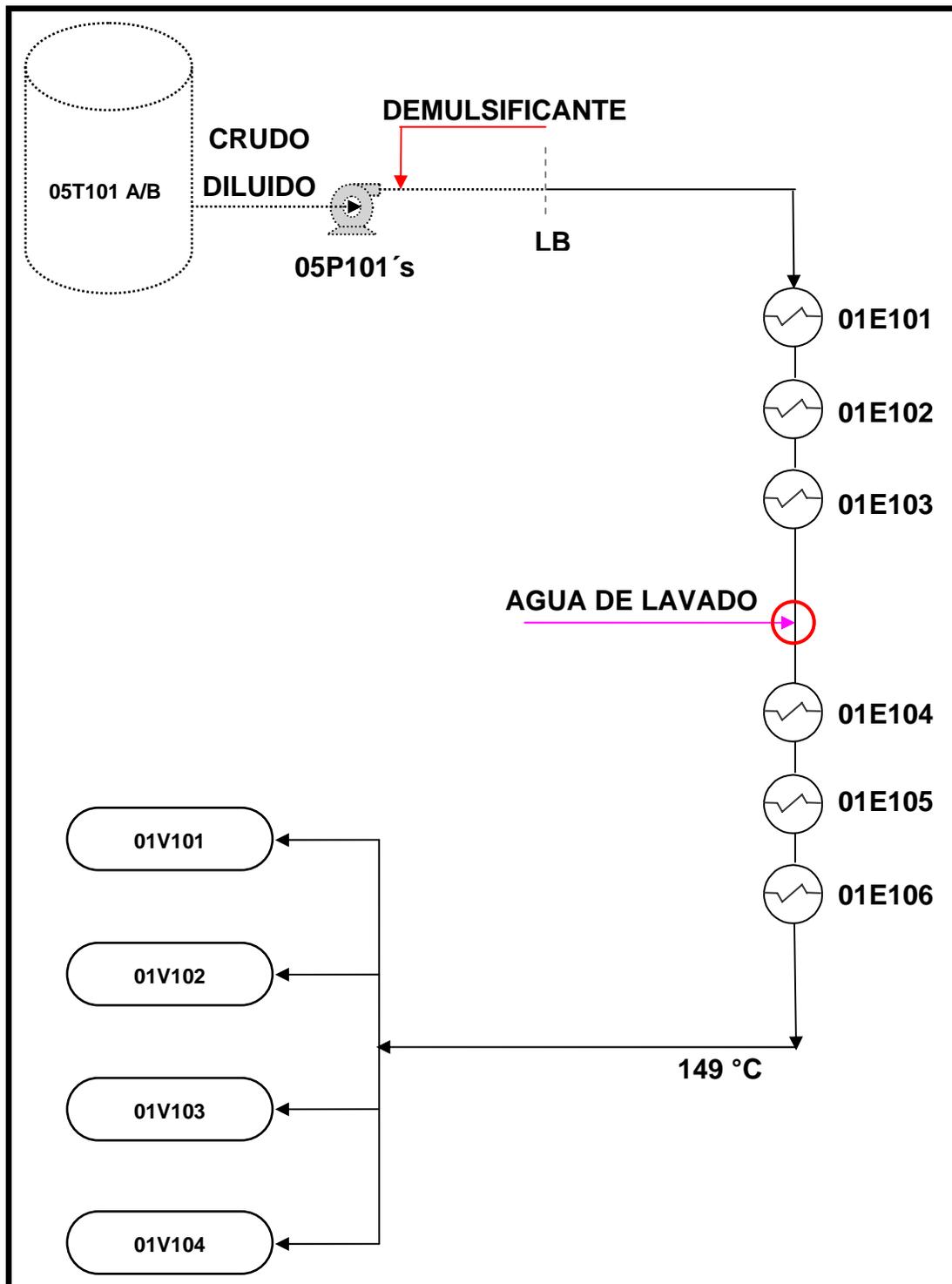


Figura 4.1. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 1.

Fuente: Propia.

**Tabla 4.2.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 1

EQUIPO	Componente	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01E101	CASCO	360 PSIG @ 60°C	496 PSIG @ 120°C	CS
01E102	CASCO	346 PSIG @ 98°C	496 PSIG @ 130°C	CS
01E103	CASCO	325 PSIG @ 109°C	496 PSIG @ 140°C	CS
01E104	CASCO	311 PSIG @ 125°C	496 PSIG @ 155°C	CS
01E105	CASCO	311 PSIG @ 138°C	496 PSIG @ 170°C	CS
01E106	CASCO	296 PSIG @ 149°C	496 PSIG @ 180°C	CS
01V101	CASCO	173 PSIG @ 146°C	218 PSIG @ 175°C	CS
01V102	CASCO	173 PSIG @ 146°C	218 PSIG @ 175°C	CS
01V103	CASCO	173 PSIG @ 146°C	218 PSIG @ 175°C	CS
01V104	CASCO	173 PSIG @ 146°C	218 PSIG @ 175°C	CS

**Tabla 4.3.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 1

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
P11254	24/14	05P101's	01E101	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11000	24/14	01E101	01E102	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11001	24/14	01E102	01E103	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11002	24/14	01E103	01E104	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11003	24/14	01E104	01E105	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11004	24/14	01E105	01E106	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11005	24/16/10	01E106	01V101	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11006	10	16P11005	01V102	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11011	10	16P11005	01V103	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11012	10	16P11005	01V104	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11255	4	P11254	UNIDAD 12	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11270	24	P11005	P11007	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"
P11271	20	P11270	P11017	CRUDO DILUIDO	CS 1/16"

Como se puede observar de las tablas anteriores, el material de las líneas y equipos estáticos que pertenecen al lazo 1 es acero al carbono. Las condiciones de operación de los servicios que manejan las líneas de proceso y lo equipos estáticos se encuentran dentro del rango permisible de diseño para éste lazo (tablas 4.2 y 4.3), sin embargo este material en combinación con las condiciones de operación ocasionan que en el lazo de corrosión No.1 que representa la entrada del crudo a la planta y la desalación del mismo constituido solamente por acero al carbono, pueda ser susceptible de presentar distintos mecanismos de corrosión, los cuales se explican en la sección 4.2 concerniente a los mecanismos de corrosión.

#### **4.1.2. Lazo de corrosión No. 2: Segundo tren de precalentamiento**

Este lazo comprende la corriente de crudo desalado descargado por las bombas 01P101 A/S hacia el segundo tren de precalentamiento, hasta el horno 01F101.

El crudo desalado proveniente de los desaladores, es succionado a una temperatura de 146°C por las bombas 01P101 A/S hacia el tren de precalentamiento de post-desalación, donde intercambia calor con los productos y reflujos de las torres de destilación atmosférica y vacío, y de la torre fraccionadora de la unidad de coquificación retardada, según la siguiente secuencia: 01E107, 01E108 A/B/C/D, 01E109 A/B/C/D, 01E110, 01E111, 01E112 A/B, 01E113, 01E114, 01E115 A/B/C/D y 01E116 A/B, desde donde el crudo sale a una temperatura de 288°C al horno 01F101, como se aprecia en la figura 4.2.

Es de interés destacar que en la línea de succión de las bombas se inyecta una dosis determinada de cáustico (NaOH) el cual forma parte del tratamiento anticorrosivo del sistema de cabecera de la torre de destilación.

Los materiales utilizados en este lazo son acero al carbono y acero inoxidable tipo 317L (1/16" y 20 mils de corrosión permisible en tuberías, respectivamente) dependiendo de la temperatura de operación. En la figura 4.2 se ilustra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 2. Las tablas 4.4 y 4.5 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 2, respectivamente.

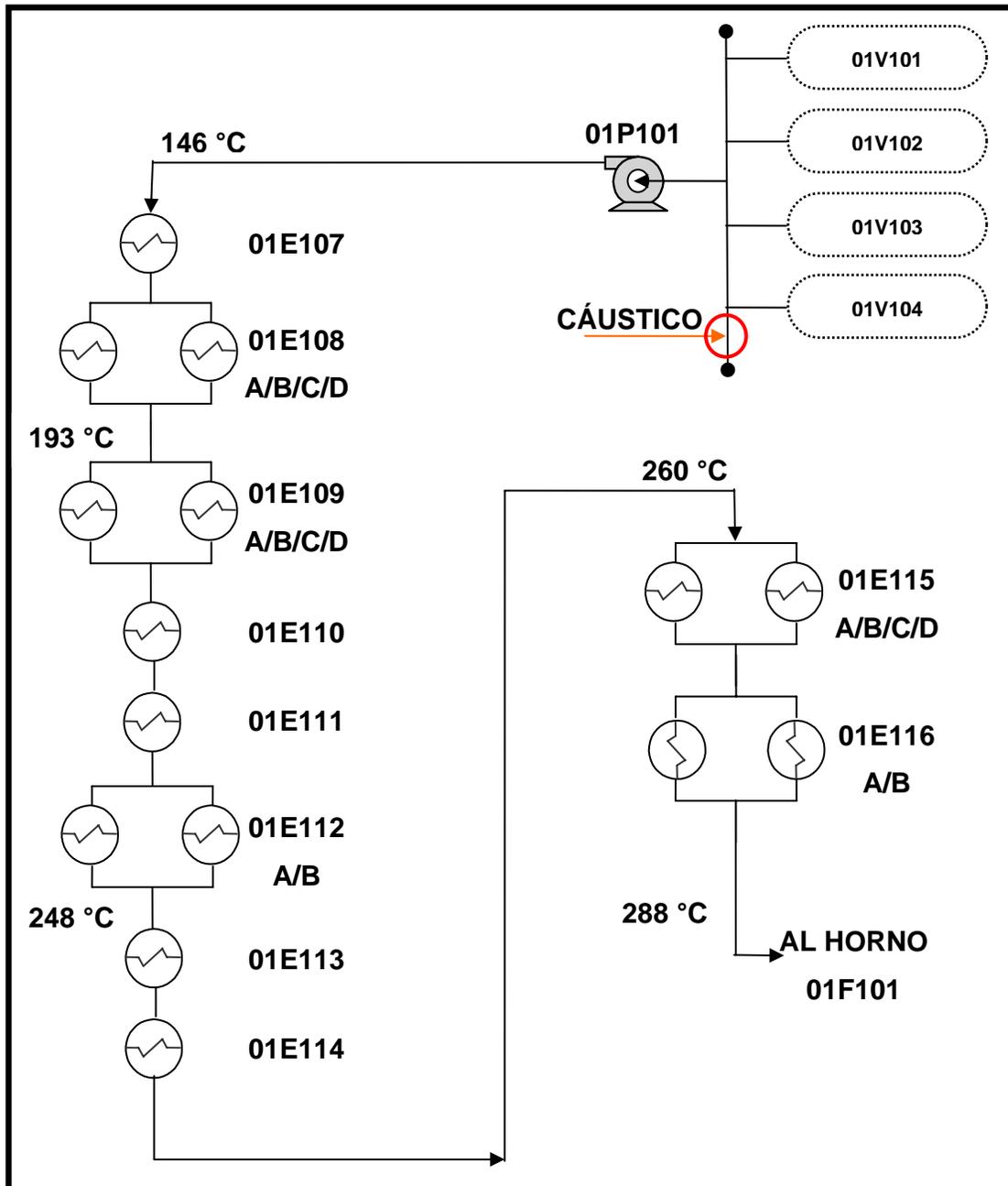


Figura 4.2. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 2.

Fuente: Propia.

**Tabla 4.4.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 2

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01E107	CASCO	421 PSIG @ 162 °C	595 PSIG @ 190 °C	CS
01E108 A/B/C/D	CASCO	406 PSIG @ 193 °C	579 PSIG @ 220 °C	CS
01E109 A/B/C/D	CASCO	363 PSIG @ 227 °C	579 PSIG @ 255 °C	CS
01E110	CASCO	334 PSIG @ 234 °C	579 PSIG @ 265 °C	CS
01E111	CASCO	320 PSIG @ 240 °C	579 PSIG @ 270 °C	CS (317L CLAD)
01E112 A/B	CASCO	305 PSIG @ 248 °C	579 PSIG @ 275 °C	CS (317L CLAD)
01E113	CASCO	291 PSIG @ 254 °C	579 PSIG @ 285 °C	CS (317L CLAD)
01E114	CASCO	276 PSIG @ 260 °C	579 PSIG @ 290 °C	CS (317L CLAD)
01E115 A/B/C/D	CASCO	262 PSIG @ 279 °C	579 PSIG @ 310 °C	CS (317L CLAD)
01E116 A/B	TUBOS	250 PSIG @ 288 °C	579 PSIG @ 370 °C	317L

**Tabla 4.5.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 2

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11055	4	01P101A	P11017	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11056	4	01P101S	P11017	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11007	24/20/18/14	01V101	01P101's	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11008	10	01V102	24P11007	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11013	10	01V103	24P11007	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11014	10	01V104	24P11007	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11084	6	P11007	P11041	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11017	20/18/14	01P101's	01E107	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11018	20/16/12	01E107	01E108's	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11019	20/16/12	01E108's	01E109's	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11020	20/16/14	01E109's	01E110	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11492	2	P11020	P11053	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11021	20/14	01E110	01E111	CRUDO DESALADO	CS 1/16"
P11022	20/16/12	01E111	01E112's	CRUDO DESALADO	317L
P11023	20/16/12	01E112's	01E113	CRUDO DESALADO	317L
P11024	20/16/14	01E113	01E114	CRUDO DESALADO	317L

**Tabla 4.5.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 2 (continuación)

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11025	20/16/12	01E114	01E115's	CRUDO DESALADO	317L
P11026	20/16/14/12	01E115's	01E116's	CRUDO DESALADO	317L
P11027	20/14	01E116's	01F101	CRUDO DESALADO	317L

El lazo de corrosión No.2 que comprende la corriente de crudo desalado hacia el segundo tren de precalentamiento constituido por acero al carbono en los cascos de los intercambiadores, exceptuando los tubos del intercambiador 01E116A/B de acero inoxidable 317L y el casco de los intercambiadores 01E111, 01E112A/B, 01E113, 01E114 y 01E115A/B/C/D de acero al carbono con un recubrimiento de 317L, para los equipos y líneas que utilicen acero al carbono son susceptibles de presentar los mismos mecanismos de degradación que el lazo 1, sin embargo en los equipos y líneas que utilicen acero inoxidable en combinación con las temperaturas de operación que superan los 170°C, podrían ocasionar corrosión por ácidos nafténicos y sulfidación.

#### **4.1.3. Lazo de corrosión No. 3: Horno atmosférico, línea de transferencia, columna de destilación atmosférica – corrientes de residuo largo y destilado**

Este lazo comprende el horno 01F101, la línea de transferencia a la columna 01C101, y las corrientes de Destilado y Residuo Largo provenientes de la zona media y del fondo de la torre, hasta el horno 01F102.

El crudo desalado entra al horno 01F101 a una temperatura de 288°C donde recibe el calor necesario para aumentar su temperatura hasta 373°C y ser transferido a la columna 01C101.

El corte de Destilado es retirado de la columna a una temperatura de 264°C por medio de las bombas de recirculación 01P104 A/S a los intercambiadores de precalentamiento 01E109's, 01E107 y 01E102 donde intercambia calor con el crudo diluido para enfriarse hasta una temperatura de 162°C. Entonces, una parte del flujo de Destilado es usado para la mezcla de gasóleo y otra cantidad es retornada a la columna atmosférica.

El líquido proveniente de la zona de vaporización instantánea es despojado con vapor de agua en la sección inferior de la columna 01C101. Una vez despojado, sale por el fondo de la torre como fondo atmosférico o crudo residuo (Residuo Largo), succionado por las bombas 01P102 A/S. Una porción del residuo largo es mezclada con Destilado, corriente que es enviada a los intercambiadores 01E114 y 01E104, donde intercambia calor con el crudo diluido hasta una temperatura de 162°C. Seguidamente es circulada por el Enfriador 01 EA131 A-E antes de ser enviada al tanque de almacenaje de Residuo Largo 05T102. La mayor parte del Residuo Largo, es enviado al horno de carga de la columna de vacío (01F-102) constituyendo la alimentación de esta unidad.

Los materiales utilizados en este lazo son acero al carbono y principalmente el acero inoxidable tipo 317L (1/16" y 20 mils de corrosión permisible en tuberías, respectivamente). Los tubos del horno son de acero inoxidable tipo 317 con un espesor de corrosión permisible de 50 mils. En la figura 4.3 se ilustra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 3. Las tablas 4.6 y 4.7 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 3, respectivamente.

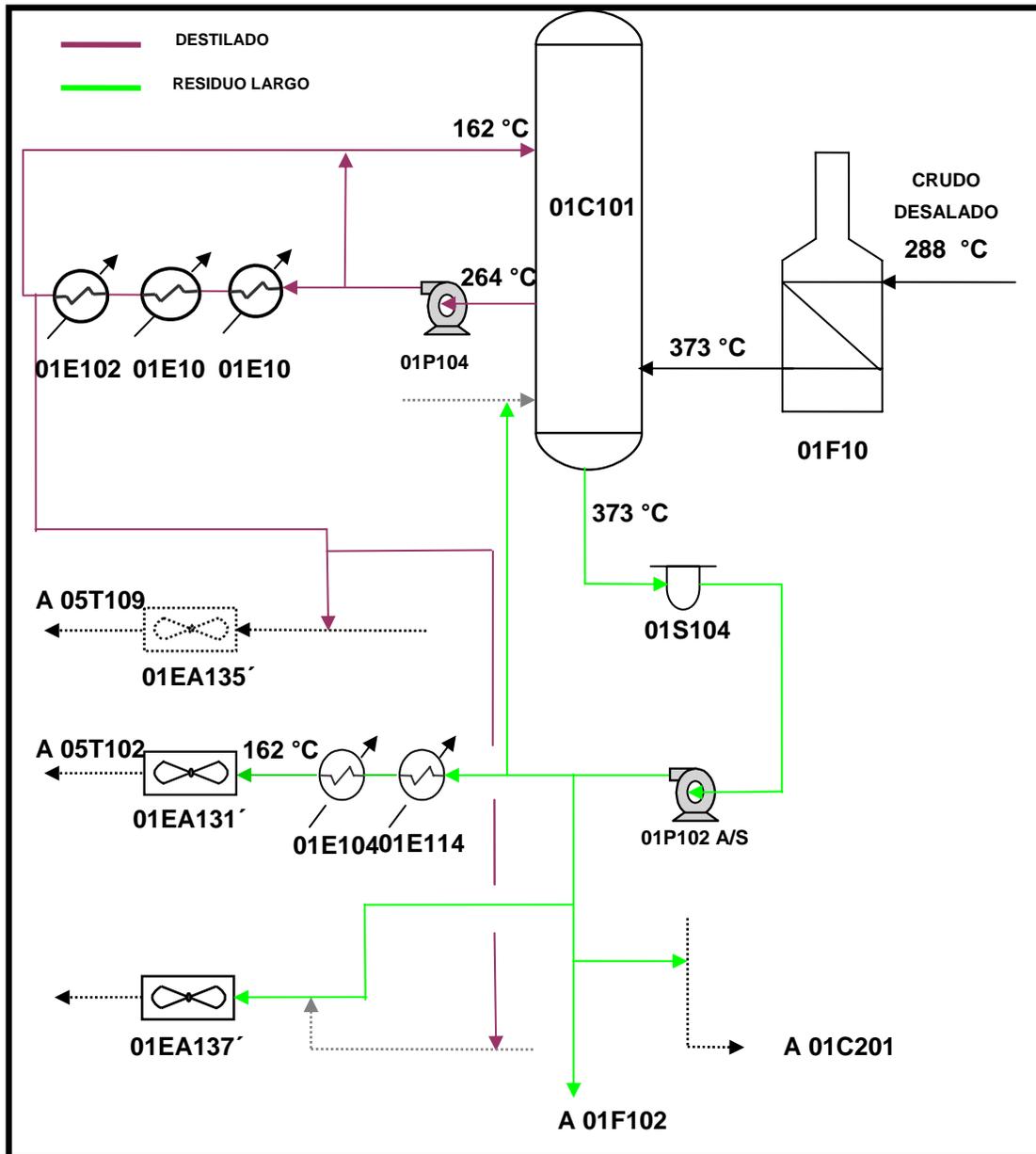


Figura 4.3. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 3.

Fuente: Propia.

**Tabla 4.6.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 3

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01F101	CONVECCIÓN	5 PSIG @ 288 °C	554 PSIG @ 460°C	317
	RADIACIÓN	2 PSIG @ 374 °C	554 PSIG @ 460°C	317
01C101	CASCO / INTERNOS	16 PSIG @ 373 °C	51 PSIG @ 400 °C	CS (317L CLAD) / 317L
01E109 A/B/C/D	TUBOS	150 PSIG @ 262°C	386 PSIG @ 290°C	CS
01E107	TUBOS	125 PSIG @ 220°C	392 PSIG @ 265°C	CS
01E102	TUBOS	100 PSIG @ 203°C	331 PSIG @ 245°C	CS
01E114	TUBOS	276 PSIG @ 260°C	579 PSIG @ 290°C	317L
01E104	TUBOS	276 PSIG @ 270°C	330 PSIG @ 635°C	317L
01EA131 A-E	CASCO / TUBOS	50 PSIG @ 162 °C	236 PSIG @ 270 °C	CS

**Tabla 4.7.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 3

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11322 A P11329	8	ENTRADAS AL 01F101 (PASOS 1-8)		CRUDO DESALADO	317L
P11330 A P11337	8/12/18	SALIDAS DEL 01F101 (PASOS 1-8)		CRUDO DESALADO	317L
P11028	36	LINEA DE TRANSFERENCIA 01F101 – 01C101		CRUDO DESALADO	317L
P11029	24/20	01C101	01P104's	DESTILADO	317L
P11030	14/20/18/12/10	01P101's	01E109's	DESTILADO	317L
P11547	3	P11030	01P104A	DESTILADO	317L
P11548	3	P11030	01P104S	DESTILADO	317L
P11035	10	P11030	P11033	DESTILADO	317L
P11036	4	P11030	P11038	DESTILADO	317L
P11031	12/18/14	01E109	01E107	DESTILADO	CS 1/16"
P11032	18/14	01E107	01E102	DESTILADO	CS 1/16"
P11033	18	01E102	01C101	DESTILADO	CS 1/16"
P11034	8	P11033	P11056	DESTILADO	CS 1/16"

**Tabla 4.7.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 3 (continuación)

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11126	8	P11033	P11034	DESTILADO	CS 1/16"
P11091	16	01C101	01S104's	RESIDUO LARGO	317L
P11037	16	01S104's	01P102's	RESIDUO LARGO	317L
P11038	14/6/8	DESCARGA 01P102's – 01E114		RESIDUO LARGO	317L
P11049	3	P11038	01P102A	RESIDUO LARGO	317L
P11050	3	P11038	01P102S	RESIDUO LARGO	317L
P11110	8	P11038	BD11001	RESIDUO LARGO	317L
P11039	14/16	P11038	01F102	RESIDUO LARGO	317L
P11115	12	P11039	01EA137's	RESIDUO LARGO	317L
P11348	14	P11039	P11044	RESIDUO LARGO	317L
P11463	12	01EA137's	P11118	RESIDUO LARGO	317L
P11040	8	01E114	01E104	RESIDUO LARGO	317L
P11041	20/16/12	01E104	01EA131's	RESIDUO LARGO	CS 1/16"

En el lazo de corrosión 3 que representan el proceso de Destilación Atmosférica conformado principalmente por acero inoxidable 317L en los internos de la columna atmosférica 01C101, tubos del horno atmosférico 01F101, intercambiadores 01E114 y 01E104. Por el contrario, el casco de la columna 01C101 y los intercambiadores 01E109A/B/C/D, 01E107, 01E102, 01EA132A/E es acero al carbono tal como se muestra en las tablas 4.6 y 4.7. En este caso los posibles mecanismos de corrosión asociados a las condiciones de operación a temperaturas mayores de los 230°C y a los materiales de acero inoxidable serían: corrosión por ácidos nafténicos, sulfidación, agrietamiento por corrosión bajo tensión y corrosión – erosión. En la sección 4.2 concerniente a los mecanismos de corrosión se tratara en mayor profundidad las características y orígenes de éstos.

#### **4.1.4. Lazo de corrosión No. 4: Tope de la columna atmosférica**

Este lazo comprende el sistema de cabecera de la columna de destilación atmosférica 01C101.

Los vapores provenientes del tope de la Columna 01C101 salen a una temperatura de 205°C y están compuestos por hidrocarburos livianos y pequeñas cantidades de agua, los cuales son condensados en los enfriadores de Vapores de Nafta 01EA132 A-H. La corriente de Nafta condensada fluye desde los condensadores a una temperatura de 54°C hasta el acumulador 01 V107, donde son separadas la nafta y el agua agria. Una parte de la nafta puede ser retornada por medio de las bombas 01P105 A/S hacia la columna atmosférica, pero en condiciones normales de operación este reflujo no es necesario. En condiciones normales, es enviada a tratamiento a la columna despojadora de H<sub>2</sub>S 01C308 mediante las bombas 01P107 A/S, para su posterior almacenamiento.

Es de interés destacar que en la línea de tope se inyecta una dosis determinada de inhibidor fílmico como amina fílmica, amina neutralizante y una corriente de agua de lavado proveniente del tambor 01V105, la cual contiene además una dosis determinada de amina neutralizante. Todo ello forma parte del tratamiento anticorrosivo del sistema.

El material usado en este lazo es el acero al carbono (1/16" de corrosión permisible en tuberías). En la figura 4.4 se ilustra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 4. Las tablas 4.8 y 4.9 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 4, respectivamente.

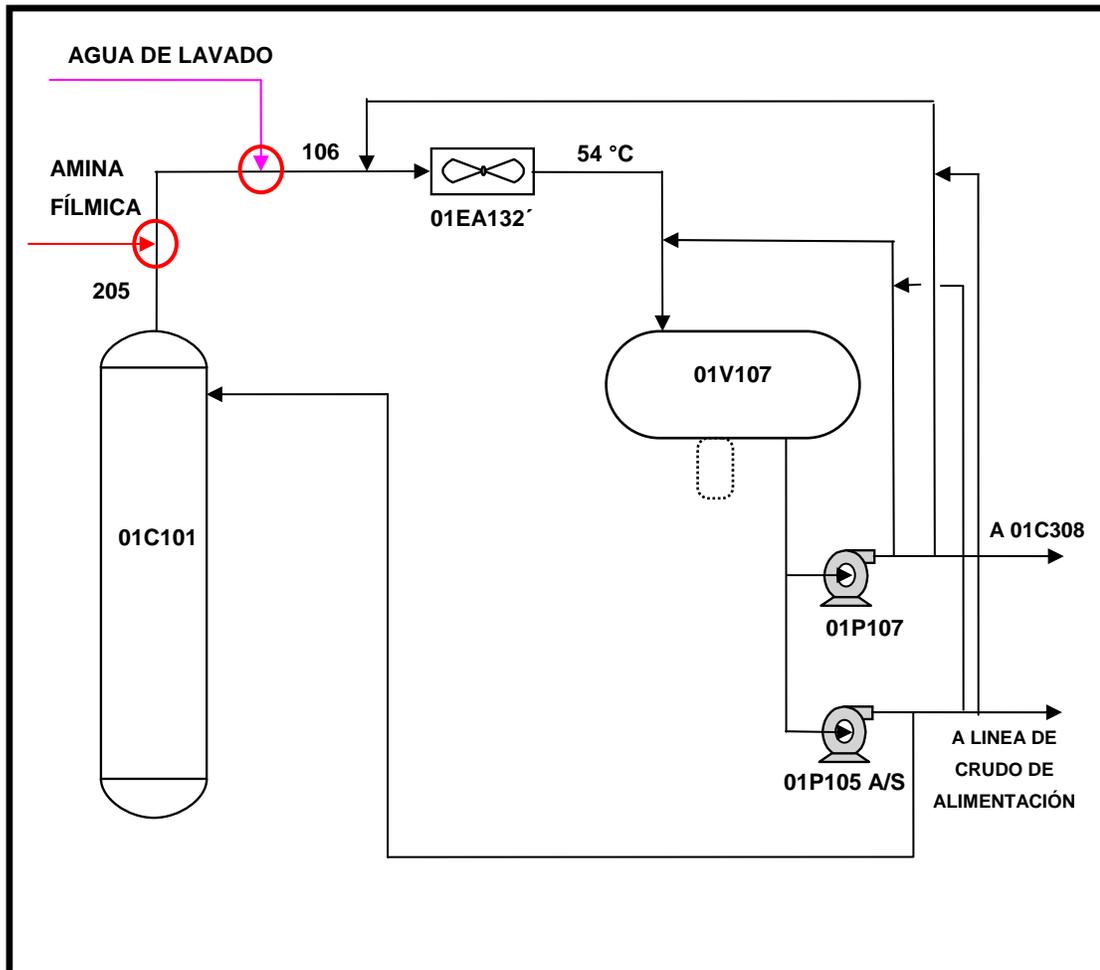


Figura 4.4. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 4.

Fuente: Propia.

Tabla 4.8. Información de los equipos estáticos del lazo No. 4

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01C101	Casco (Tope)	15 PSIG @ 205 °C	51 PSIG @ 375 °C	CS
01EA132 A-H	Casco / Tubos	15 PSIG @ 205 °C	50 PSIG @ 270 °C	CS
01V107	Casco	5 PSIG @ 54 °C	50 PSIG @ 130 °C	CS

**Tabla 4.9.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 4

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11073	30/20/16/12/8	01C101	01EA132's	VAPORES DE NAFTA	CS 1/16"
P11074	4//6/8/10/14	01EA132's	01V107	NAFTA	CS 1/16"
P11075	14/12	01V107	01P107's	NAFTA	CS 1/16"
P11076	8	P11075	01P105's	NAFTA	CS 1/16"
P11077	8/12	01P107's	01C308	NAFTA	CS 1/16"
P11399	3	P11077	P11073	NAFTA	CS 1/16"
P11111	6	P11077	P11074	NAFTA	CS 1/16"
P11078	6	01P105's	P11254	NAFTA	CS 1/16"
P11112	3	P11078	P11111	NAFTA	CS 1/16"
P11340	2	P11078	P11399	NAFTA	CS 1/16"
P11079	3	P11078	01C101	NAFTA	CS 1/16"

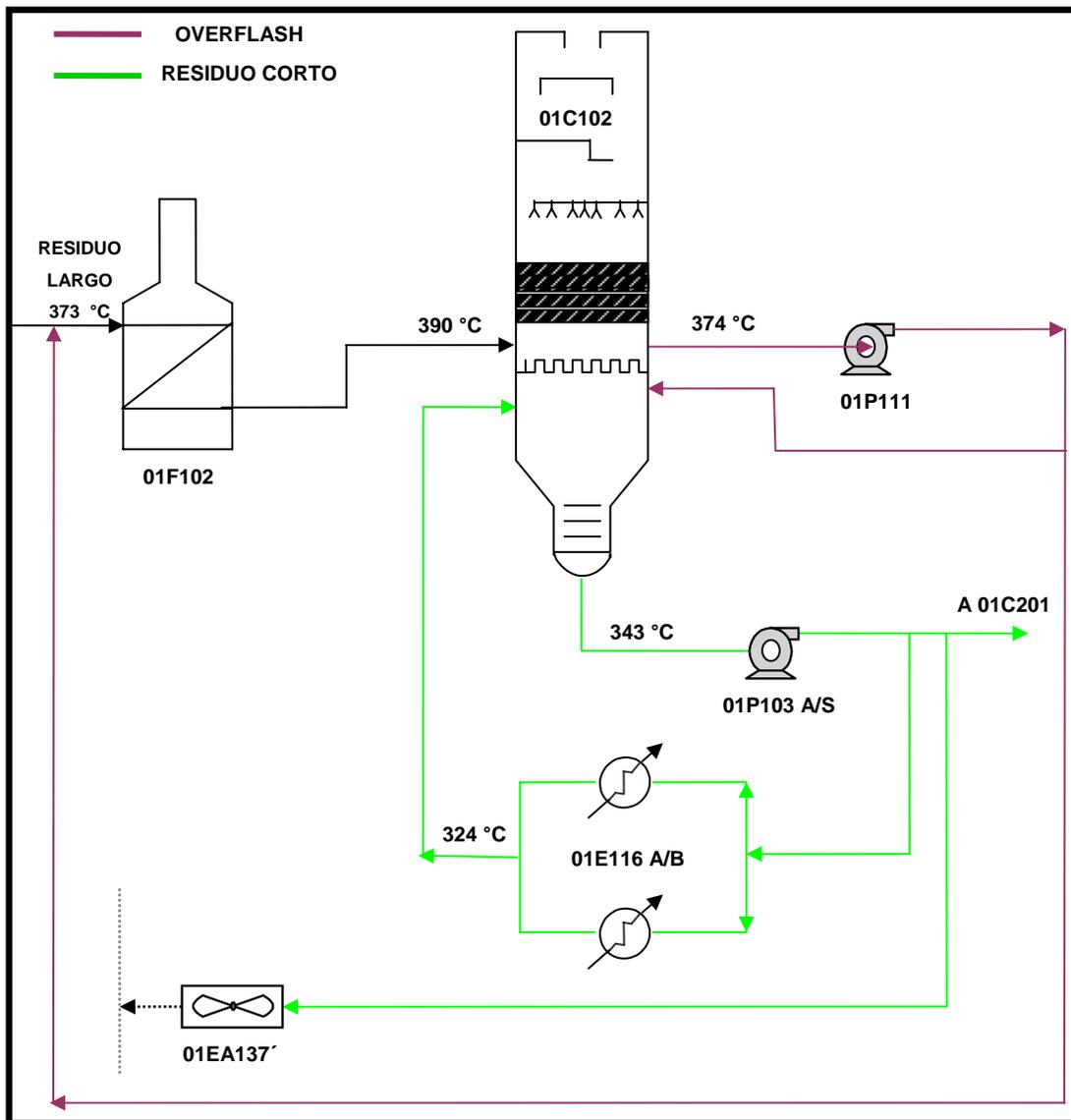
Como ya se explicó, el lazo No. 4 constituye el sistema de tope de la columna de destilación atmosférica, el material de fabricación de todos los equipos y líneas es acero al carbono. Este lazo, debido a las condiciones de operación que presenta, además de las inyecciones de inhibidor fílmico, agua de lavado y amina neutralizante como tratamiento anticorrosivo, es susceptible de presentar los siguientes mecanismos de degradación: corrosión ácida (HCl), corrosión bajo depósito debido a sales de  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , corrosión – erosión.

#### **4.1.5. Lazo de corrosión No. 5: Horno de vacío, línea de transferencia, columna de destilación al vacío – corriente de residuo corto**

Este lazo comprende el horno 01F102, la línea de transferencia a la columna 01C102, y las corrientes de Residuo Corto provenientes de la zona media y del fondo de la torre, hasta el horno 01F102.

El residuo largo proveniente del fondo de la columna 01C101, se combina con la corriente líquida que resulta de la evaporación súbita (overflash) de la columna de vacío transferida por las bombas 01P111 A/S; y es introducido en el horno de carga 01F102 donde se calienta a una temperatura de 390°C. La carga es introducida en la columna de vacío a través de una línea de transferencia de 72" de diámetro. El residuo de vacío enfriado a una temperatura de 343°C, es succionado por las bombas 01P103 A/S y transferido al fraccionador de la unidad de coquificación retardada. Una parte de este flujo es enviado a los intercambiadores 01E116 A/B, para enfriarse hasta una temperatura de 324°C y luego ser devuelto a la sección del fondo de la columna. Este enfriamiento se realiza para reducir la temperatura en el fondo de la columna y en consecuencia reducir el grado de craqueo que allí ocurre. La corriente de "overflash" es sacada por las bombas 01P111 A/S para recirculación y mezcla con el residuo largo que entra en el horno de carga.

El material utilizado en este lazo es el acero inoxidable tipo 317L. Los tubos del horno son de acero inoxidable tipo 317 con un espesor de corrosión permisible de 50 mils. En la figura 4.5 se ilustra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 5. Las tablas 4.10 y 4.11 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 5, respectivamente.



**Figura 4.5** Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 5.

**Fuente:** Propia.

**Tabla 4.10.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 5

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01F102	CONVECCIÓN	150 PSIG @ 373°C	225 PSIG @ 538°C	317
	RADIACIÓN	150 PSIG @ 390°C	225 PSIG @ 538°C	317
01C102 (FONDO Y OVERFLASH)	CASCO / INTERNOS	14,5 PSIG @ 370°C	51 PSIG @ 405 °C	CS (317L CLAD) / 317L
01E116 A/B	CASCO	76 PSIG @ 343°C	386 PSIG @ 370 °C	317L
01EA137 A-F	CASCO / TUBOS	29 PSIG @ 300°C	344 PSIG @ 370°C	CS

**Tabla 4.11.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 5

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11349 A P11356	8/4	ENTRADAS AL 01F102 (PASOS 1-8)		RESIDUO LARGO	317L
P11357 A P11364	10/14/18/24	SALIDAS DEL 01F102 (PASOS 1-8)		RESIDUO LARGO	317L
P11042	72	LÍNEA DE TRANSFERENCIA 01F102 – 01C102		RESIDUO LARGO	317L
P11371	20	01C102	01P103 A	RESIDUO CORTO	317L
P11372	3	DRENAJE P11071		RESIDUO CORTO	317L
P11043	20	01C101	01P103 S	RESIDUO CORTO	317L
P11044	14/18/10	01P103's	01C201	RESIDUO CORTO	317L
P11618	3	P11044	DRENAJE 01P103 A	RESIDUO CORTO	317L
P11619	3	P11044	DRENAJE 01P013 S	RESIDUO CORTO	317L
P11045	16/10	P11044	01E116's	RESIDUO CORTO	317L
P11114	12	P11044	01EA137's	RESIDUO CORTO	317L
P11113	4	P11114	P11125	RESIDUO CORTO	CS 1/16"
P11046	10/16	01E116's	01C102	RESIDUO CORTO	317L
P11047	6	01C102	01P111's	RESIDUO CORTO	317L
P11148	4	01P111's	P11039 (01F102)	RESIDUO CORTO	317L
P11049	4	P11048	01C102	RESIDUO CORTO	317L

Cabe destacar que los lazos de corrosión 3 y 5 representan el proceso de Destilación Atmosférica y Vacío, por lo tanto manejan condiciones de operación y materiales de construcción similares. La diferencia entre ellos viene dada por las columnas Atmosférica y de Vacío, así como los tipos de productos que producen, los cuales son: destilado, residuo largo, overflow y residuo corto. En este caso los posibles mecanismos de corrosión asociados a las condiciones de operación y materiales serían: corrosión por ácidos nafténicos, sulfidación, agrietamiento por corrosión bajo tensión y corrosión – erosión.

#### **4.1.6. Lazo de corrosión No. 6: Cortes de gasoil (HVGO y LVGO) de la columna de vacío**

Este lazo comprende los flujos de gasoil pesado y liviano producidos en la columna de vacío, los cuales se recirculan y enfrían para su envío a almacenaje.

El gasóleo pesado (HVGO) es retirado a una temperatura de 282°C. Una parte del flujo es succionado por las bombas de recirculación de HVGO (01P109 A/S) y enviado a intercambio de calor en los trenes de precalentamiento de crudo, en la siguiente secuencia: 01E113, 01E111 Y 01E108 A/B/C/D, del cual sale a una temperatura de 198°C. El gasóleo es luego enfriado aún más en el enfriador 01EA134 para ser nuevamente introducido en la columna a través de boquillas rociadoras.

La otra porción de HVGO es succionada por las bombas 01P110 A/S y enfriado con el crudo diluido en los intercambiadores 01E110 y 01E106 y con el agua de reposición de los desaladores en el 01E117. Esta corriente es enfriada aún más en los enfriadores 01EA136 A/B/C/D/E/F y luego se

combina con los productos destilados y gasóleos producidos en el coquificador retardado para su envío a almacenaje.

El gasóleo liviano (LVGO) proveniente del plato de retiro, es transferido por medio de las bombas del sistema de recirculación 01P108 A/S a una temperatura de 124°C a los enfriadores 01 EA133 A/B/C/D hasta alcanzar una temperatura de 60°C. Una parte de la recirculación de LVGO es filtrada e introducida en la columna de vacío a través de boquillas rociadoras, mientras que la otra parte es enviada a almacenaje.

Los materiales utilizados en este lazo son acero al carbono y principalmente el acero inoxidable tipo 317L (1/16" y 20 mils de corrosión permisible en tuberías, respectivamente). En la figura 4.6 se ilustra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 6. Las tablas 4.12 y 4.13 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 6, respectivamente.

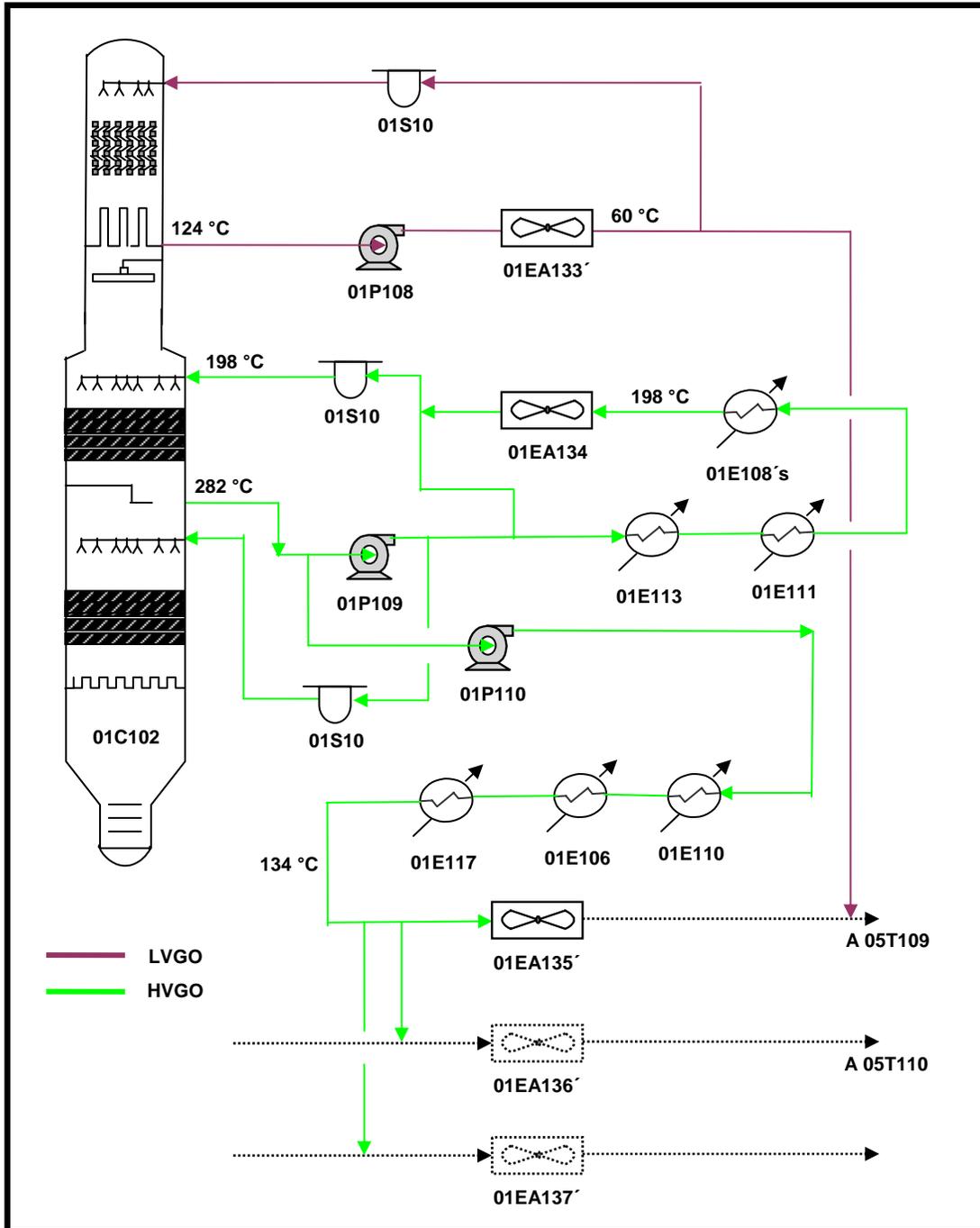


Figura 4.6. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 6.

Fuente: Propia.

**Tabla 4.12.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 6

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01C102 (ZONA DE HVGO Y LVGO)	CASCO / INTERNOS	14,5 PSIG @ 370 °C	51 PSIG @ 405 °C	CS (317L CLAD) / 317L
01E113	TUBOS	150 PSIG @ 282°C	386 PSIG @ 310°C	317L
01E111	TUBOS	125 PSIG @ 270°C	386 PSIG @ 300°C	317L
01E108 A/B/C/D	TUBOS	100 PSIG @ 259°C	386 PSIG @ 290°C	CS y 317L
01E110	TUBOS	100 PSIG @ 282°C	386 PSIG @ 310°C	317L
01E106	TUBOS	76 PSIG @ 244°C	331 PSIG @ 545°C	CS
01E117	CASCO	50 PSIG @ 219°C	313 PSIG @ 245°C	CS
01EA135 A-C	CASCO / TUBOS	29 PSIG @ 159°C	347 PSIG @ 190°C	CS
01EA133 A-D	CASCO / TUBOS	60 PSIG @ 124°C	229 PSIG @ 180°C	CS

**Tabla 4.13.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 6

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11050	24	RETIRO DE HVGO		HVGO	317L
P11050	16	SUCCIÓN 01P110's		HVGO	317L
P11051	10	SUCCIÓN 01P109's		HVGO	317L
P11052	8	01P110's	01E110	HVGO	317L
P11071	8/4	P11052	P11053	HVGO	317L
P11053	8	01E110	01E106	HVGO	CS 1/8"
P11054	6	P11053	P11055	HVGO	CS 1/8"
P11055	8	01E106	01E117	HVGO	CS 1/16"
P11234	2	P11055	P11742	HVGO	CS 1/16"
P11056	8/6/10	01E117	01EA135's	HVGO	CS 1/16"
P11096	6	P11056	P11080	HVGO	CS 1/16"
P11125	8	P11056	P11115	HVGO	CS 1/16"
P11057	14/10	01P109's	01E113	HVGO	317L
P11058	6	P11058	01S103's	HVGO	317L
P11059	14	P11058	01S102's	HVGO	317L
P11060	6	01S103's	01C102	HVGO	317L

**Tabla 4.13.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 6 (continuación)

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11061	14	01S102's	01C102	HVGO	CS 1/8"
P11062	14/10	01E113	01E111	HVGO	317L
P11063	14/10/8	01E111	01E108's	HVGO	317L
P11064	14/10	01E108's	01EA134	HVGO	CS 1/16"
P11095	14	P11064	P11059	HVGO	CS 1/16"
P11065	14	01EA134	P11059	HVGO	CS 1/16"
P11066	12	01C102	01P108's	LVGO	CS 1/8"
P11067	10	01P108's	01EA133's	LVGO	CS 1/16"
P11068	10	01EA133's	01S101's	LVGO	CS 1/16"
P11069	4	P11068	A 01EA135's	LVGO	CS 1/16"
P11116	4	P11069	BD11121	LVGO	CS 1/16"
P11070	10	01S101's	01C101	LVGO	CS 1/16"

Como se puede observar de las tablas anteriores el material de las líneas y equipos estáticos que pertenecen al lazo No. 6 es acero al carbono para algunos secciones de tuberías y equipos, además de acero inoxidable 317L para otras secciones de tuberías y equipos. Las condiciones de operación se mantienen dentro del rango de las condiciones de diseño, siendo la presión más alta de operación 150 PSIG en los tubos del intercambiador 01E113 para una presión de diseño de 386 PSIG (tablas 4.12 y 4.13). Estos materiales en combinación con las condiciones de operación ocasionan que en el lazo de corrosión No.6 que representa los flujos de gasoil pesado y liviano (HVGO, LVGO) producidos en la columna de vacío, pueda ser susceptible de presentar los siguientes mecanismos de degradación: corrosión por ácidos nafténicos, sulfidación, corrosión – erosión, entre otros.

#### **4.1.7. Lazo de corrosión No. 7: Tope de la columna de vacío**

Este lazo comprende el sistema de cabecera de la columna de vacío. Los vapores de hidrocarburos y el vapor de agua usado en los eyectores se condensan en tres etapas, yendo luego al tambor 01V105 donde ocurre la separación aceite - agua agria – vapores incondensables. El aceite es enviado a mezcla y los gases a los compresores de anillos líquidos.

Los aceites no condensados y el vapor proveniente del tope de la columna de vacío son comprimidos en una primera etapa de tres eyectores (01J101A/B/C) estrechamente acoplados. Los vapores provenientes de la primera etapa de intercondensadores (01E120A/B/C) son comprimidos en una segunda etapa que comprende tres eyectores (01J101D/E/F) y posteriormente condensados en el intercondensador 01E121. Los vapores provenientes del condensador de la segunda etapa se comprimen en una tercera etapa conformada por cuatro eyectores (01J101G/H/I/J) para ser condensados en el condensador 01E122. Los eyectores emplean vapor de media presión como medio de transporte.

Los vapores provenientes de los eyectores se separan del aceite condensado y del vapor condensado en el “Pozo Caliente” 01V105. El “Pozo Caliente” posee placas deflectoras internas que permiten que el aceite fluya a un compartimiento por rebose superior mientras que el agua lo hace hacia un compartimiento de rebose inferior.

El agua agria proveniente del Pozo Caliente es retirada por las bombas 01P117 A/S, una parte hacia el tambor de agua de reposición 01V106 y la otra parte se dirige a los condensadores de tope de la columna atmosférica (01EA132 A-H) como agua de lavado.

El aceite de desecho proveniente del Pozo Caliente es bombeado por las bombas de aceite de desecho 01P116 A/S hacia la mezcla de destilado / gasóleo.

Los gases no-condensables provenientes del Pozo Caliente, se comprimen mediante los compresores de anillos líquidos (01P124 A / B / S), se envían al Separador 01V115, y luego al compresor de gas húmedo (01V301) en la unidad de recuperación de gas.

Es de interés destacar que en cada línea de entrada a los intercondensadores, una dosis determinada de amoníaco es inyectada para control de corrosión, con el objeto de neutralizar los ácidos orgánicos, clorhídricos y carbónicos que se forman.

El material utilizado en este lazo es el acero al carbono (1/16", 1/8" y 3/16" de corrosión permisible en tuberías). En la figura 4.7 se ilustra el diagrama de proceso del lazo de corrosión No. 7. Las tablas 4.14 y 4.15 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 7, respectivamente.

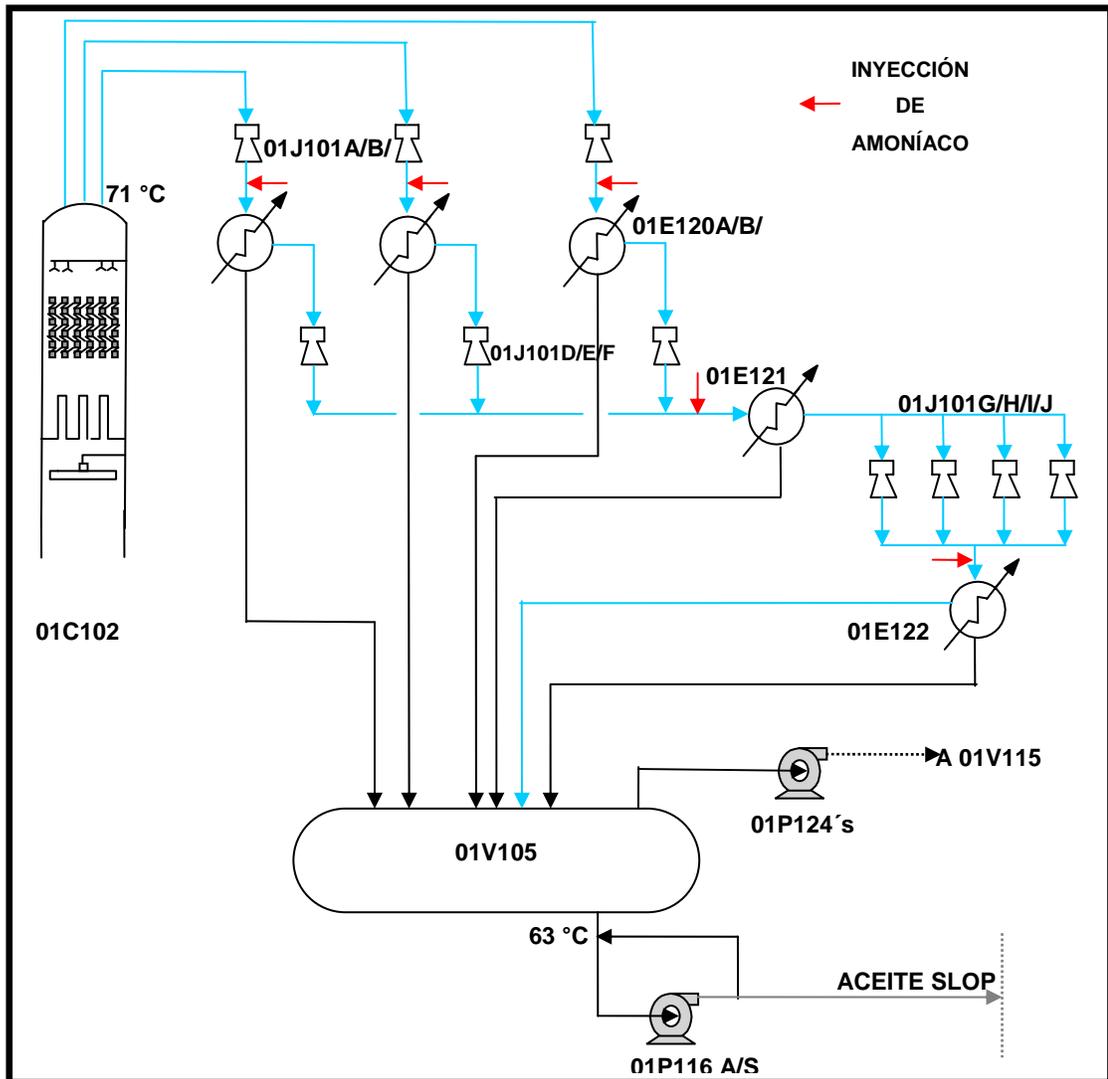


Figura 4.7. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 7.

Fuente: Propia.

**Tabla 4.14.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 7

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01C102	CASCO (TOPE)	1 PSIG @ 71 °C	51 PSIG @ 345 °C	CS
01E120 A/B/C	CASCO	5 PSIG @ 127°C	51 PSIG @ 266 °C	CS
01E121	CASCO	10 PSIG @ 127°C	51 PSIG @ 266 °C	CS
01E122	CASCO	25 PSIG @ 127°C	51 PSIG @ 266 °C	CS
01V105	CASCO	3 PSIG @ 63°C	51 PSIG @ 120 °C	CS

**Tabla 4.15.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 7

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
P11098	30	01J101 A	01E120 A	VAPORES	CS 1/8"
P11099	30	01J101 B	01E120 B	VAPORES	CS 1/8"
P11100	30	01J101 C	01E120 C	VAPORES	CS 1/8"
P11101	14	01E120 A	01J101 D/E/F	VAPORES	CS 1/8"
P11127	14	01E120 B	P11101	VAPORES	CS 1/8"
P11143	14	01E120 C	P11101	VAPORES	CS 1/8"
P11126	24	01J101 E	01E121	VAPORES	CS 1/8"
P11124	12	01J101 D	P11126	VAPORES	CS 1/8"
P11125	12	01J101 F	P11126	VAPORES	CS 1/8"
P11427	12/6	01E121	01J101 G/H/I/J	VAPORES	CS 1/8"
P11428	14	01J101 G/H/I/J	01E122	VAPORES	CS 1/8"
P11146	6	01J101 G	P11428	VAPORES	CS 1/8"
P11147	6	01J101 H	P11428	VAPORES	CS 1/8"
P11148	6	01J101 I	P11428	VAPORES	CS 1/8"
P11262	6	01J101 J	P11428	VAPORES	CS 1/8"
P11093	8	01E122	01V105	GASES	CS 3/16"
SPC11003	6	01E122	01V105	CONDENSADO ACEITOSO	CS 3/16"
SPC11004	6	01E121	01V105	CONDENSADO ACEITOSO	CS 3/16"

**Tabla 4.15.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 7 (continuación)

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
SPC11005	6	01E120 C	01V105	CONDENSADO ACEITOSO	CS 3/16"
SPC11006	6	01E120 B	01V105	CONDENSADO ACEITOSO	CS 3/16"
SPC11007	6	01E120 A	01V105	CONDENSADO ACEITOSO	CS 3/16"
SPC11106	14	01V105	SPC11107	GASES	CS 1/16"
SPC11107	10	SPC11106	PSV's	GASES	CS 1/8"
P11229	8	SPC11106	VENTEO	GASES	CS 1/16"
P11090	8/4	P11229	01P124's	GASES	CS 3/16"
SP11000	3	01V105	01P116's	SLOP	CS 1/8"
SP11001	2	01P116's	P11069	SLOP	CS 1/16"
SP11118	2	SP11001	SP11000	SLOP	CS 1/16"

El lazo de corrosión No.7 representa el sistema de cabecera de la columna de vacío. El material de fabricación de todos los equipos y líneas es acero al carbono. Debido a los ácidos orgánicos que se forman, en combinación de las condiciones de operación y materiales de construcción (tablas 4.14 y 4.15), así como la inyección de amoníaco en el sistema que se puede observar en la figura 4.7, probablemente ocurra corrosión ácida (HCl), corrosión bajo depósitos, corrosión – erosión.

#### 4.1.8. Lazo de corrosión No. 8: Sistemas de aguas agrías

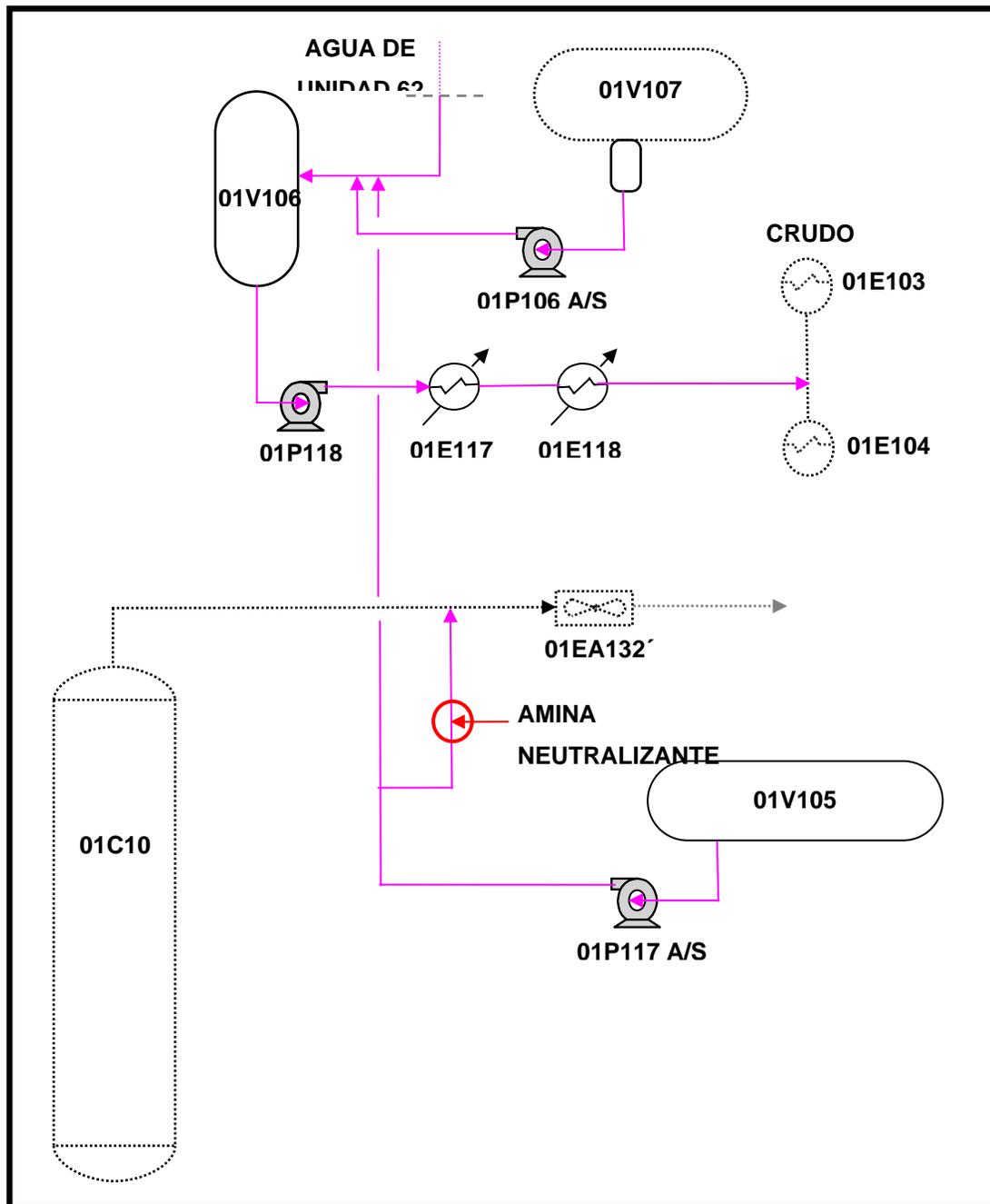
Este lazo comprende los procesos de manejo de las aguas agrías separadas en los tambores 01V105 y 01V107, utilizadas como agua de lavado en el sistema de tope de la torre atmosférica y como agua de reposición de los desaladores, respectivamente. También incluye el manejo de los efluentes de los desaladores.

El agua agria separada en el tambor 01V107 es enviada por las bombas 01P106 A/S al tambor de agua de reposición 01V106, desde el cual, mediante las bombas 01P118 A/S, es introducida en la corriente de crudo diluido aguas arriba del intercambiador 01E104, una vez pasada previamente por los calentadores 01E117 y 01E118 para aumentar su temperatura a 145 °C.

La salmuera producida como resultado del proceso de desalación, se envía hacia los enfriadores de efluentes de los desaladores 01E119 A/B para bajar su temperatura hasta 48 °C y luego al separador trifásico 01V111, en donde se remueve el aceite que haya sido arrastrado. Para realizar retrolavado de los desaladores y remover el lodo, se utilizan las bombas 01P114 y 01P115, el enfriador 01E128 y el tambor de decantación 01V110.

El agua agria separada en el tambor 01V105 (“pozo caliente”) es utilizada como agua de lavado de los enfriadores del sistema de tope de la torre atmosférica 01EA132 A-H. Para ello, es retirada por las bombas 01P117 A/S y enviada a la línea de tope, inyectándole previamente una determinada dosis de amina neutralizante, como parte del tratamiento anticorrosivo del sistema. (Ver figura 4.8)

El material utilizado en este lazo es el acero al carbono (1/16”, 1/8” y 3/16” de corrosión permisible en tuberías). En las figuras 4.8 y 4.9 se ilustran los diagramas de proceso del lazo de corrosión No. 8. Las tablas 4.16 y 4.17 muestran la información de los equipos estáticos y la información de las líneas de procesos del lazo No. 8, respectivamente.



**Figura 4.8.** Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 8(a).

Fuente: Propia.

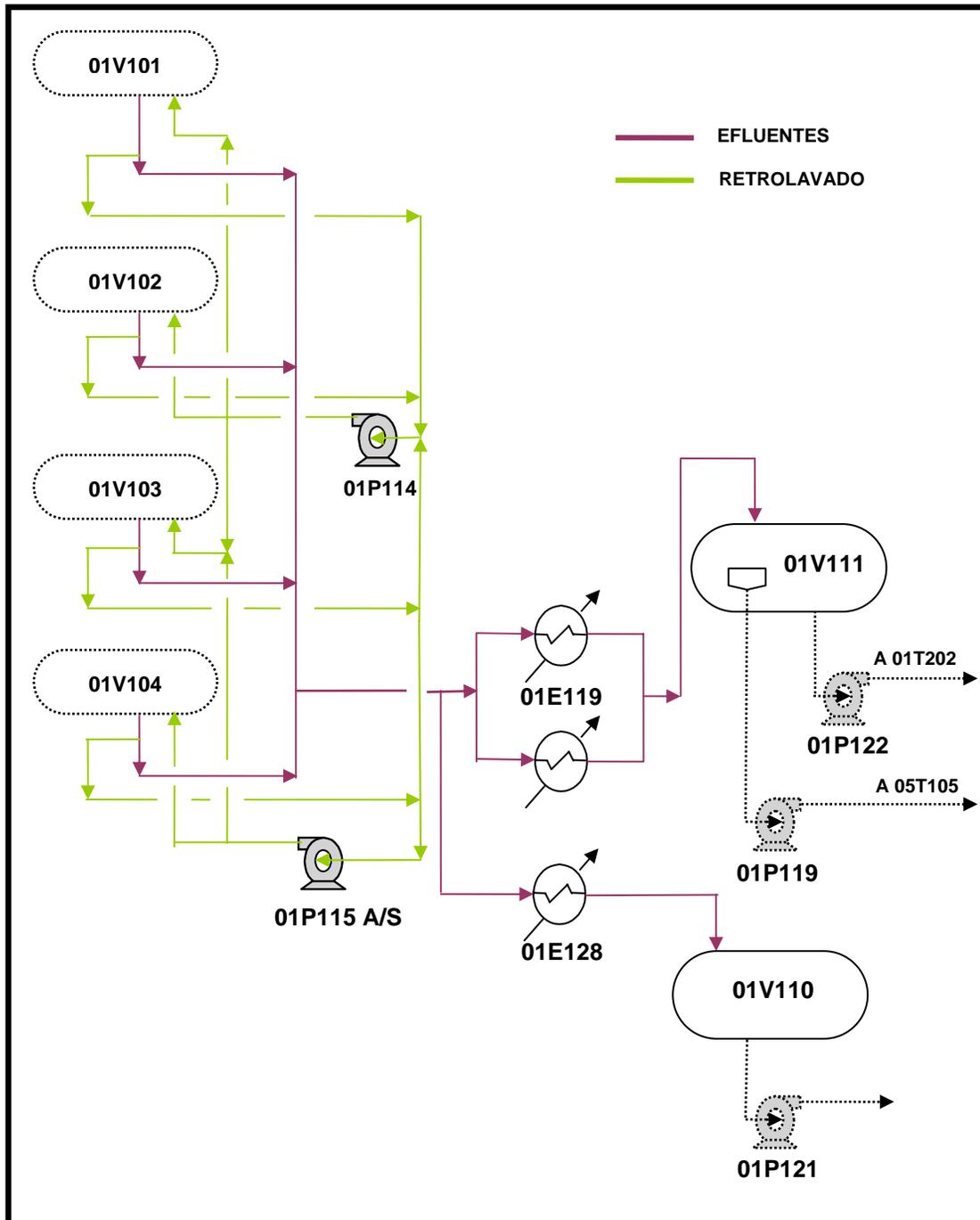


Figura 4.9. Diagrama de proceso simplificado del lazo No. 8(b).

Fuente: Propia.

**Tabla 4.16.** Información de los equipos estáticos del lazo No. 8

EQUIPO	COMPONENTE	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
01V107	CASCO (BOTA)	14,5 PSIG @ 370 °C	51 PSIG @ 405 °C	CS
01V106	CASCO	2 PSIG @ 51 °C	50 PSIG @ 120°C	CS
01E117	TUBOS	368 PSIG @ 119°C	467 PSIG @ 245°C	CS
01E118	TUBOS	313 PSIG @ 149°C	470 PSIG @ 266°C	CS
01E119 A/B	TUBOS	45 PSIG @ 147°C	218 PSIG @ 175°C	SS DUPLEX
01E128	TUBOS	NNF	NNF	CS
01V110	CASCO	10 PSIG @ 60°C	218 PSIG @ 175°C	CS
01V111	CASCO	21 PSIG @ 48°C	51 PSIG @ 175°C	CS
01V105	CASCO	3 PSIG @ 63°C	51 PSIG @ 120°C	CS

**Tabla 4.17.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 8

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
SW11001	4/2	01V107	01P106's	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11002	3/2	01P106's	SPC11104	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SPC11104	6/8	LB (UNIDAD 62)	01V106	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11051	6	SPC11104	SW11038	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11003	8	01V105	01P117's	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11004	6	01P117's	SPC11104	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11287	2	01V115	SW11003	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11273	3	01V106 (PSV's)		AGUA AGRIA	CS 1/8"
SW11006	8	01V106	01P118's	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11007	6/4	01P118's	01E117	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11008	6/4	01E117	01E118	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11009	6	01E118	P11002	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11045	6	MÚLTIPLE		AGUA AGRIA	CS 1/8"
SW11046	3	SW11045	P11005	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11047	3	SW11045	P11006	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11048	3	SW11045	P11011	AGUA AGRIA	CS 3/16"
SW11049	3	SW11045	P11012	AGUA AGRIA	CS 3/16"

**Tabla 4.17.** Información de las líneas de proceso del lazo No. 8 (continuación)

No. LÍNEA	Ø (pulg.)	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL / CA
SW11015	4/3	01V101	SW11026	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11903	4	SW11015	SW11904	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11341	4	SW11015	SW11345	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11016	4/3	01V102	SW11026	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11902	4	SW11016	SW11904	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11342	4	SW11016	SW11345	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11026	4/3/8	01V103	01E119 y 01P114/01P115	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11343	4	SW11026	SW11345	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11017	6	SW11026	01P114	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11028	6	SW11026	SW11347	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11326	4	SW11026	SW11038	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11037	6	SW11026	01E119B	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11027	4/3	01V104	SW11026	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11904	4	SW11027	01E128	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11344	4	SW11027	SW11345	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11937	4	SW11027	SW11904 - SW11936	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11038	4/6	01E119 A	01V111	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11040	6	SW11038	01V110	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11039	4	01E119B	P11038	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"
SW11936	4	01E128	SW11040	AGUA AGRIA / SALMUERA	CS 3/16"

El lazo de corrosión No.8 se encuentra formado por equipos y materiales de construcción similares que todos los lazos anteriores. La diferencia que existe entre ellos, es que éste lazo no maneja crudo o ningún producto asociado al hidrocarburo, sino que comprende el sistema de aguas agrias y agua de lavado de la planta, así como el manejo de los efluentes de los desaladores. Las condiciones de operación y materiales de construcción correspondiente a las líneas y equipos estáticos se pueden observar en las tablas 4.16 y 4.17.

#### **4.1.9. Historial de fallas de los equipos y líneas de los lazos de corrosión**

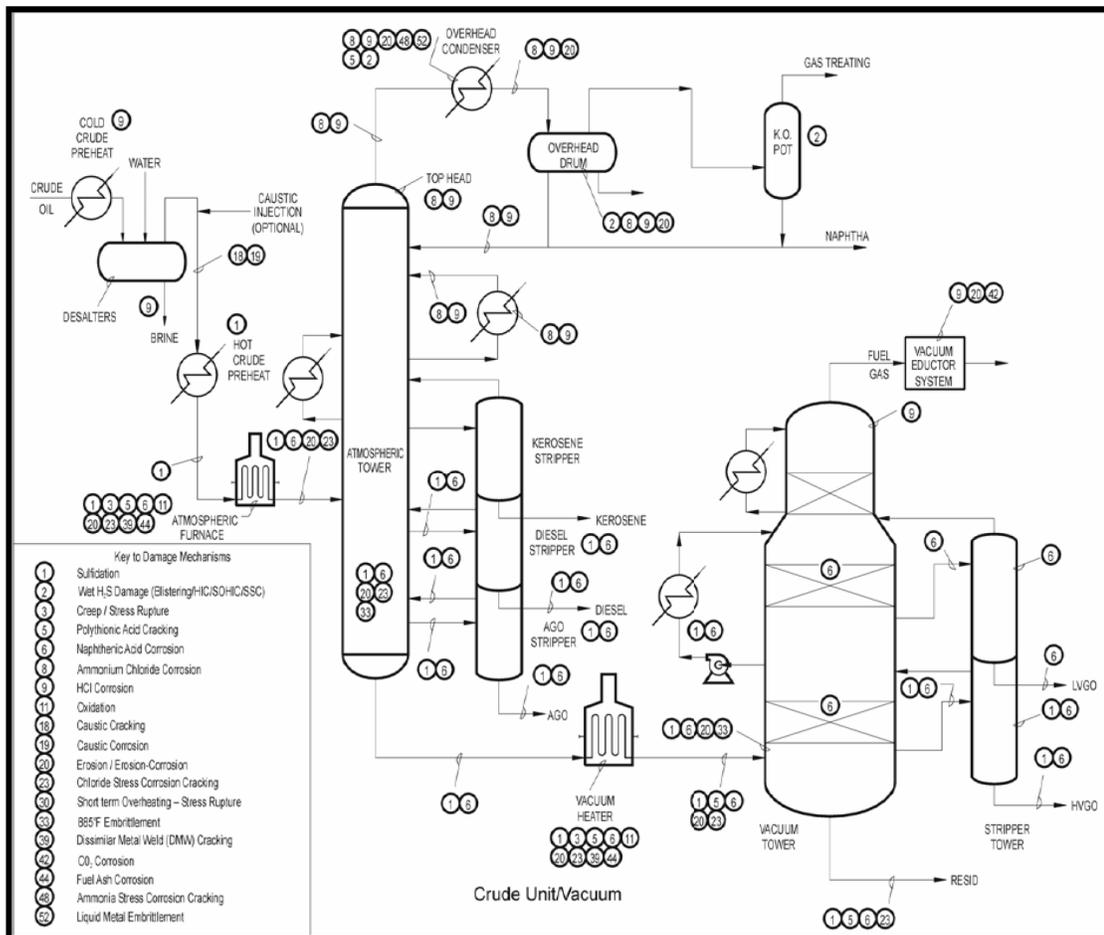
En los lazos de corrosión No. 1, 2, 3, 5 y 6 no se han presentado fallas relevantes por corrosión en los equipos y líneas de proceso que conforman tales lazos. Con respecto al lazo de corrosión No. 4, los equipos y tuberías de este lazo no han presentado fallas por corrosión, con excepción de los enfriadores 01EA132's. Éstos han presentado corrosión bajo depósitos de sales y adelgazamiento en la zona de expansión (lado Norte) con múltiples tubos perforados, principalmente en los dos pases superiores. Y en los lazos de corrosión No. 7 y 8, se presentó corrosión localizada con perforación en la línea 8P1129, debido al arrastre de agua con los gases incondensables del pozo caliente 01V105.

#### **4.2. MECANISMOS DE CORROSIÓN IDENTIFICADOS**

Después de haber formulado los lazos de corrosión de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, se procedió a identificar los mecanismos de degradación que pueden presentarse en esta unidad. Se utilizó como guía para la identificación de los modos de falla y mecanismos de degradación la norma API RP 571, práctica recomendada que proporciona los mecanismos más probables de daño para las aleaciones comúnmente usadas en la refinería y la industria petroquímica; así como también de los textos especializados y la experiencia del ingeniero de corrosión de la planta.

Como se mencionó, la unidad 11 puede ser susceptible de presentar los mecanismos de corrosión reportados en estudios previos realizados en esta unidad en las referencias [18, 19 y 20]. A continuación en la figura 4.10 se ilustra el diagrama de proceso de una unidad de Destilación Atmosférica y

Vacío típica, con sus respectivos mecanismos de degradación basada en la norma internacional API-571, los cuales se identifican con un código en la tabla 4.18.



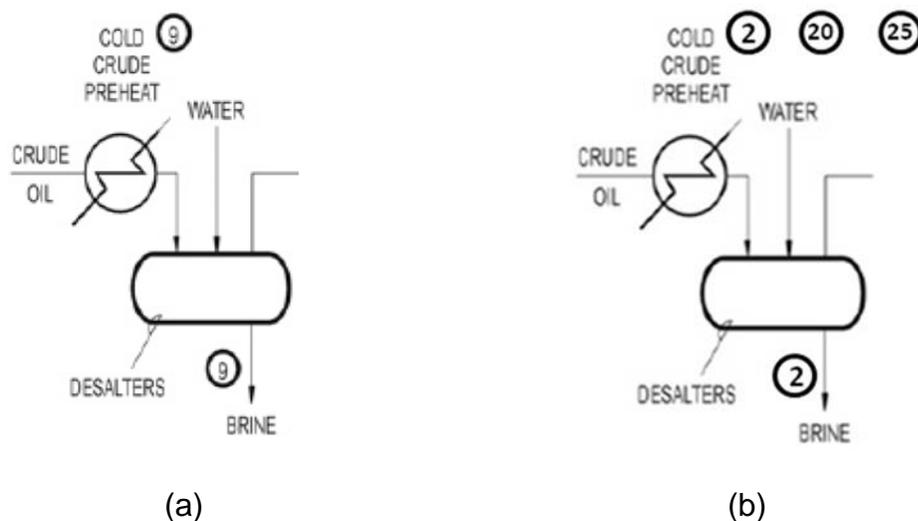
**Figura 4.10.** Diagrama de proceso y mecanismos de corrosión asociados a las partes de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío

**Tabla 4.18.** Códigos de identificación de mecanismos de corrosión según norma API-571.

DM#	Damage Mechanism	DM#	Damage Mechanism
1	Sulfidation	33	885°F (475°C) Embrittlement
2	Wet H <sub>2</sub> S Damage (Blistering/HIC/SOHIC/SSC)	34	Softening (Spheroidization)
3	Creep / Stress Rupture	35	Reheat Cracking
4	High temp H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S Corrosion	36	Sulfuric Acid Corrosion
5	Polythionic Acid Cracking	37	Hydrofluoric Acid Corrosion
6	Naphthenic Acid Corrosion	38	Flue Gas Dew Point Corrosion
7	Ammonium Bisulfide Corrosion	39	Dissimilar Metal Weld (DMW) Cracking
8	Ammonium Chloride Corrosion	40	Hydrogen Stress Cracking in HF
9	HCl Corrosion	41	Dealloying (Dezincification/ Denickelification)
10	High Temperature Hydrogen Attack	42	CO <sub>2</sub> Corrosion
11	Oxidation	43	Corrosion Fatigue
12	Thermal Fatigue	44	Fuel Ash Corrosion
13	Sour Water Corrosion (acidic)	45	Amine Corrosion
14	Refractory Degradation	46	Corrosion Under Insulation (CUI)
15	Graphitization	47	Atmospheric Corrosion
16	Temper Embrittlement	48	Ammonia Stress Corrosion Cracking
17	Decarburization	49	Cooling Water Corrosion
18	Caustic Cracking	50	Boiler Water / Condensate Corrosion
19	Caustic Corrosion	51	Microbiologically Induced Corrosion (MIC)
20	Erosion / Erosion-Corrosion	52	Liquid Metal Embrittlement
21	Carbonate SCC	53	Galvanic Corrosion
22	Amine Cracking	54	Mechanical Fatigue
23	Chloride Stress Corrosion Cracking	55	Nitriding
24	Carburization	56	Vibration-Induced Fatigue
25	Hydrogen Embrittlement	57	Titanium Hydriding
27	Thermal Shock	58	Soil Corrosion
28	Cavitation	59	Metal Dusting
29	Graphitic Corrosion (see Dealloying)	60	Strain Aging
30	Short term Overheating – Stress Rupture	61	Steam Blanketing
31	Brittle Fracture	62	Phosphoric Acid Corrosion
32	Sigma Phase/ Chi Embrittlement	63	Phenol (carbolic acid) Corrosion
33	885°F (475°C) Embrittlement		

De la figura 4.10 se ha extraído cada lazo de corrosión formulado y se identifican los mecanismos y las variables precursoras de éstos, para cada lazo de la unidad en estudio que es la Unidad 11.

El lazo No.1, se muestra en la figura 4.11. Este lazo se ha extraído de la figura anterior donde se indican todos los posibles mecanismos que pudieran suscitarse en la unidad. Para este caso se observa que el mecanismo preferencial es corrosión por HCl (indicado con el número 9 en las figura 4.10 y 4.11(a) según la norma), sin embargo en el caso de la unidad 11 en estudio los mecanismos que se darían con mayor posibilidad serían los que ocurren a temperaturas por debajo de los 150°C, principalmente influenciados por el BS&W (contenido de agua y sólidos suspendidos) y el H<sub>2</sub>S presente en el crudo los cuales causan corrosión bajo depósitos y se indican en la figura 4.11(b).



**Figura 4.11.** Esquema del lazo No.1, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

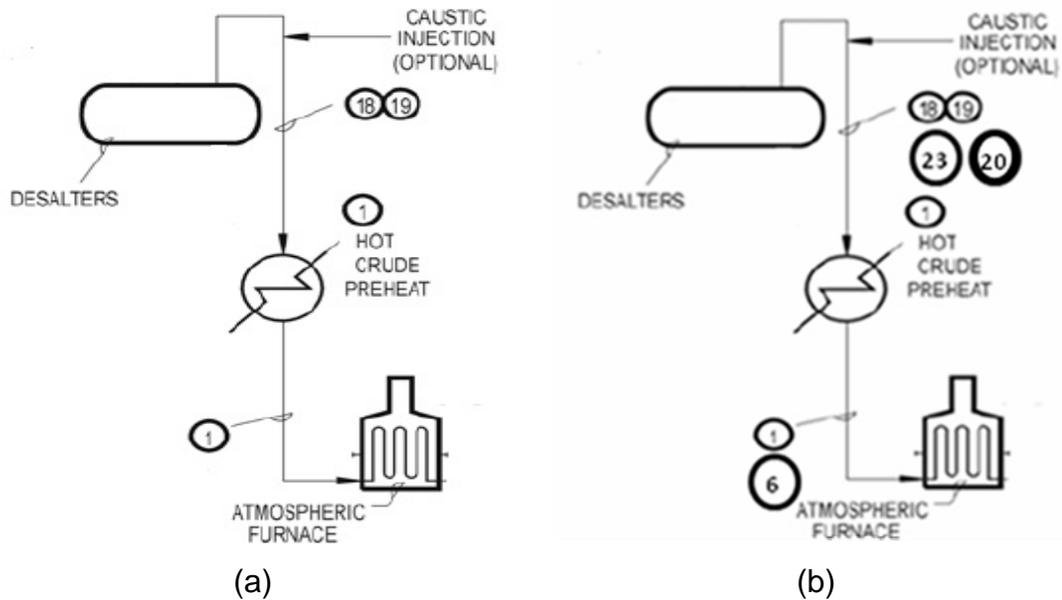
En la figura 4.11(b) se han indicado los mecanismos según las condiciones de operación observadas en el lazo No. 1. Dichos mecanismos se han indicado con el número que hace referencia a lo designado en la tabla 4.18 extraída de la norma API-571. Los mecanismos de corrosión que pueden presentarse son:

- Corrosión bajo depósitos y picaduras por ensuciamiento de los equipos y líneas, principalmente en la parte inferior.
- Corrosión debido al H<sub>2</sub>S y demás contaminantes presentes en el crudo (2).
- Ampollamiento por hidrógeno y agrietamiento inducido en los desaladores (25).
- Adelgazamiento por corrosión-erosión debido al arrastre de sólidos (20).

En la figura 4.12 se muestra el lazo 2 y tal como se indicó previamente, los mecanismos de corrosión que ocurren en el lazo No. 2 son fundamentalmente los mismos del Lazo No. 1 en las secciones de tuberías y equipos de acero al carbono, pero al operarse a temperaturas por encima de los 170°C se adicionan los mecanismos de corrosión por ácidos nafténicos y ataque por azufre en caliente, así como corrosión y agrietamiento debido a las inyecciones de cáustico.

En la figura 4.12(a) se ilustran los mecanismos presentes en el lazo No. 2 como son sulfidación y corrosión/fragilidad por cáustico según la norma, mientras que en la figura 4.12(b) se presentan los mecanismo de corrosión bajo las condiciones de operación que maneja este lazo, que son los mismos según lo establecido en la norma, pero se adicionan la corrosión por ácidos

nafténicos, corrosión bajo tensión por acción de los cloruros y la corrosión – erosión.



**Figura 4.12.** Esquema del lazo No.2, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

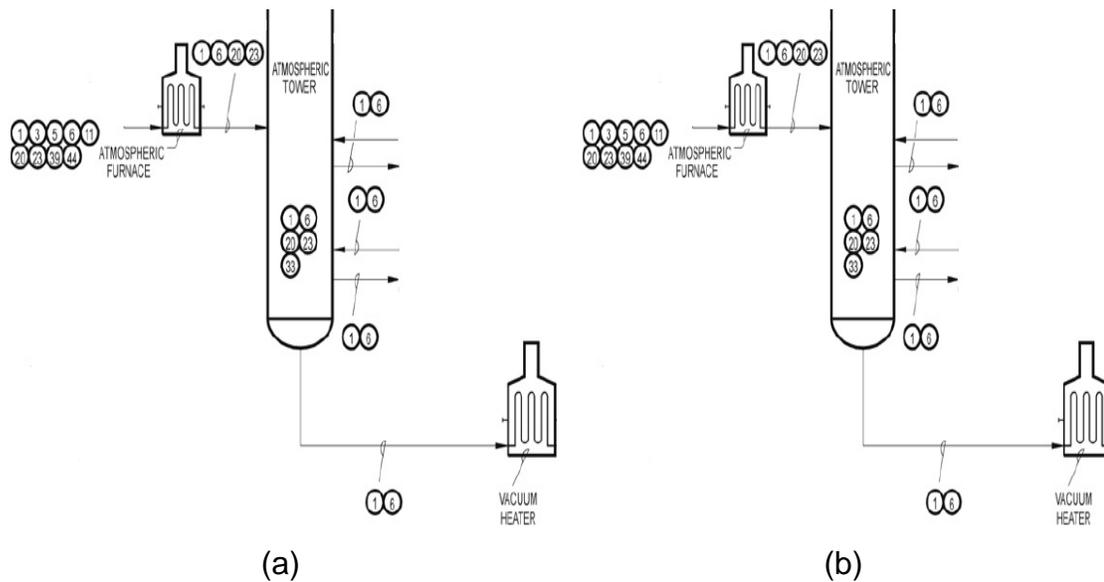
A continuación se mencionan los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en el lazo:

- Corrosión bajo depósitos y picaduras por ensuciamiento de los cascos de los intercambiadores y en las líneas, principalmente en la parte inferior.
- Corrosión por ácidos nafténicos, a temperaturas superiores a 177°C y acidez mayor a 2,5 (6).
- Ataque por azufre en caliente (sulfidación), a temperaturas superiores a 230°C (1).

- Agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción de cloruros en los aceros inoxidable austeníticos (23).
- Corrosión por cáustico - fragilidad por cáustico, si ocurren excesos o malas prácticas en la inyección de éste (18,19).
- Adelgazamiento por corrosión-erosión debido al arrastre de sólidos (20).

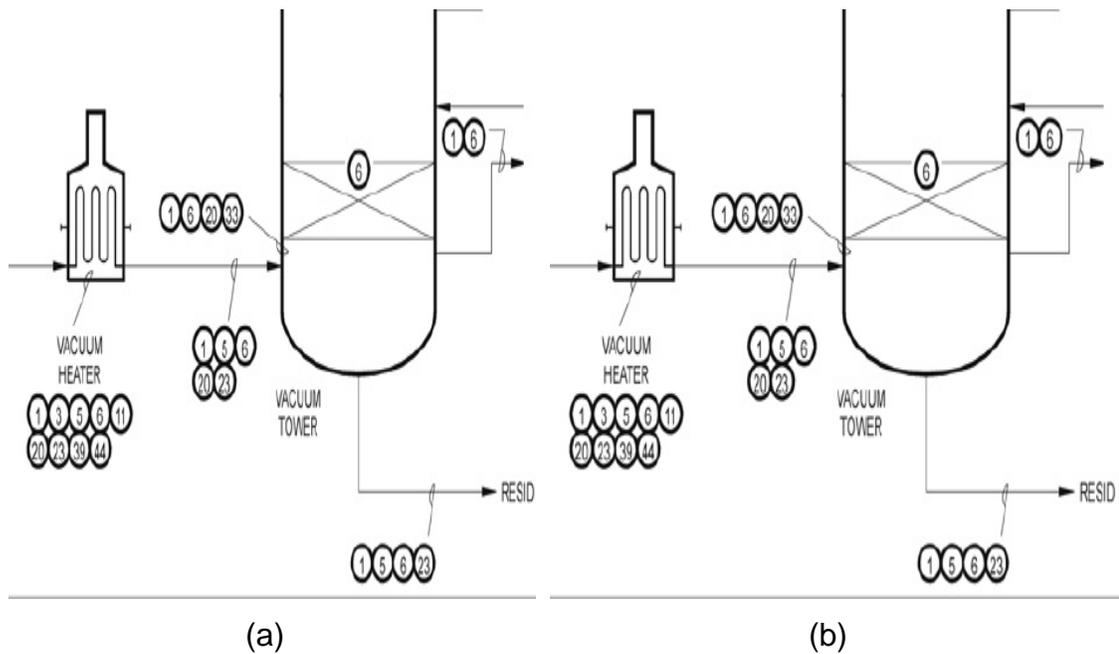
Los mecanismos de corrosión que ocurren en los lazos No. 3 y No. 5 son prácticamente los mismos, debido a que éstos mantienen condiciones de operación, y materiales de construcción similares, por consiguiente los mecanismos son fundamentalmente corrosión por ácidos nafténicos y ataque por azufre en caliente (sulfidación). Estos mecanismos de degradación ocurren por la presencia de azufre (en diversas formas) y ácidos nafténicos en el crudo, a temperaturas mayores de 230°C y 190°C respectivamente, cuando ambos son muy activos y agresivos. Además de ello, las condiciones erosivas originadas por la acción de las partículas sólidas del residuo en zonas de alta velocidad, como en la descarga de las bombas, contribuyen al arrastre de los productos de corrosión (sulfuro de hierro y naftenatos de hierro respectivamente), incrementando la velocidad de corrosión.

En las figuras 4.13 y 4.14 se muestran los esquemas del lazo No. 3 y No. 5 con sus respectivos mecanismos de degradación.



**Figura 4.13.** Esquema del lazo No.3, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

Como se puede observar en las figuras 4.13(a) y 4.13(b) los mecanismos de corrosión que estipula la norma API-571 coinciden exactamente con los mecanismos que se pueden generar en el lazo de corrosión No.3 para las condiciones de operación, variables de proceso y materiales de construcción que éste maneja. De igual forma sucede en el lazo de corrosión No.5 como se puede apreciar en la figura 4.14, debido a que mantienen similares condiciones de operación y materiales de construcción.



**Figura 4.14.** Esquema del lazo No.5, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

A continuación se mencionan los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en los lazo 3 y 5:

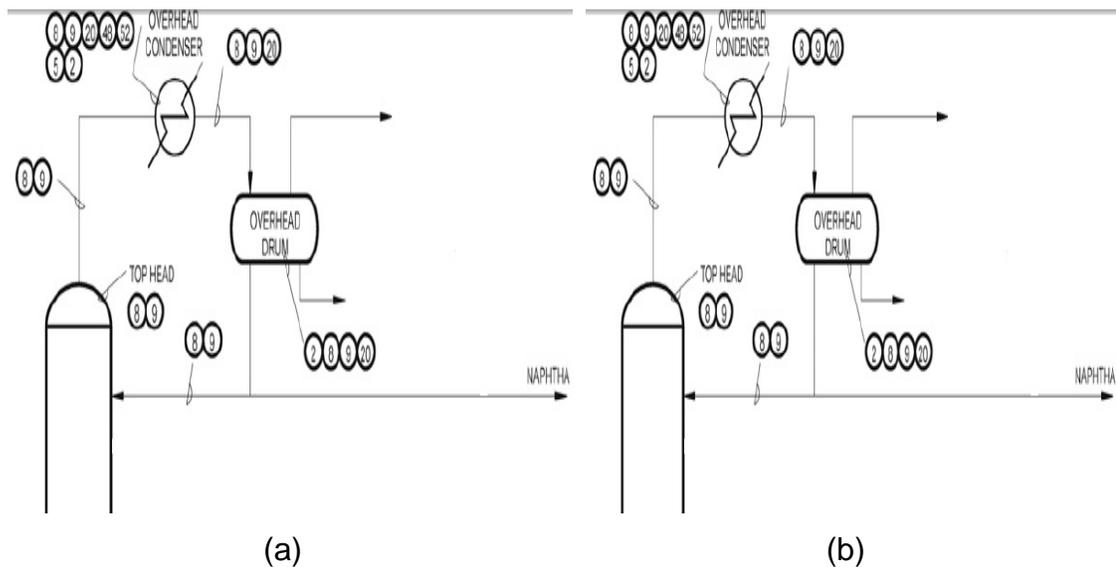
- Corrosión por ácidos nafténicos, a temperaturas superiores a 177°C y acidez mayor a 0,5 (6).
- Ataque por azufre en caliente (sulfidación), a temperaturas superiores a 230°C (1).
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción de cloruros en los aceros inoxidables austeníticos (23).
- Adelgazamiento por corrosión-erosión debido al arrastre de sólidos (20).

En el horno 01F101, existen condiciones para que ocurran otros mecanismos adicionales:

- Oxidación a altas temperaturas / sobrecalentamiento (Overheating) (11).
- Termofluencia (Creep) (3).
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción de ácidos poliónicos (5).

En el lazo No. 4, los mecanismos de corrosión más importantes ocurren por la hidrólisis de las sales de Calcio y Magnesio presentes en el crudo a las temperaturas de operación de la columna, lo cual lleva a la formación de HCl. La mayor velocidad de corrosión se presenta entonces en el punto de rocío del ácido clorhídrico, debido al bajo pH. La formación de sales causa también corrosión bajo depósitos. También las inyecciones de las dosis de inhibidor filmico, amina neutralizante y el agua de lavado proveniente del tambor 01V105 propician la activación de diferentes mecanismos de degradación.

En la figura 4.15 se ilustra el esquema del lazo de corrosión No.4 que representa el tope de la columna Atmosférica, con sus respectivos mecanismos de degradación.



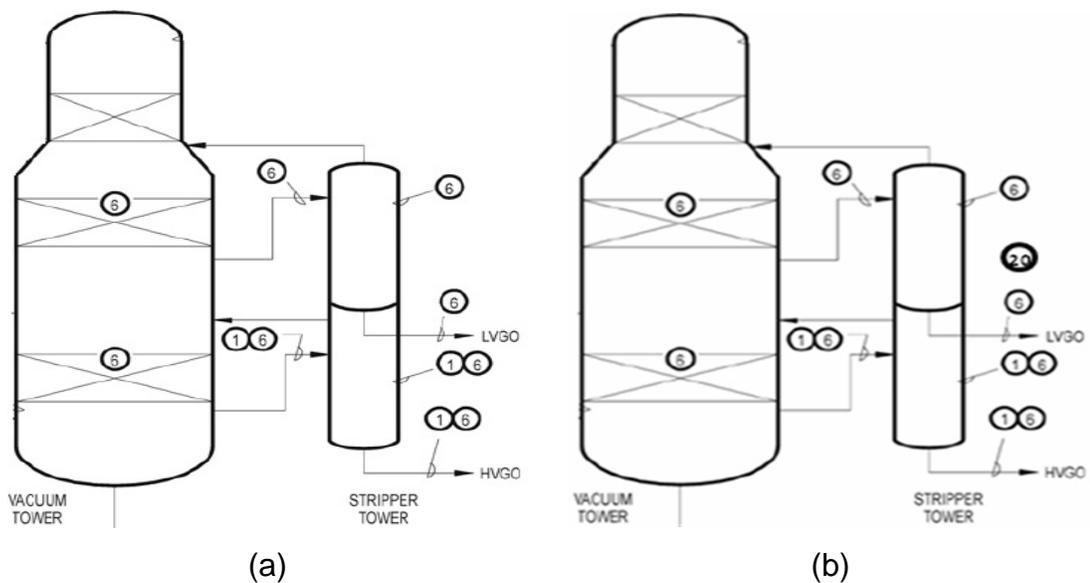
**Figura 4.15.** Esquema del lazo No.4, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

Como se puede apreciar en las figuras 4.15(a) y 4.15(b) se presenta el mismo caso que en las figuras 4.13 y 4.14 para los lazos No. 3 y No. 5 donde los mecanismos de corrosión que proporciona la norma API-571 son exactamente iguales a los indicados para el lazo de corrosión No. 4 según las materiales y condiciones de operación que maneja.

A continuación se mencionan los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en el lazo de corrosión No. 4:

- Corrosión ácida (HCl) (9).
- Corrosión bajo depósitos por precipitación de sales de  $\text{NH}_4\text{Cl}$  (8).
- Adelgazamiento por erosión debida al arrastre de sólidos (20).

Los mecanismos de corrosión que ocurren en el lazo No. 6 son fundamentalmente los mismos de los lazos No. 3 y 5: corrosión por ácidos nafténicos y ataque por azufre en caliente (sulfidación). El ataque por ácidos nafténicos es más agresivo que en la sección atmosférica, debido al aumento del número de ácido total (TAN) en el corte de HVGO, como consecuencia del incremento de la concentración de los ácidos en la fracción destilada.



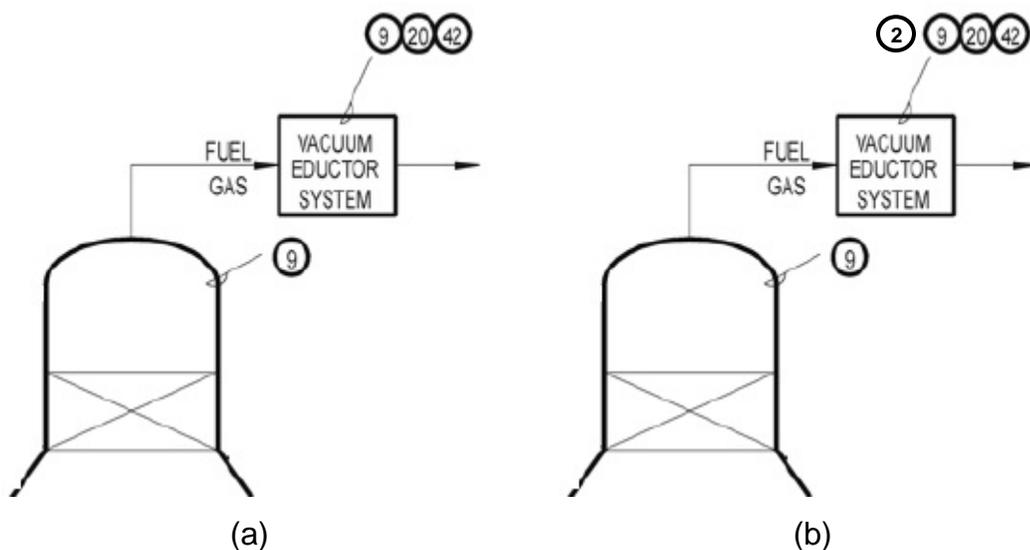
**Figura 4.16.** Esquema del lazo No.6, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

Los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en este lazo No. 6 excluyendo la corrosión-erosión, son idénticos a los indicados por la norma como se puede observar en la figura 4.16.

A continuación se mencionan los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en este lazo No. 6:

- Corrosión por ácidos nafténicos, a temperaturas superiores a 177 °C y acidez mayor a 0,5 (6).
- Ataque por azufre en caliente (sulfidación), a temperaturas superiores a 230°C (1).
- Adelgazamiento por corrosión-erosión, debida al arrastre de sólidos (20).

En el lazo No.7, el mecanismo de corrosión más importante ocurre por la formación de ácidos al condensarse los vapores. La mayor velocidad de corrosión se presenta entonces en el punto de rocío de los ácidos presentes (clorhídrico, carbónico y otros ácidos orgánicos) debido al bajo pH. También puede presentarse corrosión por agrietamiento ( $H_2S$  húmedo) y ampollamiento por hidrógeno en el tambor 01V105.



**Figura 4.17.** Esquema del lazo No.7, indicando mecanismos de corrosión según norma (a) y mecanismos de corrosión de mayor posibilidad según condiciones de operación y materiales de construcción (b)

Los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en este lazo No. 7 excluyendo el agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción del  $H_2S$  húmedo son idénticos a los indicados por la norma como se puede observar en la figura 4.17. A continuación se mencionan los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en este lazo No. 7:

- Corrosión ácida (HCl) (9).
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción del  $H_2S$  húmedo (2).
- Corrosión bajo depósitos.
- Adelgazamiento por corrosión-erosión debida al arrastre de sólidos (20).

Los mecanismos de corrosión en el lazo No. 8, ocurren a bajas temperaturas principalmente influenciados por el  $H_2S$  presente en el agua de lavado, el cual causa corrosión por agrietamiento, y por la salmuera y partículas sólidas presentes en los efluentes de los desaladores, las cuales causan corrosión y erosión; a continuación se mencionan los mecanismos de corrosión que pueden presentarse:

- Corrosión ácida (HCl) (9).
- Corrosión bajo depósitos y picaduras por acción de la salmuera, principalmente en la parte inferior de los equipos y líneas.
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción del  $H_2S$  húmedo (2).
- Adelgazamiento por corrosión-erosión debida al arrastre de sólidos (20).

### 4.3. VENTANA SILCO ELABORADA

A continuación se presenta la ventana SILCO para cada uno de los lazos de corrosión formulados de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío.

**Tabla 4.19.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 1

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Alimentación a planta (crudo diluido) y tren primario de precalentamiento	BS&W	Laboratorio MRO	Diario	<1,8 - 2,2> %	N/A
	Contenido de Azufre	Laboratorio MRO	Diario	<1- 2,8> % peso	N/A
	pH del agua de lavado	BAKER / Lab.	Diario	6,5 - 7,5	N/A

**Tabla 4.20.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 2

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Alimentación a planta (crudo diluido)	Contenido de Azufre	Laboratorio MRO	Diario	<1- 2,8> % peso	N/A
	Acidez (TAN)	Laboratorio MRO	Semestral o cuando haya un cambio en el tipo de alimentación	< 2,5 mg KOH/gr	N/A

**Tabla 4.20.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 2 (continuación)

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Desaladores	Temperatura	TI11014 (01V101)	En Línea	135 °C - 145 ° C	> 24
		TI11015 (01V101)	En Línea	135 °C - 145 ° C	> 24
		TI11514 (01V103)	En Línea	135 °C - 145 ° C	> 24
		TI11515 (01V104)	En Línea	135 °C - 145 ° C	> 24
	Contenido de sales en crudo desalado	BAKER / Lab.	Diario	< 2,5 ptb	N/A
	BS&W en crudo desalado	BAKER / Lab.	Diario	< 1%	N/A
Tren secundario de precalentamiento	Dosis de Cáustico	Operaciones	Diario	< 5 ptb	N/A
	Concentración de Cáustico	Operaciones	Diario	<2 – 4,5> %peso	N/A
	Temperatura de salida del 01E107 (lado tubos)	TI11018	En Línea	<177 ° C	> 72
	Temperatura de salida del 01E108 (lado tubos)	TI11096	En Línea	<177 ° C	> 72
	Temperatura de salida del 01E109 (lado tubos)	TI11025	En Línea	<177 ° C	> 72
	Temperatura de salida del 01E108 (lado casco)	TI11002	En Línea	<177 ° C	> 72
	Temperatura de salida del 01E109 (lado casco)	TI11020	En Línea	<177 ° C	> 72
	Temperatura de salida del 01E110 (lado casco)	TI11521	En Línea	<177 ° C	> 72

**Tabla 4.21.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 3

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Alimentación a planta (crudo diluido)	Contenido de Azufre	Laboratorio MRO	Diario	<1- 2,8> % peso	N/A
Desaladores	Contenido de sales en crudo desalado	BAKER / Lab.	Diario	< 2,5 ptb	N/A
	BS&W en crudo desalado	BAKER / Lab.	Diario	< 1%	N/A
Tren secundario de precalentamiento	Dosis de Cáustico	Operaciones	Diario	< 5 ptb	N/A
Horno de carga 01F101 y línea de transferencia	Temperatura de piel de tubos (zona de radiación)	TI11034 a TI11036	En Línea	< 600 °C	> 12
		TI11134 a TI11136	En Línea	< 600 °C	> 12
		TI11234 a TI 11236	En Línea	< 600 °C	> 12
		TI11334 a TI11336	En Línea	< 600 °C	> 12
		TI11434 a TI11436	En Línea	< 600 °C	> 12
		TI11534 a TI11536	En Línea	< 600 °C	> 12
		TI11634 a TI11636	En Línea	< 600 °C	> 12
	TI11734 a TI11736	En Línea	< 600 °C	> 12	
	Temperatura de salida del crudo desalado	TI11039 TI11038 a TI11738	En Línea	<373 °C>	> 24
	Flujo del vapor de velocidad	FIC11015 a FIC11715	En Línea	<0,10 - 0,15> Tn/Hr	> 12
Columna de Destilación Atmosférica 01C101	Temperatura de salida del residuo largo	TI11073	En Línea	<373 °C>	> 24
	Acidez (TAN) de las corrientes de Residuo Largo y Destilado	Laboratorio MRO	Semestral	< 0,5 mg KOH/gr	N/A

**Tabla 4.22.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 4

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Circuito de tope de la columna de Destilación Atmosférica 01C101, condensadores 01EA132's y tambor acumulador 01V107	Dosis de Amina Fílmica	BAKER / FI11320	Diario	6 ppm	N/A
	Dosis de Amina Neutralizante	BAKER	Diario	<50 – 55> ppm	N/A
	Temperatura	TI11028	En Línea	<205 °C>	> 72
	pH del agua del acumulador	BAKER / Lab.	Diario	< 5,5 - 6,5>	N/A
	Flujo de agua de lavado	FIC11920	En Línea	760 Tn/d	N/A
	Contenido de hierro total en el agua del acumulador	BAKER / Lab.	Diario	< 2 ppm	N/A
	Contenido de hierro soluble en el agua del acumulador	BAKER / Lab.	Diario	< 1 ppm	N/A
	Contenido de cloruros en el agua del acumulador	BAKER / Lab.	Diario	< 50 ppm	N/A
	Contenido de amoníaco en el agua del acumulador	BAKER / Lab.	Diario	< 250 ppm	N/A
	Amina fílmica residual en el agua del acumulador	BAKER / Lab.	Diario	<3 - 5> ppm	N/A
	Velocidad de corrosión	BAKER / Lab.	Quincenal	< 5 mpy	N/A

**Tabla 4.23.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 5

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Horno de carga 01F102 y línea de transferencia	Temperatura de piel de tubos (Zona de radiación)	TI11058 a TI11060	En Línea	< 650 °C	> 12
		TI11158 a TI11160	En Línea	< 650 °C	> 12
		TI11258 a TI11260	En Línea	< 650 °C	> 12
		TI11358 a TI11360	En Línea	< 650 °C	> 12
		TI11458 a TI11460	En Línea	< 650 °C	> 12
		TI11558 a TI11560	En Línea	< 650 °C	> 12
		TI11658 a TI11660	En Línea	< 650 °C	> 12
	TI11758 a TI11760	En Línea	< 650 °C	> 12	
Columna de Destilación al Vacío	Temperatura de salida del crudo	TI11063 TI11062 a TI11762	En Línea	<390> °C	> 12
	Flujo de vapor de velocidad	FIC11028 a FIC11728	En Línea	<0,15 - 0,20> Tn/Hr	> 12
	Temperatura de salida del Residuo	TI11073	En Línea	<343> °C	> 12
Columna de Destilación al Vacío	Contenido de Na en el residuo corto	Laboratorio MRO	En Línea	< 20 ppm	N/A
	Acidez (TAN) de las corrientes de Residuo corto	Laboratorio MRO	Semestral	<0,5	N/A

**Tabla 4.24.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 6

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Columna de Destilación al Vacío	Acidez (TAN) de las corrientes de Residuo, HVGO y LVGO	Laboratorio MRO	Semestral	<0,5 mg KOH/gr	N/A

**Tabla 4.25.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 7

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Circuito de tope de la columna de Destilación al Vacío 01C102, condensadores 01E120's, 01E121 y 01E122, y tambor acumulador 01V105	Flujo de inyección de Amoníaco	Laboratorio MRO	Diario	<50> gpd	> 24
	pH del agua	BAKER / Lab.	Diario	< 5,4 - 6,5>	N/A
	Contenido de hierro total en el agua	BAKER / Lab.	Diario	< 2 ppm	N/A
	Contenido de hierro soluble en el agua	BAKER / Lab.	Diario	< 2 ppm	N/A
	Contenido de cloruros en el agua	BAKER / Lab.	Diario	< 1 ppm	N/A
	Contenido de amoníaco en el agua	BAKER / Lab.	Diario	< 10 – 40 > ppm	N/A

**Tabla 4.26.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 8

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Desaladores, Tambor Acumulador 01V107 y tambor acumulador 01V105	pH de efluentes de desaladores	BAKER / Lab.	Diario	6 - 8	> 24
	pH de efluentes del 01V105	BAKER / Lab.	Diario	< 5,5 - 6,5>	> 24
	Contenido de cloruros en el agua del 01V105	BAKER / Lab.	Diario	< 1 ppm	N/A
	Contenido de cloruros en el agua del 01V107	BAKER / Lab.	Diario	< 50 ppm	N/A

**Tabla 4.26.** Ventana SILCO del lazo de corrosión No. 8 (continuación)

Componente	Variable a controlar	Fuente de Información	Frecuencia de Medición	Rango	Duración (h)
Desaladores, Tambor Acumulador 01V107 y tambor acumulador 01V105	Contenido de amoníaco en el agua del 01V107	BAKER / Lab.	Diario	< 50 – 150 > ppm	N/A
	Contenido de amoníaco en el agua del 01V105	BAKER / Lab.	Diario	< 250 ppm	N/A
	pH de efluentes del 01V107	BAKER / Lab.	Diario	< 5,5 - 6,5>	> 24

Una de las variables operacionales que se consideró necesaria para monitorear y así reducir la corrosión interna, tanto en las líneas y equipos estáticos pertenecientes a los lazos de corrosión fue el pH. Esta variable resultó ser monitoreada en los lazos de corrosión No. 1, 4, 7 y 8, siendo su monitoreo primeramente en la inyección de agua de lavado que recibe la línea de proceso antes de entrar al cuarto intercambiador del primer tren de precalentamiento. Este valor debe estar entre 6,5 y 7,5 unidades de pH, para garantizar un ambiente neutro, evitando así la formación de especies corrosivas para el lazo. Seguidamente su monitoreo en el agua del acumulador 01V107, en igual forma en el 01V105, que debe estar en un rango de 5,5 y 6,5 para evitar la corrosión debido a la formación de sales en el acero al carbono. Y finalmente el pH de los efluentes y retroalimentación de los desaladores debe ser entre 6 y 8, para evitar que la salmuera, además de las partículas sólidas originen corrosión y erosión.

El contenido de agua y sólidos suspendidos (BS&W) es otra variable a monitorearse, con la finalidad de evitar y/o minimizar la corrosión-erosión, corrosión bajo depósitos y picaduras por ensuciamiento de los equipos

estáticos y líneas, principalmente en la parte inferior, que afectan a los lazos de corrosión No. 1, 2 y 3. Se deberá garantizar que el contenido de agua y sólidos en el crudo (BS&W) de alimentación a la planta, así como también en el primer tren de precalentamiento esté comprendido entre (1,8 – 2,2 % en peso), mientras que en el crudo desalado sea menor al 1 % en peso.

El contenido de azufre es necesario monitorearlo por ser un componente altamente corrosivo. El azufre en el crudo debe mantenerse entre (1 – 2,8 % en peso), para evitar posible corrosión por  $H_2S$ , agrietamiento por acción del  $H_2S$  húmedo y sulfidación a temperaturas mayores a los  $230^{\circ}C$  en los equipos y líneas de acero al carbono.

Otra variable que debe monitorearse es el contenido de ácido (TAN= Total Acid Number) en el crudo. El número ácido o de neutralización está referido a la cantidad de hidróxido de potasio, en miligramos, requerido para neutralizar los ácidos en un gramo de crudo. Esta variable afecta los lazos de corrosión No. 2, 3, 5 y 6. Para minimizar la corrosión por ácidos nafténicos en el lazo 2, el TAN debe ser menor a 2,5 mg KOH/gr. Sin embargo, en las corrientes de residuo largo y destilado que pertenecen al lazo No. 3, como en la corriente de residuo corto del lazo 5 y los productos de HVGO y LVGO en el lazo No. 6, el TAN debe ser menor a 0,5 mg KOH/g.

El contenido de sales a la salida de los desaladores es otra variable que se consideró monitorear, por ser el agente que activa los mecanismos de corrosión dentro de las líneas y equipos de los lazos No. 2 y No. 3. El contenido de sales en el crudo desalado debe ser menor a 2,5 libras por mil barriles (ptb) para evitar arrastre de sales aguas abajo, propiciando la formación de sales estables y agrietamiento por corrosión bajo tensión por acción de los cloruros en los aceros inoxidables.

Es necesario monitorear la temperatura en el tren secundario de precalentamiento, la cual debe permanecer por debajo de los 177°C para evitar la corrosión por ácidos nafténicos en el lazo 2. De igual forma en los lazos No. 3 y No. 5 debe monitorearse la temperatura de los tubos ubicados en la zona de radiación de los hornos 01F101 y 01F102. Ésta no debe sobrepasar los 600°C y 650°C, porque para valores mayores existe el riesgo de termofluencia (Creep) donde los tubos se deforman debido a una disminución en su resistencia estructural causado por una desigual temperatura a lo largo del tubo, produciéndose un sobrecalentamiento localizado, en el cual, éste no puede resistir los esfuerzos debido a presión.

También es importante el monitoreo del contenido de hierro, de los cloruros; además del contenido de amoniaco en el agua de los acumuladores 01V105 y 01V107 pertenecientes a los lazos No. 4, 7 y 8. El contenido de hierro en el agua de los acumuladores debe mantenerse por debajo de los 2 ppm. En los lazos No. 4 y No. 8 el contenido de cloruros en el agua del acumulador 01V107 debe ser menor a 50 ppm, mientras en el acumulador 01V105 debe estar por debajo de 1 ppm para los lazos No. 7 y No. 8 respectivamente. Y por último el contenido de amoniaco en el acumulador 01V107 debe mantenerse por debajo de los 250 ppm; por el contrario en el acumulador 01V105 debe estar en un rango alrededor de 10 – 40 ppm para el lazo No. 7 y de 50 – 150 ppm para el lazo No. 8. Es necesario que estas variables estén dentro de sus rango de valores permisibles para evitar la corrosión por ácido clorhídrico (HCl), taponamiento, además de corrosión localizada por depósitos de sales de cloruro de amonio en las líneas y equipos correspondientes a dichos lazos.

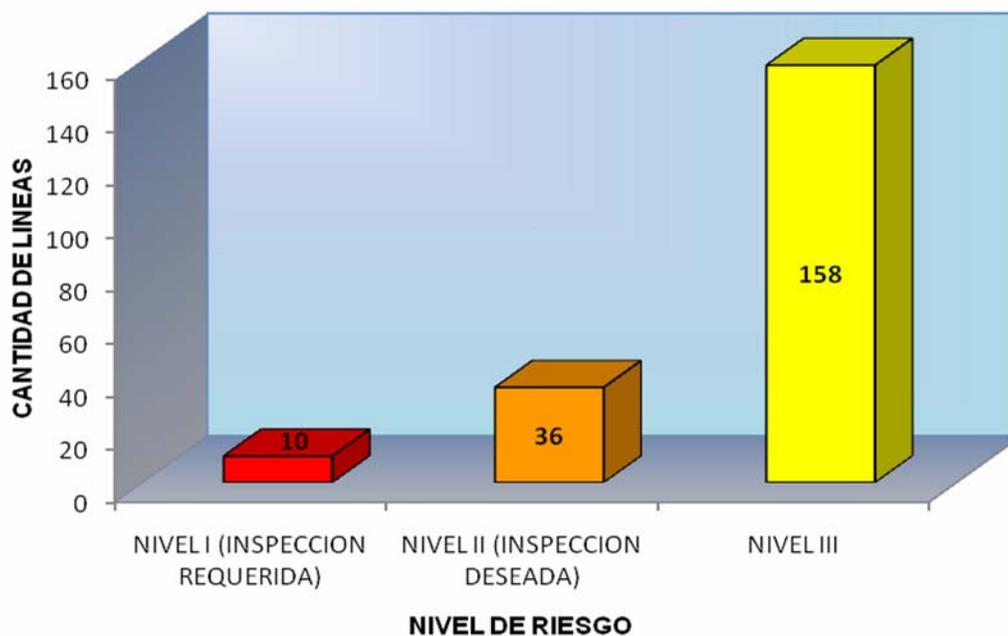
#### 4.4. JERARQUIZACIÓN EFECTUADA A LOS LAZOS DE CORROSIÓN

El análisis de RBI (Inspección Basada en Riesgo) existente en la empresa, aplicado a las líneas y equipos estáticos cada lazo de corrosión en la unidad de Destilación Atmosférica y Vacío (unidad 11), permitió evaluar el riesgo, así como también establecer la prioridad de inspección de las líneas y equipos estáticos de estos lazos, con el propósito de optimizar los recursos, realizando la inspección en las zonas donde se requería mayor atención.

Del análisis de RBI de las líneas existente, se tomaron en cuenta 204 líneas pertenecientes a los lazos de corrosión formulados de la Unidad 11. Con respecto a la realización de este análisis, se tomó en cuenta la norma **API – 570** (Piping Inspection Code). Adicionalmente se realizaron una serie de estudios y análisis, para conocer posiblemente los mecanismos de degradación existente en el sistema de tuberías, para luego ser jerarquizados y ponderados según metodología **API-580, 581, 571, NACE, CONOCO Fermit y PI-INS-038**, antecedentes de trabajos similares realizados anteriormente en la empresa.

Para la evaluación del análisis de consecuencias se tomó en cuenta la clasificación establecida por Conoco Fermit para la peligrosidad de los fluidos, donde según sus parámetros de funcionamiento como temperatura, presión y nivel tóxico, se clasifica y pondera su peligrosidad.

En las figuras 4.18 y 4.20 se ilustran las distribuciones de las líneas y equipos de los lazos de corrosión para cada nivel de riesgo. En las tablas 4.27 y 4.28 se muestran las matrices de riesgo para cada lazo de corrosión de las líneas y equipos estáticos.



**Figura 4.18.** Representación del nivel de riesgo en función a la cantidad de líneas. **Fuente:** RBI [20].

**Tabla 4.27.** Matriz de riesgo de las líneas de los lazos de corrosión.

NIVEL	INTERVALO MÁXIMO DE INSPECCIÓN	LAZOS DE CORROSIÓN								TOTAL DE LÍNEAS	%
		1	2	3	4	5	6	7	8		
NIVEL I (INSPECCIÓN REQUERIDA)	3 AÑOS	—	—	—	—	8	—	—	2	10	4.9
NIVEL II (INSPECCIÓN DESEADA)	5 AÑOS	3	2	6	6	8	4	2	5	36	17.65
NIVEL III	10 AÑOS	10	17	34	5	14	24	24	30	158	77.45
NIVEL IV	15 AÑOS										
NIVEL V	20 AÑOS										
TOTAL										204	100

**Fuente:** RBI [20].

En la tabla 4.27 se puede observar que el mayor porcentaje de las líneas de los lazos de corrosión se ubicó en el nivel III representando un 77,45% del total de líneas analizadas por la metodología RBI, para ser inspeccionadas en un intervalo máximo de inspección de 10 años, en cambio hay un total de 10 líneas pertenecientes a los lazos No. 5 y No. 8 que se ubican en el nivel I representando el 4,9% requiriendo ser inspeccionadas en un intervalo máximo de inspección de 3 años y un 17,65% representa al nivel II.

A continuación en la figura 4.19 se muestra los TAG de identificación de las líneas para cada lazo de corrosión formulado con su respectivo nivel RBI asociado, según el estudio de RBI existente en la empresa.

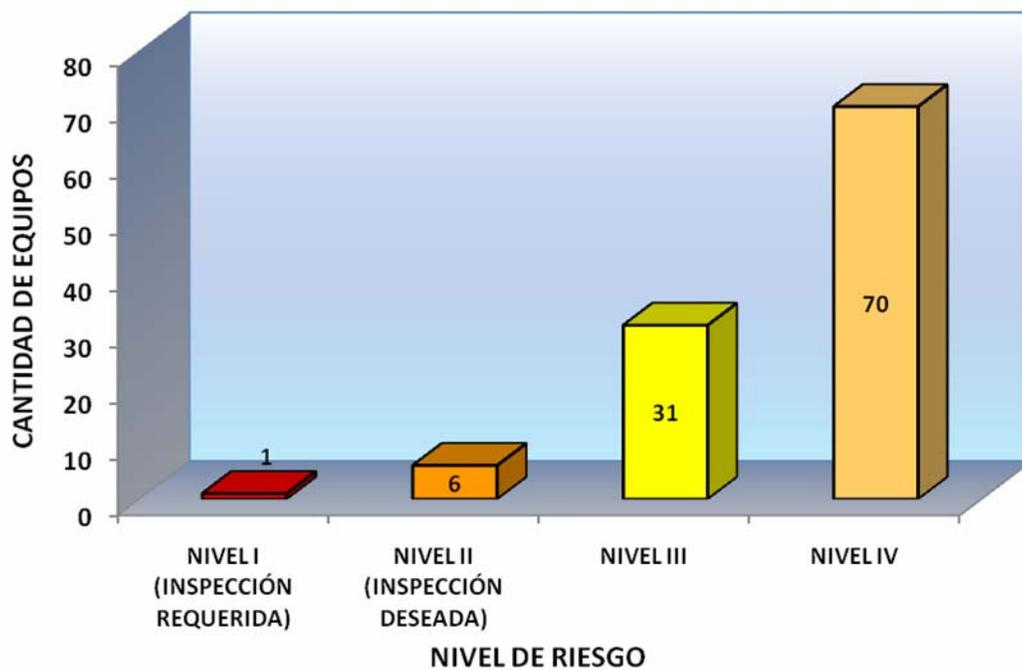
LAZO DE CORROSIÓN	TAG	NIVEL RBI	LAZO DE CORROSIÓN	TAG	NIVEL RBI
1	P11254	Nivel II	5	P11349 A P11355	Nivel II
	P11000 A P11006	Nivel III		P11042 A P11049	Nivel III
	P11011	Nivel III		P11113/P11114	Nivel III
	P11012	Nivel III		P11051 A P11066	Nivel III
	P11255	Nivel III		P11050	Nivel III
	P11270 P11271	Nivel II		P11050	Nivel III
2	P11055/P11056	Nivel III	6	P11067 A P11070	Nivel II
	P11007	Nivel III		P11234	Nivel III
	P11008	Nivel III		P11071	Nivel III
	P11013/P11014	Nivel III		P11096	Nivel III
	P11017 A P11027	Nivel III		P11125	Nivel III
	P11492	Nivel II		P11095	Nivel III
3	P11322 A P11329	Nivel III	7	P11116	Nivel III
	P11330 A P11337	Nivel III		P11124	Nivel II
	P11028	Nivel II		P11427	Nivel III
	P11029	Nivel III		P11098 A P11101	Nivel III
	P11030 A P11036	Nivel III		P11125 A P11127	Nivel III
	P11547	Nivel III		P11143	Nivel III
	P11548	Nivel III		P11428	Nivel III
	P11126	Nivel III		P11262	Nivel III
	P11091	Nivel III		P11146 A P11148	Nivel III
	P11037	Nivel II		P11093	Nivel III
	P11038 A P11041	Nivel III		SP11003 A SP11007	Nivel III
	P11049	Nivel III		P11090	Nivel III
	P11050	Nivel III		P11229	Nivel III
	P11110	Nivel II		SPC11107	Nivel III
	P11115	Nivel II		SPC11106	Nivel III
	P11348	Nivel II		SP11118	Nivel III
P11463	Nivel II	SP11000	Nivel III		
P11115	Nivel III	SP11001	Nivel III		
4	P11073/P11074	Nivel II	8	SW11026/SW11028	Nivel I
	P11075/P11076	Nivel III		SW11001/SW11002	Nivel II
	P11077	Nivel II		SW11004	Nivel II
	P11399	Nivel III		SW11007/SW11008	Nivel II
	P11111	Nivel II		SPC11104/SW11051	Nivel III
	P11078	Nivel III		SW11341 A SW11344	Nivel III
	P11112	Nivel II		SW11003/SW11006	Nivel III
	P11340	Nivel II		SW11287/SW11273	Nivel III
P11079	Nivel III	SW11009/SW11326	Nivel III		
5	P11357 A P11364	Nivel I	SW11045 A SW11049	Nivel III	
	P11042 A P11049	Nivel III	SW11015 A SW11017	Nivel III	
	P11371/P11372	Nivel III	SW11902 A SW11904	Nivel III	
	P11618/P11619	Nivel III	SW11037 A SW11040	Nivel III	
			SW11936/SW11937	Nivel III	
		SW11027	Nivel III		

Figura 4.19. Identificación de los TAG de las líneas para cada lazo de corrosión en función al nivel de riesgo.

Fuente: RBI [20].

Para el análisis de RBI de los equipos estáticos se tomaron en cuenta un total de 108 equipos pertenecientes a los lazos de corrosión formulados de la unidad 11. Para la aplicación del RBI se realizó igualmente la metodología utilizada en las líneas pertenecientes a los lazos de corrosión.

A continuación se puede observar los niveles de RBI, cantidad de equipos e intervalos de inspección para cada equipo perteneciente a los lazos de corrosión formulados.



**Figura 4.20.** Representación nivel de riesgo en función a la cantidad de equipos.

Fuente: RBI [20].

**Tabla 4.28.** Matriz de riesgo de los equipos de los lazos de corrosión.

NIVEL	INTERVALO MÁXIMO DE INSPECCIÓN	LAZOS DE CORROSIÓN								TOTAL DE EQUIPOS	%
		1	2	3	4	5	6	7	8		
NIVEL I (INSPECCIÓN REQUERIDA)	3 AÑOS				1					1	0.9
NIVEL II (INSPECCIÓN DESEADA)	5 AÑOS			4	1				1	6	5.5
NIVEL III	10 AÑOS			10		8	9	2	2	31	28.7
NIVEL IV	15 AÑOS	10	21	8	8	2	9	5	7	70	64.81
NIVEL V	20 AÑOS										
TOTAL										108	100

**Fuente:** RBI [20].

Como se puede observar en la tabla 4.28 el 64,81% de los equipos pertenece al nivel IV y el 28,7% en el nivel III, según el método empleado, el nivel IV de RBI corresponde a un intervalo máximo de inspección de 15 años de servicio. Es decir, que la mayor parte de los equipos podrían presentar un nivel de riesgo crítico a los 15 años de servicio. Tal y como se muestra en la figura 4.20 el nivel I y el nivel II de RBI son los que presentan los menores porcentajes de equipos en riesgo, alcanzando estos el 0,9% y 5,5% respectivamente.

A continuación en la figura 4.21 se muestra los TAG de identificación de los equipos estáticos para cada lazo de corrosión formulado con su respectivo nivel RBI asociado, según el estudio de RBI existente en la empresa.

LAZO DE CORROSIÓN	TAG	NIVEL RBI	LAZO DE CORROSIÓN	TAG	NIVEL RBI
1	01E101	Nivel IV	5	01F102	Nivel III
	01E102	Nivel IV		01C102 (FONDO Y OVERFLASH)	Nivel III
	01E103	Nivel IV		01E116 A/B	Nivel IV
	01E104	Nivel IV		01EA137 A-F	Nivel III
	01E105	Nivel IV	6	01C102 (ZONA DE HVGO Y LVGO)	Nivel III
	01E106	Nivel IV		01E113	Nivel IV
	01V101	Nivel IV		01E111	Nivel IV
	01V102	Nivel IV		01E108 A/B/C/D	Nivel IV
	01V103	Nivel IV		01E110	Nivel IV
	01V104	Nivel IV		01E106	Nivel IV
01E107	Nivel IV	01E117		Nivel IV	
2	01E108 A/B/C/D	Nivel IV	7	01EA135 A-C	Nivel III
	01E109 A/B/C/D	Nivel IV		01EA133 A-D	Nivel III
	01E110	Nivel IV		01C102	Nivel III
	01E111	Nivel IV		01E120 A/B/C	Nivel IV
	01E112 A/B	Nivel IV	8	01E121	Nivel IV
	01E113	Nivel IV		01E122	Nivel IV
	01E114	Nivel IV		01V105	Nivel III
	01E115 A/B/C/D	Nivel IV		01V107	Nivel II
3	01E116 A/B	Nivel IV	01V106	Nivel III	
	01F101	Nivel II	01E117	Nivel IV	
	01C101	Nivel II	01E118	Nivel IV	
	01E109 A/B/C/D	Nivel IV	01E119 A/B	Nivel IV	
	01E107	Nivel IV	01E128	Nivel IV	
	01E102	Nivel IV	01V110	Nivel IV	
	01E114	Nivel IV	01V111	Nivel IV	
	01E104	Nivel IV	01V105	Nivel III	
4	01EA131 A-E	Nivel III			
	01C101	Nivel II			
	01EA132 A-H	Nivel IV			
	01V107	Nivel I			

**Figura 4.21.** Identificación de los TAG de los equipos para cada lazo de corrosión en función al nivel de riesgo.

**Fuente:** RBI [20].

#### **4.5. MANUAL DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y LAZOS DE CORROSIÓN (SILCO) DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO**

El manual SILCO de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, tiene como propósito la selección, inclusión de equipos estáticos y líneas de proceso críticos en el programa de inspección en marcha; además del análisis entre las variables de proceso con los factores que afectan directamente la degradación de la líneas y equipos de cada lazo, para la futura alimentación del software SILCO con toda la información que fue recopilada de las líneas de proceso, equipos estáticos de cada lazo de corrosión, así como de las ventanas SILCO de éstos.

En el manual SILCO se combinaron las metodologías de Lazos de Corrosión (LC), Inspección Basada en Riesgo (RBI) y el Sistema de Inspección en Marcha (SIEM), con la finalidad de generar y optimizar planes de inspección de las líneas y equipos estáticos en servicio. Con ello se pretende reducir los costos de inspección y programar los cambios o reemplazos de equipos cuando lleguen al término de su vida útil, logrando una mayor eficiencia en la operación de la planta.

Por medio de los lazos de corrosión formulados en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, se logró identificar de manera práctica los fenómenos de corrosión que puedan ser susceptibles de ocurrir en esta planta.

Gracias a la ventana SILCO se estableció una relación directa entre las condiciones de operación y los factores que generan diferentes mecanismos de corrosión, los cuales pueden afectar a los lazos. Con esta ventana se

pueden predecir los problemas que se generen en la Planta de Destilación Atmosférica y Vacío.

Por último, la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) aplicada a los lazos de corrosión permitió establecer la jerarquía de las líneas de proceso y equipos estáticos, determinando las que necesitan prioridad y atención, con la finalidad de inspeccionarlas para evitar problemas en ellas.

El manual SILCO de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío, se estructuró de la siguiente manera:

- 1. OBJETIVO.**
- 2. INTRODUCCIÓN.**
- 3. REFERENCIAS.**
- 4. DEFINICIÓN DE NOMENCLATURAS.**
- 5. CONCEPTOS BÁSICOS.**
- 6. RESULTADOS OBTENIDOS.**
  - 1.- Alcance.
  - 2.- Descripción del proceso.
  - 3.- Mecanismos de degradación interna.
  - 4.- Información de los equipos estáticos y líneas del lazo de corrosión.
  - 5.- Historial de fallas de los equipos y líneas del lazo de corrosión.
  - 6.- Ventana SILCO del lazo de corrosión.

A continuación se muestra una breve descripción de la terminología empleada en cada lazo de corrosión que se presenta en el manual.

- ✓ **Alcance.** En esta parte se introdujo el proceso básico que realiza el respectivo lazo de corrosión, desde que inicia hasta que finaliza el proceso.
- ✓ **Descripción del proceso.** Aquí se detalló el diagrama simplificado del lazo, donde se especifica las líneas y los equipos estáticos que lo conforman. También se describió el proceso que realizan las variables operacionales: temperatura, presión, tipo de servicio.
- ✓ **Mecanismos de corrosión.** En este punto se mencionan los mecanismos de corrosión y degradación que sufren las líneas y equipos estáticos del lazo.
- ✓ **Información de los equipos estáticos y líneas de proceso.** Contiene las tablas con un listado de todos los equipos y líneas del lazo, con información general de los mismos.
- ✓ **Ventana SILCO.** En esta parte fue colocada la ventana SILCO, donde se revelaron las variables a monitorear, para asegurar un control del fenómeno de corrosión en las líneas y equipos de los lazos de corrosión. En esta ventana se especificó la siguiente información: el componente, el nombre de la variable a monitorear, la fuente de información, la frecuencia de medición, el rango y la duración.

En el Apéndice F se encuentra el manual SILCO de la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío del Mejorador Refinación Oriente.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1. CONCLUSIONES**

1. Se formularon ocho lazos de corrosión tomando en cuenta los criterios de similitud de las condiciones de operación, materiales de construcción y tipo de fluido en servicio de las líneas de proceso y equipos estáticos en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío (Unidad 11) mediante la metodología SILCO.
2. La corrosión por ácidos nafténicos a temperaturas mayores de los 177°C y corrosión por H<sub>2</sub>S tanto a bajas como a altas temperaturas son los mecanismos que afectan a la mayoría de los lazos de corrosión.
3. Se elaboró la ventana SILCO de cada lazo de corrosión, siendo ésta de gran importancia para el manual SILCO.
4. El contenido de agua y sólidos suspendidos en el crudo (BS&W) debe ser menor a 1% en peso, con la finalidad de evitar y/o minimizar la corrosión-erosión, corrosión bajo depósitos y picaduras por ensuciamiento en las tuberías y equipos de los lazos de corrosión.

5. El contenido de azufre en el crudo debe mantenerse entre (1 – 2,8 % en peso), para evitar posible corrosión por H<sub>2</sub>S, agrietamiento por acción del H<sub>2</sub>S húmedo y sulfidación en los lazos de corrosión.
6. El análisis de inspección basada en riesgo (RBI) existente en la empresa, permitió conocer las líneas de proceso y equipos estáticos de los lazos de corrosión que requieren de mayor atención para las inspecciones.
7. El 77,45% de todas las líneas de los lazos de corrosión presentaron un nivel de riesgo medio (amarillo), mientras que el 17,65% presentó un nivel medio-alto (naranja) y un 4,9% de nivel alto (rojo).
8. El 64,81% de los equipos de los lazos de corrosión presentaron un nivel de riesgo medio-bajo (mostaza), el 28,7% presentó un nivel medio (amarillo), el 5,5% un nivel medio-alto (naranja) y el 0,9% un nivel alto (rojo).
9. Los resultados encontrados de acuerdo a los objetivos alcanzados en este trabajo, permitieron obtener todos los elementos necesarios para desarrollar el manual SILCO de la Unidad 11 del Mejorador Refinación Oriente.
10. La implementación del manual SILCO en la Unidad 11 servirá para prevenir la corrosión en las líneas y equipos estáticos.

## 5.2. RECOMENDACIONES

1. Implementar la metodología desarrollada en este trabajo en las demás unidades del Mejorador Refinación Oriente, para llevar un control del comportamiento corrosivo, y establecer prioridades en función de los niveles de riesgo presentes en los equipos y líneas.
2. Llevar a cabo el seguimiento de la ventana SILCO para asegurar la integridad mecánica de las líneas y equipos estáticos pertenecientes a la unidad 11.
3. Monitorear mediante termografías, la temperatura de los tubos de la zona radiante de los hornos 01F101 y 01F102, con la finalidad de controlar dicha variable de tal manera que no sobrepase la temperatura de diseño de los mismos.
4. Realizar limpieza de tubos, bien sea por descostramiento en línea o descostramiento mecánico (pigging), según la condición de coquificación de los tubos, en caso de sobrepasar dicho límite.
5. Llevar un seguimiento continuo de inspección según metodología RBI y realizar una inspección efectiva utilizando la técnica más adecuada como; inspección visual, radiografía, etc, para la detección de los mecanismos de degradación por corrosión que se puedan presentar.
6. Mantener actualizada la información de los reportes o actividades de inspección ejecutadas sobre los equipos y líneas en el software

SILCO, asegurándose que los datos cargados en el software sean actualizados en la hoja de cálculo del RBI de los equipos y líneas.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Martínez, C. **“Análisis de la influencia de la variables operacionales y factores que generan corrosión interna en la planta compresora Josepín 2, PDVSA”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela **(2006)**.
- [2] Mejías, J. **“Análisis de la influencia de la variables operacionales en los mecanismos de corrosión de la unidad Hidrotratadora de Nafta de la Refinería Puerto La Cruz”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela **(2005)**.
- [3] Rojas, J. **“Diseñar un plan de mantenimiento para las plantas compresoras de Gas Oricual 2 y Oricual 3 basado en el sistema de inspección y lazos de corrosión (SILCO) PDVSA”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela **(2008)**.
- [4] **“Manual de Operaciones de las Unidades”** que conforman el Mejorador Refinación Oriente PDVSA, Fecha de Consulta Agosto **(2005)**.
- [5] **“Inspection Practices for Piping System Components”**, Norma API 574. Segunda edición, Junio **(1998)**.
- [6] Gil de Fuentes, L., **“Fundamentos de Corrosión y Protección de los Metales”**, Ciudad Guayana, Septiembre del **(2008)**.
- [7] Palacios. C.; Hernández. O **“Corrosión”**, Curso básico de corrosión, Asvencor, **(2007)**.

[8] HTTP: [www.corrosion4dummies.com](http://www.corrosion4dummies.com)

[9] Sotillo. M. **“Desarrollo e implementación de un sistema de gestión de control de corrosión basado en análisis de riesgo en los sistemas de tratamiento de crudo y agua del campo Junín”**, Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Barcelona Estado Anzoátegui, (2006).

[10] Ikeda, A., Mukai, S., Ueda, M., **“Corrosion behavior of 9% to 25% Cr steels in wet CO<sub>2</sub> environments”**, Advances in CO<sub>2</sub> Corrosion, Vol. 1, NACE, Houston, Texas, (1984).

[11] NACE, **“Corrosion control in the Refining Industry”**. NACE international, USA (1999).

[12] American Petroleum Institute. Código API 571. **“Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”**. Primera Edición (2003).

[13] American Petroleum Institute. Código API 570. **“Código de Inspección de Tuberías”**. Segunda edición (1998).

[14] ASME B31.3, **“Sistemas de Tuberías de procesos en general en la industria petrolera”**. USA (2002).

[15] **“Manual Corporativo del Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO)”**, PDVSA, Venezuela (2005).

- [16] American Petroleum Institute. Código API 580 y 581. **“Risk Based Inspection. Base Resource Document”**. Primera Edición (2000) y Segunda Edición (2008).
- [17] E. Avallone y T. Baumeister, **“Manual del Ingeniero Mecánico”**, Editorial McGraw-Hill, México (1998).
- [18] Ortiz, A. **“Aplicación de inspección basada en riesgo para el alcance de la parada de planta 2003 Petrozuata”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (2003).
- [19] Mata, E. **“Plan de inspección de las válvulas de seguridad y alivio que protegen los equipos estáticos basado en el nivel de riesgo Petrozuata”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela (2004).
- [20] **“Reportes de Archivos de RBI Realizado a las Líneas y Equipos de las Unidades”** del Mejorador Refinación Oriente PDVSA, (2003).
- [21] Datos reportados y analizados mediante Softwares de ingeniería, **“Meridium y UltraPIPE”**. Departamento de Inspección PDVSA (2003).

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

<b>TÍTULO</b>	<b>IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN EN MARCHA PARA TUBERÍAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (PDVSA)</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Alemán T. Yarrod</b>	<b>CVLAC: 17.482.360 EMAIL: yarrod_15@hotmail.com</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

implementación, Plan de Inspección, Tuberías, Equipos Estáticos, Destilación

---



---

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

ÁREA	SUBÁREA
<u>Ingeniería y Ciencias Aplicadas</u>	<u>Ingeniería Mecánica</u>

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Se implementó un plan de inspección en marcha para tuberías y equipos estáticos en la Unidad de Destilación Atmosférica y Vacío (unidad 11) del Mejorador Refinación Oriente, con la finalidad de predecir y prevenir posibles fallas por corrosión interna, en las líneas de proceso y equipos estáticos de la planta. El comportamiento de las condiciones operacionales con los factores que propician la corrosión se obtuvo la información obtenida en informes del Departamento de Inspección, de los planos P&ID y PFD; además de entrevistas aplicadas al personal para su determinación. Se formularon los lazos de corrosión considerando los criterios de similitud operacional, material de fabricación, así como también, el tipo de fluido en servicio. Para los lazos se identificaron las variables que activan corrosión interna según la norma API – 571, para definir rangos de operaciones permisibles que impidan niveles de corrosión severos. Se efectuó la jerarquización de los lazos de corrosión mediante un estudio de Inspección Basado en Riesgo (RBI) existente en la empresa, fundamentado en la norma API - 581 para conocer el nivel de riesgo, así como identificar los que necesitan prioridad de inspección, dando como resultado que los lazos 3, 4, 5 y 8 arrojaron niveles de riesgo I y II (inspección requerida y deseada) como los críticos. Finalmente, se elaboró el manual SILCO de la unidad 11 del Mejorador Refinación Oriente.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS-X	TU	JU
López, Glorys	CVLAC:	6.654.876			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Martínez, Luis	ROL	CA	AS	TU	JU-X
	CVLAC:	11.496.426			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Díaz, Christopher	ROL	CA	AS	TU	JU-X
	CVLAC:	14.126.676			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2010	10	22
AÑO	MES	DÍA

**LENGUAJE: SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.PlandelInspeccion.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: PDVSA. (Dpto. Mecánico) (OPCIONAL)

TEMPORAL: 3 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Ingeniero Mecánico**

---

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Pre-Grado**

---

ÁREA DE ESTUDIO:

**Departamento de Mecánica**

---

INSTITUCIÓN:

**Universidad de Oriente, Núcleo 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 la exclusiva propiedad de la

---

Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines

---

con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá

---

participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

---

---

**AUTOR 1**

Alemán, Yarrod

---

**AUTOR 2**

---

**AUTOR 3**

---

**TUTOR**

López, Glorys

---

**JURADO 1**

Martínez, Luís

---

**JURADO 2**

Díaz, Christopher

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

---