

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



**“ACTUALIZACIÓN DE LA FILOSOFÍA DEL CONTROL DE CORROSIÓN
DE LAS UNIDADES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA (CDU) Y VACÍO
(VDU), COQUIFICACIÓN RETARDADA (DCU) Y RECUPERACIÓN DE
GASES (GRU), DE PETROCEDEÑO”**

REALIZADO POR:

KENDEL ENRIQUE CAMPOS GONZÁLEZ

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Octubre de 2009

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



**“ACTUALIZACIÓN DE LA FILOSOFÍA DEL CONTROL DE CORROSIÓN
DE LAS UNIDADES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA (CDU) Y VACÍO
(VDU), COQUIFICACIÓN RETARDADA (DCU) Y RECUPERACIÓN DE
GASES (GRU), DE PETROCEDENÑO”**

ASESORES

Ing. Químico Fidelina Moncada, M.Sc.

Asesor Académico

Ing. Materiales María Specht, M.Sc.

Asesor Industrial

Barcelona, Octubre de 2009

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



**“ACTUALIZACIÓN DE LA FILOSOFÍA DEL CONTROL DE CORROSIÓN
DE LAS UNIDADES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA (CDU) Y VACÍO
(VDU), COQUIFICACIÓN RETARDADA (DCU) Y RECUPERACIÓN DE
GASES (GRU), DE PETROCEDENÑO”**

El jurado calificador hace constar que la tesis fue calificada de:

EXCELENTE

Ing. Químico Fidelina Moncada, M.Sc.

Asesor Académico

Ing. Químico Hernán Raven, M.Sc

Jurado Principal

Ing. Químico Frank Parra

Jurado Principal

Barcelona, Octubre de 2009

ARTÍCULO 44

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.



DEDICATORIA

Este trabajo esta dedicado con todo mi corazón y amor:

A DIOS, quien ha estado en todo momento iluminando y siendo el guía de mi vida, a través de sabiduría, madurez, paciencia, serenidad, fuerza, apoyo, llenarme de mucha vitalidad y Fé para seguir adelante, y simplemente el hecho de vivir para lograr nuevamente una de las metas que tenia planeada en mi vida.

A mis padres: Enrique Alfredo Campos Santaella y Aracelis González Corcega de Campos, quienes han dado lo mejor de sí para formarme como ser humano, caballero y profesional en el ámbito laboral y académico. Simplemente, el fruto de mi vida y de este trabajo es suyo, la unión perfecta de mis padres, es lo que hace posible que haya podido escribir estas palabras que para mí representan la satisfacción de poder decir lo logramos, última palabra que expresa muchos sentimientos y una felicidad enorme.

Padres los amo, siempre mantuvieron la Fé en mí y me apoyaron al máximo en todo. Logramos una, y faltan otras. Sé que estarán conmigo para las que vienen.

Gracias por todo.

AGRADECIMIENTO

Está etapa universitaria ha representado una parte muy importante de mi vida, desde el primer día de clases hasta la realización del trabajo de grado he conocido y convivido con personas que han moldeado y han sido parte para la culminación de mi pregrado universitario, convirtiéndose en parte de esta maravillosa vida de estudiantil que lleve. Ellos formaron parte de mí, y es por ello que quiero darles un agradecimiento:

Primeramente a DIOS, simplemente ya que sin Él no existiría nada en este mundo: Él es la fuerza motora para la existencia de la vida.

A mis padres, Enrique y Aracelis, gracias por confiar en mí, apoyarme en todo momento, por todo el sacrificio que han hecho y toda la confianza y amor que siempre me han demostrado. Son los guías de mi vida y los forjadores de mis valores, ética y moral para ser un mejor hombre cada día.

A mis hermanos, Aithor e Itan, ellos para mí lo son todo y sin ellos soy nada, los amo con todo mí ser a ambos y ellos son las piezas esenciales en el motor de mi vida.

A mis abuelos, Félix Manuel Campos y Víctor Manuel González Navarro, quienes siempre me brindaron su educación y formación, y sé que siempre han estado a mi lado guiándome desde el cielo. A mis abuelitas, Reyna Santaella De León de Campos y Natividad Córcega Salgado de González, por siempre estar pendiente de mí y mostrar tanta felicidad, apoyo y emoción por mis estudios.

A todos mis tíos, tías, primos y primas, todos ellos han sido clave en las decisiones y en las actitudes que me han llevado a lo que hoy soy. Gracias mi tía Lula por lo

pendiente que has estado de mí desde el momento que nací, a mi tía Alcira por ser parte de mí, a mis tías Chabela y Eglis y tío Félix, por ser ejemplos. Primos, quienes siempre hemos sido una pandilla, todavía recuerdo la divertida etapa de la niñez (cuando éramos felices y no lo sabíamos), y la adolescencia, los quiero: Mili, Jolvid, Joseph, Vianey, Esmirlene, Alexandra, Naty, David, Daniel, Alvaro, y a todos los que no he nombrado aquí, saben que los quiero.

A mi asesor académico, Fidelina Moncada, eres para mí una de los mejores ingenieros que tiene la Universidad De Oriente, eres ejemplo de madurez, inteligencia y dedicación hacia los estudiantes. Valoro demasiado el esfuerzo y la dedicación que tuvo hacia mí en la realización de esta tesis, corrección tras corrección. Gracias por todo el tiempo dedicado, porque estoy seguro que eso no lo hace todo el mundo, gracias por la comprensión cada vez que la fastidiaba por mensajes, llamadas y correos, y lo mejor de todo gracias por responder siempre. La quiero profe, es para mi usted un ejemplo profesionalismo y ética.

A mi asesor industrial, María Isabel Specht, por depositar la confianza en mí y escogerme para el desarrollo y realización de este proyecto. Gracias por el tiempo dedicado hacia a mí y mis compañeros de pasantías Francisco Salazar (Paco) y Jesús Salazar, a pesar de tus tantas ocupaciones en la industria, y gracias por enseñarnos y transmitirnos tanta información. Eres también para mí un ejemplo de profesionalismo y ética.

Nunca podría dejar a un lado a mis panas de toda la vida, desde la infancia hasta adolescencia (actualidad), esos carajos siempre estuvieron pa las que seas, en especial a: Gabriela Hernández (Mi Flaca), Ricardo Garzón (Guaru), Gustavo Falcón (El Afro), Diego Díaz (El Chino), Leonid González (Nina), Roy Medina y todos mis panas del Colegio Salesiano Pio XII. Momentos inolvidables e inigualables

he vivido con ustedes. Siempre hemos sido los mejores panas. Compadres los quiero un montón.

A mis panas de la universidad, quienes se convirtieron en más que compañeros de clases sino en mis amigos, Luisana Marcano, Francisco Salazar (Paco), Andrés Pineda (El Morocho), Noeglis Almedia, Adolfo Rodriguez, María Campos, Joauris Villarroel, Victoria Goitia, Josdys Cabrera, Astrid Bastardo, Lizbeth Moreno y todos los compañeros que formaron parte de esta vida universitaria, tanto a nivel de estudio, amistad y rumbas. Nunca olvidaré los momentos que hemos vivido y siempre serán parte de mí. Gracias por siempre extender su mano amiga.

Al personal que labora en el Mejorador Petrocedeño, por su ayuda y contribución durante la realización de mi pasantía de grado, en especial a la ing. María Acosta, ing. Fernando de Abreu, al personal de control de documentos: Natalie Cabrera, Arelys Romero, Ana Mercedes López y Roberto Gil, a los ing. De destilación atmosférica y al vacío, Rafael Júlian Pérez y Merhym Coscorrosa, a los ing. De coquificación retardada y recuperación de gases, Liliana Molina y Francisco Fernández, a todos los técnicos de campo y procesos, y a los ingenieros de proceso, quienes contribuyeron en la realización de este proyecto y en mi formación profesional.

“Lo maravilloso de realizar un proyecto mucho más que terminarlo, es tener la satisfacción, recuerdos, esfuerzos y las alegrías de lo que representó el camino para lograrlo”.

Todos formaron parte de ese camino y lo disfrute con ustedes.

RESUMEN

El trabajo realizado consistió en la actualización de la filosofía de control de corrosión de las unidades de: destilación atmosférica (CDU) y de vacío (VDU), coquificación retardada (DCU) y recuperación de gases (GRU) de Petrocedeño. Para ello, se recopilaron datos operacionales a través del uso del programa PI process book, como temperatura y presión, se caracterizaron las corrientes de proceso mediante pruebas de laboratorio cuyos datos se obtuvieron con ayuda del programa M-Pro, se estudiaron los materiales de construcción y los cambios de metalurgias realizados en planta con el fin de identificar otros posibles mecanismos de corrosión que se presentaron en las unidades. Para verificar cuales de los equipos eran críticos se aplicó una matriz de criticidad desarrollada por INTEVEP, en la cual se obtuvo que la unidad más crítica fue la GRU con un valor promedio de 0,45, seguido de la DCU y finalmente por la CDU y la VDU. Con el fin de programar planes de inspección enfocando esfuerzos en los equipos de mayor nivel de criticidad se prepararon consideraciones de inspección para aplicarlas a los equipos. Mediante el uso del programa AUTOCAD, se actualizaron los diagramas de materiales de construcción, en los cuales se presentan nuevos equipos, los cambios de metalurgia, nuevas condiciones de operación, características de las corrientes y los mecanismos potenciales de degradación. Finalmente, y para mitigar los mecanismos potenciales de degradación se realizó la actualización de la metodología para el control de corrosión, en las cuales se destacó el uso de aminas filmica y neutralizante. Además, se realizó un esquema en el cual se indicaba cada los equipos donde se debe mantener frecuente monitoreo, indicando las variables críticas a monitorear y los rangos en que deben permanecer para mitigar la corrosión de acuerdo a las mejores prácticas recomendadas por las normas NACE y API 571.

CONTENIDO

ARTÍCULO 44	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN.....	ix
CONTENIDO	x
CAPITULO I.....	17
INTRODUCCIÓN	17
1.1 Reseña histórica de la empresa	17
1.2 Ubicación geográfica	18
1.3 Mejorador.....	19
1.4 Planteamiento del problema.....	21
1.5 Objetivos	25
1.5.1 Objetivo general.....	25
1.5.2 Objetivos específicos	25
CAPITULO II	26
MARCO TEÓRICO.....	26
2.1 Antecedentes	26
2.2 Descripción del proceso	28
2.2.1 Unidad 1100, unidad de destilación atmosférica (CDU)	28
2.2.1.1 Carga de crudo y tren de precalentamiento en frío	29
2.2.1.2 Desaladores	30
2.2.1.3 Torre preflash.....	31
2.2.1.4 Tren de precalentamiento del crudo desalado y hornos.....	32
2.2.1.5 Fraccionamiento del crudo.....	32
2.2.1.6 Agua desalada/sistema de salmuera	36
2.2.2 Unidad 1200, unidad de destilación al vacío (VDU).....	38

2.2.2.1 Alimentación de residuo atmosférico y hornos.....	38
2.2.2.2 Sección de fraccionamiento	38
2.1.2.3 Sistemas de eyectores.....	41
2.1.2.4 Tambor de generación de vapor	42
2.1.3 Unidad 1300/1400/1500, unidad de coquificación retardada (DCU)	43
2.2.3.1 Sección de coquificación	44
2.2.3.2 Fraccionamiento.....	45
2.2.3.3 Generación de vapor	49
2.2.3.4 Sistema de recuperación de hidrocarburos.....	49
2.2.4 Unidad 1600, unidad de recuperación de gases (GRU)	51
2.2.4.1 Compresor de dos etapas.....	51
2.2.4.2 Absorbadora/despojadora.....	53
2.2.4.3 Absorbador esponja.....	54
2.2.4.4 Absorbador con aminas.....	55
2.3 Corrosión.....	55
2.3.1 Corrosión a bajas temperaturas	57
2.3.1.1 Principios de corrosión a bajas temperaturas:.....	57
2.3.2 Corrosión a altas temperaturas	61
2.3.2.1 Principio de corrosión a altas temperaturas	61
2.3.2.2 Ley de velocidad lineal	63
2.3.2.3 Ley de velocidad parabólica.....	64
2.3.2.4 Condiciones a altas temperaturas	65
2.4 Velocidad de corrosión	65
2.5 Factores que afectan la corrosión	67
2.5.1 Compuestos corrosivos	67
2.5.2 Temperatura	68
2.5.3 Concentración	68
2.5.4 Otros factores	69
2.6 Fenómeno de polarización	69

2.6.1 Polarización activada	69
2.6.2 Polarización concentrada	70
2.7 Pasividad	70
2.8 Pérdida del metal (Corrosión general o localizada)	71
2.8.1 Corrosión galvánica	71
2.8.2 Picaduras (Pitting).....	72
2.8.3 Corrosión en grietas (crevice)	73
2.8.4 Corrosión por erosión.....	74
2.8.5 Corrosión por ácido clorhídrico (HCl).....	75
2.8.6 Corrosión por bisulfuro de amonio (NH ₄ HS)	76
2.8.7 Dióxido de carbono (CO ₂)	78
2.8.8 Corrosión por ácido sulfúrico (H ₂ SO ₄)	80
2.8.9 Corrosión por aminas	81
2.8.10 Corrosión atmosférica	81
2.8.11 Corrosión bajo aislamiento (CUI).....	82
2.8.12 Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC).....	82
2.8.12.1 Corrosión por sulfuros a alta temperatura (sin o poca presencia de hidrógeno)	82
2.8.12.2 Corrosión por sulfuros a altas temperatur as (con presencia de hidrógeno)	84
2.8.13 Corrosión por ácidos nafténicos.....	87
2.8.14 Corrosión bajo depósitos.....	88
2.8.15 Corrosión por cloruro de amonio	89
2.8.16 Oxidación a altas temperaturas	89
2.9 Corrosión por agrietamiento bajo tensión (SCC).....	90
2.9.1 Corrosión por agrietamiento bajo tensión de cloruros (CISCC)	91
2.9.2 Corrosión por agrietamiento bajo tensión alcalina (ASCC)	91
2.9.3 Corrosión por agrietamiento bajo tensión de ácido politéico (PTA SCC)	92

2.9.4 Agrietamiento por H ₂ S húmedo	92
2.9.4.1 Ampollas de hidrógeno	93
2.9.4.2 Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) o corrosión por agrietamiento debido a tensión de sulfuros (SSCC)	94
2.9.4.3 Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)	95
2.9.4.4 Agrietamiento inducido por hidrógeno orientado bajo tensiones (SOHIC)	95
2.9.5 Corrosión por cianuro de hidrógeno (HCN)	96
2.9.6 Ruptura por tensión debido a sobrecalentamiento (SRO).....	96
2.10 Fallas metalúrgicas y mecánicas	97
2.10.1 Fragilidad por temperatura.....	98
2.10.2 Carburización.....	98
2.10.3 Fatiga mecánica.10.3 Fatiga mecánica.....	99
2.10.4 Corrosión por fatiga	99
2.10.5 Arrastre.....	99
2.10.6 Ruptura por tensión.....	99
2.10.7 Choque térmico	100
2.10.8 Fatiga térmica.....	100
2.11 Control de corrosión.....	100
2.11.1 Desaladores	101
2.11.2 Neutralizantes.....	101
2.11.2 Inhibidores de corrosión.....	102
2.11.3 Otros.....	102
2.12 Monitoreo para el control de corrosión.....	102
2.12.1 Análisis de agua	103
2.12.2 Pruebas de corrosión	103
2.12.2.1 Cupones de corrosión.....	104
2.12.2.2 Resistencia eléctrica (ER)	104
2.12.2.3 Resistencia de polarización lineal (LPR)	105

2.12.3 ULTRAPIPE	106
2.13 Definición de acero	106
2.13.1 Aceros al carbono.....	107
2.13.2 Aceros aleados	107
2.13.3 Aceros inoxidables.....	107
2.13.3.1 Serie 400-martensíticos.....	108
2.13.3.2 Serie 400- ferríticos.....	108
2.13.3.3 Serie 300- austeníticos	108
2.13.3.4 Aceros inoxidables dúplex	109
2.14 Análisis de criticidad.....	109
2.14.1 Objetivo del análisis.....	110
2.14.2 Riesgo.....	110
2.14.3 Beneficios del análisis de criticidad.....	111
2.15 Planes de inspección estableciendo frecuencia de inspección	112
2.15.1 Valor de integridad.....	112
2.15.2 Espesor de integridad.....	113
CAPITULO III.....	115
MARCO METODOLÓGICO.....	115
3.1 IDENTIFICACIÓN DE OTROS MECANISMOS POTENCIALES DE DEGRADACIÓN EN LAS UNIDADES.....	115
3.2 VERIFICACIÓN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN QUE NIVEL SE ENCUENTRAN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE CADA UNIDAD	119
3.3 REVISIÓN DE LAS CONSIDERACIONES DE INSPECCIÓN EN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, ROTATIVOS Y TUBERÍAS CRÍTICAS QUE CONFORMAN LAS UNIDADES.....	129
3.4 ACTUALIZACIÓN DE LOS TIPOS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN, CORROSIÓN Y CONDICIONES DE OPERACÓN EN LOS DIAGRAMAS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (MOC).....	131

3.5 REALIZACIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN LAS UNIDADES	132
CAPITULO IV	134
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	134
4.1 IDENTIFICACIÓN DE OTROS POSIBLES MECANISMOS POTENCIALES DE CORROSIÓN EN LAS UNIDADES	134
4.1.1 Unidad 1100, unidad de destilación atmosférica (CDU)	137
4.1.1.1 Caracterización del crudo de alimentación	137
4.1.1.2 Caracterización de las corrientes de proceso de CDU	139
4.1.1.3. Mecanismos de corrosión en la CDU.....	141
4.1.1.4 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la CDU	145
4.1.2 Unidad 1200, unidad de destilación al vacío	154
4.1.2.1 Características de las corrientes de proceso de la VDU.....	154
4.1.2.2. Mecanismos de corrosión en la VDU	155
4.1.2.3 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la VDU.	157
4.1.3 Unidad 1300/1400/1500, unidad de coquificación retardada (DCU)	161
4.1.3.1 Caracterización de las corrientes en la DCU.....	161
4.1.3.2 Mecanismos de degradación en DCU	163
4.1.3.3 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la DCU.	167
4.1.4. Unidad 1600, unidad de recuperación de gases (GRU)	173
4.1.4.1 Caracterización de las corrientes en la GRU.....	173
4.1.4.2 Mecanismo de degradación en la GRU.....	175
4.1.4.3 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la GRU.	176

4.2 VERIFICACIÓN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN QUE NIVEL SE ENCUENTRAN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE CADA UNIDAD	182
4.2.1 Predictibilidad de la falla	182
4.2.2 Consecuencia de la falla.....	186
4.2.3 Factor de criticidad.....	189
4.3 REVISIÓN DE LAS CONSIDERACIONES DE INSPECCIÓN EN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, ROTATIVOS Y TUBERÍAS CRÍTICAS QUE CONFORMAN LAS UNIDADES	201
4.4 ACTUALIZACIÓN DE LOS TIPOS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN, CORROSIÓN Y CONDICIONES DE OPERACÓN EN LOS DIAGRAMAS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (MOC).....	206
4.5 REALIZACIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN LAS UNIDADES	206
4.5.1 Unidad de destilación atmosférica y al vacío.....	207
4.5.1.1 Desaladores	207
4.5.1.2 Neutralizantes.....	211
4.5.2 Unidad de coquificación retardada y recuperación de gases	221
4.5.2.1 Agua de lavado.....	221
4.5.2.2 Polisulfuro de amonio	221
CAPITULO V	230
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	230
5.1. CONCLUSIONES	230
5.2. RECOMENDACIONES	232
BIBLIOGRAFÍA	235
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	240

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña histórica de la empresa

Petrocedeño comenzó en noviembre de 1997 como una asociación entre Maraven (ahora PDVSA), TOTAL, Norsk Hydro Sincor AS y Statoil AS, para formar Sincrudos de Oriente Sincor, C.A., retirándose Norsk Hydro medio año después para dejar en manos de los tres socios restantes.

La asociación obtiene rápidamente el financiamiento para iniciar la construcción de la planta de producción, concluida en febrero del 2001, y el complejo mejorador, finiquitada en marzo del 2002, tras tres años de labor, que constituyó consecuente el arranque de la planta de servicios industriales, hidrógeno y las unidades de destilación atmosférica y vacío, y coquificación retardada, con la entrada por primera vez de crudo diluido a la planta.

Posteriormente se firma el acuerdo para comercializar el crudo Zuata Sweet con la Ultramer Diamond Shamorck, incluyendo el coque y el azufre, que permite llevar a Petrocedeño en pro de sus objetivos administrativos y operacionales a través de la primera carga de coque del 8 de marzo del 2002 y el alcance de las primeras 300 toneladas/hora de Zuata Sweet del 13 de marzo del mismo año.

La inauguración de la planta del mejorador se realizó el 20 de marzo del 2002, y el 28 del mismo mes se efectuó el primer embarque en el tanquero North Ocean con 1.269.469 barriles de crudo mejorado pautando la vigencia de 35 años del convenio

de operación. En julio de ese año sale el primer embarque de azufre líquido, con 21 mil toneladas métricas en el buque Aurora, propiedad de Petrocedeño, y en Agosto el primer despacho de coque, con 51.600 toneladas en el carguero M.W. Konavle.

En el transcurso del resto del 2002 se estabilizaron las plantas, lo que permitió llegar a los niveles de producción esperados, se culmina e inaugura la planta de manejo de sólidos y el terminal de manejo de sólidos.

1.2 Ubicación geográfica

El complejo de mejoramiento de crudo extrapesado Petrocedeño, se encuentra ubicado dentro del complejo industrial, petroquímico y petrolero “General de División José Antonio Anzoátegui” en Jose, al norte del estado Anzoátegui, situado entre la población de Píritu y la ciudad de Barcelona, estado Anzoátegui, Venezuela. En la figura 1.1 se observar la ubicación geográfica del complejo mejorador de crudo Petrocedeño.

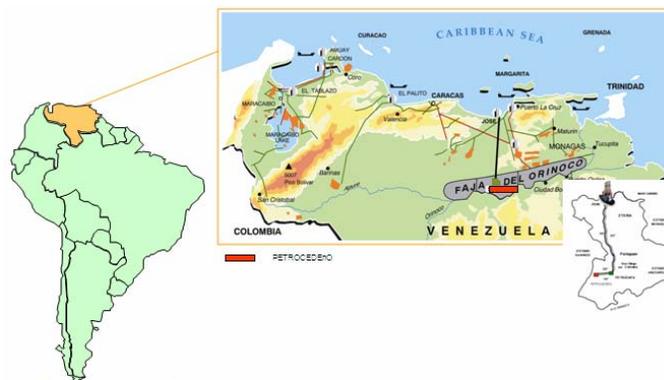


Figura 1.1. Ubicación geográfica del complejo mejorador Petrocedeño.

1.3 Mejorador

Un mejorador es un complejo compuesto por varias unidades para procesar crudo pesado y transformarlo en mediano y/o liviano, obteniéndose del mismo, subproductos, los cuales son azufre y coque. Las unidades que comprenden el complejo a grosso modo son:

1.3.1 Destilación atmosférica: es la encargada de recuperar el diluyente que se mezcla con el crudo extrapesado, para facilitar su transporte hasta el mejorador. La unidad fracciona a presión atmosférica y alta temperatura los destilados que forman parte del crudo procesado, los cuales alimentan a las unidades de proceso aguas abajo, con excepción del diluyente, el cual es retornado a los campos de producción.

1.3.2 Destilación al vacío: es la responsable de separar los destilados pesados, presentes en el residuo que proviene de la unidad de destilación atmosférica, y que por su composición debe ser fraccionado a baja presión (vacío) y alta temperatura, para evitar su craqueo térmico.

1.3.3 Coquificación retardada: en esta unidad se convierte el residuo de vacío, transformándolo en gas combustible, destilados y coque. Su principio de operación es craquear térmicamente el residuo corto, al fragmentar sus moléculas convirtiéndolas en destilados de alto valor, mediante una alta temperatura. El tiempo de residencia en los tambores donde se queda el coque formado depende de la operación. Los destilados, salen por la línea de tope de los tambores hasta la fraccionadora, en la cual se obtienen gases incondensables, nafta, LPG y gasóleos.

1.3.4 Recuperación de gases: todos los gases de tope provenientes de todas las unidades son sometidos a procesos de absorción donde las impurezas son retiradas, produciendo un gas combustible que se utiliza en los hornos.

1.3.5 Hidrotratamiento: aquí se reciben la nafta y los gasóleos livianos, provenientes de las unidades de destilación y de coquificación, para ser hidratados mediante el uso de catalizadores y la adición de hidrógeno. Esto permite retirar el azufre.

1.3.6 Hidrocraqueo: es aquí donde se tratan los gasóleos pesados de unidades de destilación y coquificación, mediante un proceso de hidrogenación catalítico de alta severidad, para obtener un producto más liviano y con bajo contenido de azufre.

1.3.7 Manufactura de hidrógeno: son las encargadas de transformar el gas natural y vapor de agua, en hidrógeno. Este proceso se realiza a elevada temperatura (800°C), utilizando un catalizador de reformación, el cual activa la reacción entre el gas y el vapor natural de agua.

1.3.8 Recuperación de azufre: en esta unidad el sulfuro de hidrógeno proveniente de las torres regeneradoras de aminas y del tope de las torres despojadoras de aguas agrias, se convierte mediante una quema controlada- en dióxido de azufre y, luego de una reacción catalítica, finalmente se obtiene el azufre líquido. El azufre obtenido es condensado y enfriado, drenándose de los reactores hacia la fosa de azufre, en donde es desgasificado para ser enviado a los tanques de almacenamiento.

1.3.9 Tratamiento de gas de cola: esta unidad procesa los gases de cola provenientes de las unidades de recuperación de azufre. Este proceso consiste en el hidrotratado del gas de cola, en un reactor donde se inyecta hidrógeno fresco, para

transformar el dióxido de azufre contenido en éste, nuevamente en sulfuro de hidrógeno. El gas de cola “limpio” pasa al incinerador, donde se realiza una emisión controlada de SO₂.

1.3.10 Despojadoras de aguas agrias: estas unidades recolectan el agua del proceso de destilación y coque. El agua en estas unidades proviene del vapor de despojamiento, del agua contenida en el crudo, del vapor usado en los eyectores, tambores y válvulas (para evitar taponamiento), y del vapor de velocidad en los hornos; y contiene fenoles y sulfuro de hidrógeno.

1.3.11 Servicios industriales: encargados de proveer al mejorador el agua desmineralizada, potable, vapor, nitrógeno, tratamientos de efluentes y otros servicios vitales que se requieren en los procesos.

1.3.12 Manejo de sólidos: en esta área se realiza el transporte de coque y azufre (sólido y líquido) hacia los patios de almacenajes. Se cuenta con bandas transportadoras para los sólidos. El sólido almacenado es cargado a los buques mediante maquinarias sofisticadas para el logro efectivo de este objetivo.

1.4 Planteamiento del problema

PDVSA, Petrocedefo, S.A. es una operadora petrolera mixta conformada por la estatal Venezolana PDVSA (con una participación de 60%), TOTAL de Francia (con 30,3%) y Statoilhydro de Noruega (con 9,7%). Esta empresa mixta formada en la década de los 90, se encarga de la exploración, extracción, producción, mejoramiento y comercialización del crudo extrapesado proveniente de la faja petrolífera del Orinoco, del bloque Junín, en Zuata, ubicado al sur oeste del estado Anzoátegui. El crudo presenta una gravedad de 8,5 °API, que dificulta su extracción, la cual se hace mediante perforación horizontal, inyectándole diluyente para aumentar su gravedad a

17°API y así facilitar su transporte. Este crudo es enviado a San Diego de Cabrutica donde es tratado y eliminado una parte de las impurezas para finalmente ser bombeado 208.000 barriles por día hasta el complejo mejorador ubicado en Jose, al norte del estado Anzoátegui, en las cercanías del Mar Caribe de manera estratégica para la navegación, a través del oleoducto de 210 km. El complejo mejorador de Petrocedeño cuenta con un área de más de 200 hectáreas y dividido en cuatro grandes áreas comprendidas por: Área 1: se encuentran las unidades de destilación atmosférica y vacío, coquificación retardada y recuperación de gases; Área 2: se encuentran las unidades hidropesos, recuperación de aminas y azufre; Área 3: servicios industriales; Área 4: se encuentran las unidades de manejo de sólidos.

En estas áreas se transforma el crudo de 17°API, mediante una serie de procesos a los cuales es sometido el crudo diluido para recuperar el diluyente (nafta) que se recircula a los pozos de perforación, y obtener 180 MBD del principal producto Zuata Sweet, crudo liviano y dulce (30-32°API), elevando así su valor comercial, con el fin de mejorar el desarrollo endógeno del país. Durante el proceso de mejoramiento también se obtienen 6.000 toneladas de coque y 1.000 toneladas de azufre. La vigencia de la empresa será de 35 años a partir de su primer despacho realizado en marzo del 2002.

El crudo proveniente de Zuata entra al área 1 en estudio, donde es sometido primeramente al proceso de destilación atmosférica donde se obtienen gases de tope, gasóleo y la nafta diluyente que se retorna a los pozos, luego el residuo atmosférico se dirige a la destilación a vacío donde se termina de recuperar los hidrocarburos livianos y gasóleos. El residuo de vacío conformado por grandes cadenas de hidrocarburos pesados es enviado a la unidad de coquificación retardada donde por adición de temperatura se rompen las estructuras de las moléculas para formar compuestos livianos que son recuperados por el tope y condensando o polimerizando cadenas de hidrocarburos con infinidad de estructuras, conocida como coque.

Finalmente, todos los gases de estas unidades son enviados a la unidad de recuperación de gases, donde es sometido a procesos de absorción con aminas con el fin de recuperar hidrocarburos livianos utilizados como gases combustibles en los hornos, y nafta pesada, la cual una parte se mezcla con la nafta diluyente y la otra se utiliza en otros procesos del mejorador.

El crudo proveniente de Zuata que es sometido a estos procesos de mejoramiento viene asociado a impurezas como metales y sales, los cuales bajo ciertas condiciones de operación son causante de corrosión. Además durante el proceso se producen una serie de componentes como sulfuro de hidrógeno y ácido sulfúrico, que afectan de igual manera las unidades que comprenden el proceso, lo cual trae como consecuencia desgarres, perforaciones y destrucción de equipos, instrumentación y tuberías que generarían deficiencia en la producción y especificación del producto, viéndose esto reflejado en un déficit económico en el territorio nacional por pérdidas de materiales que superan millones anuales; así como los riesgos en las vidas de los trabajadores y la sociedad adyacente en las zonas.

La corrosión es un fenómeno que puede presentarse como una reacción química directa o electroquímica gradual en un material por su medio ambiente, que da por resultado la conversión del metal en un óxido, una sal o algún otro compuesto. Los metales que han experimentado corrosión pierden su resistencia, su ductibilidad y otras propiedades mecánicas y físicas ^[1].

La operación del mejorador no está exenta de este fenómeno, es por ello que surge la necesidad de desarrollar un proyecto para la actualización de la filosofía del control de corrosión en la división de mejoramiento de Petrocedeno, para la identificación de los mecanismos de corrosión presentes en las unidades. Cabe destacar que la empresa ha tenido dos paradas de plantas y una parada mayor, por lo que actualmente está integrada por nuevos equipos y secciones, nuevos

revestimientos y metalurgias, lo cual hace obligatorio su actualización, ya que estos cambios pudieran hacer que otros mecanismos de degradación se hayan activados o los existentes se hayan mitigados por completos. Para ello, se analizarán documentos, normas, proyectos, informes, planos y diagramas (P&ID, MOC, PFD), así como datos proveídos por el laboratorio y programas que permiten observar las variables operacionales críticas en tiempo real, para poder realizar predicciones y correcciones oportunas y aceptadas en cuanto existan desviaciones de las variables. De igual manera se realizará un análisis de criticidad utilizando una matriz de cálculo desarrollada por INTEVEP, basada en técnicas de valores ponderados y análisis basados en riesgo, que permitirá establecer las prioridades de procesos, creando una estructura que facilite la toma de decisiones acertadas y efectivas, enfocando el esfuerzo y los recursos en donde sea importante y necesario mejorar la confiabilidad operacional, basados en la realidad actual.

Con la actualización de la filosofía del control de corrosión se contará con un versátil documento que permitirá conocer la descripción de los procesos de las unidades, identificar por medio descriptivos y de diagramas didácticos los mecanismos potenciales de corrosión presentes, llevar un control fiable de las variables operacionales críticas involucradas, a manera de mantenerlas dentro de los rangos establecidos como límite y recomendaciones para inspecciones, con la finalidad de optimizar los procesos, mitigar los fenómenos de corrosión que aceleran el proceso de degradación de cada uno de los equipos y líneas de las diferentes unidades, y prever potenciales fallas y peligros que ponen en riesgo la integridad física de los trabajadores, contribuyendo a elevar el prestigio de la empresa en el ámbito nacional e internacional.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Actualizar la filosofía del control de corrosión de equipos y tuberías críticas que conforman las unidades de destilación atmosférica (CDU) y vacío (VDU), coquificación retardada (DCU) y recuperación de gases (GRU), de Petrocedefo.

1.5.2 Objetivos específicos

1. Identificar otros mecanismos potenciales de corrosión presentes en equipos estáticos, rotativos y tuberías críticas de las unidades en función de las propiedades de los fluidos, las condiciones de operación y los materiales de construcción.
2. Verificar mediante un análisis de criticidad en que nivel se encuentran los equipos estáticos de cada unidad.
3. Revisar consideraciones de inspección en los equipos estáticos, rotativos y tuberías críticas que conforman las unidades.
4. Actualizar los tipos de materiales, corrosión y condiciones de operación en los diagramas materiales de construcción (MOC), de las unidades estructuradas, haciendo uso del programa AUTOCAD.
5. Realizar la actualización de la metodología para el control de la corrosión en las unidades.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Algunos de los trabajos de investigación desarrollados anteriormente que guardan cierta similitud con el trabajo a desarrollar son:

Rojas, en 2005 evaluó la influencia de las variables de operación de corrosión de la unidad hidrotatadora de diesel (DHT) en la refinería Puerto la Cruz, con la finalidad de dar un enfoque que permitiera tener como prioridad los planes de registro e inspección selectivos, en áreas de prevención o control de mecanismos de corrosión, para optimizar los recursos ya existentes empleados en las inspección, y planificación de cambio o remplazos de equipos y tuberías. Además, estableció condiciones limites de operación donde pueden activarse mecanismos de corrosión basándose en normas API y NACE [2].

Berbín, en el 2004 evaluó el proceso corrosivo en el oleoducto del campo Caracoles ubicado en el área mayor de oficina en el límite del edo. Anzoátegui con el edo. Guárico, tomando muestras en diferentes puntos distribuidos a lo largo del oleoducto a los cuales se le realizaron análisis fisicoquímicos, toma de temperaturas y de los porcentajes de agua y sedimentos, además calculó la velocidad a la cual se transportan los fluidos, con la que identificó las fuentes de corrosión en el oleoducto y relacionó el efecto de la velocidad del fluido con la velocidad de corrosión en función de un perfil de presiones [3].

González, en el 2004 estudió el comportamiento de procesamientos de crudos de alto TAN, analizó el contenido de los ácidos nafténicos y contenido de azufre en metales y aleaciones, basándose en datos de laboratorio de crudos obtenidos de la empresa EXXON MOBIL con lo que planteó un comportamiento de las variables estudiadas para mitigar la corrosión, así como de determinó la velocidad de corrosión en diferentes tipos de metales [4].

Cortés, Rodríguez y Capra, en 2004 trabajaron en la caracterización de aceros alonizados resistentes a la corrosión utilizados en la industria de petróleo, caracterizaron al acero alonizado utilizado en la refinería Getulio Vargas-REPAR ubicada en la región de Araucária Paraná Brasil, utilizando muestras de tubos para análisis químico, medición de dureza, caracterización microscópica y análisis semi cuantitativos (EDS) con el objetivo de determinar los tipos inter metálico Fe/Al formados donde demostraron que este tipo de acero presenta una mayor resistencia a la corrosión por sulfuro de hidrógeno, gases nafténicos e hidrógeno [5].

Fernández, en el año 2004 llevo a cabo un programa de monitoreo y reporte de las variables operacionales que influyen en la corrosión de líneas y equipos de las unidades de destilación atmosférica y al vacío (CDU y VDU), coquificación retardada (DCU), hidrotratamiento de nafta y destilados (NDHDT) y craqueo moderado (MHC) de SINCOR ubicado en Jose, estado Anzoátegui, para ello realizó una plataforma gráfica con ayuda de herramientas computacionales las cuales en conjunto, le permitieron realizar el monitoreo en tiempo real de las variables operacionales reales con las que creó tendencias en el tiempo que mostraban el comportamiento con la finalidad de mitigar los fenómenos de corrosión que aceleran el proceso de degradación de cada uno de los equipos de las unidades estudiadas [6].

Specht, en el año de 1999 creó la filosofía de corrosión del complejo mejorador de SINCOR ubicado en Jose, estado Anzoátegui en conjunto con el instituto de

tecnología venezolana para el petróleo, con la finalidad de proveer un documento para la descripción de los procesos presentes en el complejo, mecanismos de degradación, además de una guía del control de corrosión y las implicaciones de diseño mediante el análisis de los posibles problemas que podrían presentarse en las unidades, descartando los problemas basándose en los materiales de construcción, condiciones de operación y características de los fluidos [7].

Al igual que Rojas, en este trabajo se actualizarán las variables operacionales para la identificación de los mecanismos de corrosión más relevantes. Sin embargo, este proyecto se realizará en varias unidades que comprenden una serie de equipos estáticos y rotativos, así como también en líneas de tuberías consideradas críticas que a diferencia de Rojas, fue en tuberías de una sola unidad. Este proyecto además contendrá un esquema de niveles de inspección y parámetros para el control de corrosión en función de variables operacionales y contenido de impurezas del crudo.

2.2 Descripción del proceso

2.2.1 Unidad 1100, unidad de destilación atmosférica (CDU)

La unidad de destilación se encarga de recibir el crudo proveniente de los campos de producción y recuperar la nafta diluyente para enviarla nuevamente a los campos producción para dilución del crudo extrapesado. La figura 2.1 muestra un resumen de la unidad de destilación atmosférica.

2.2.1.1 Carga de crudo y tren de precalentamiento en frío

El crudo diluido proveniente del tanque 05-T-1002 A/B (capacidad 80.000 m³ cada tanque) entra a los límites de batería de la CDU. Si el crudo diluido tiene una gravedad API menor a 17°, se le inyecta diluyente adicional para controlar la gravedad. Al crudo se le inyecta desemulsificante proveniente del paquete de inyección de desemulsificante, 01-PG-1001B en la succión de las bombas de cargas, con lo cual se aprovecha la turbulencia que prevalece para facilitar la mezcla. La línea se divide en tres ramales, para ser enviado hacia el tren de intercambio frío, mediante el uso de las tres bombas de carga (01-P-10-01 A/B/C/S) que descargan a un cabezal común.

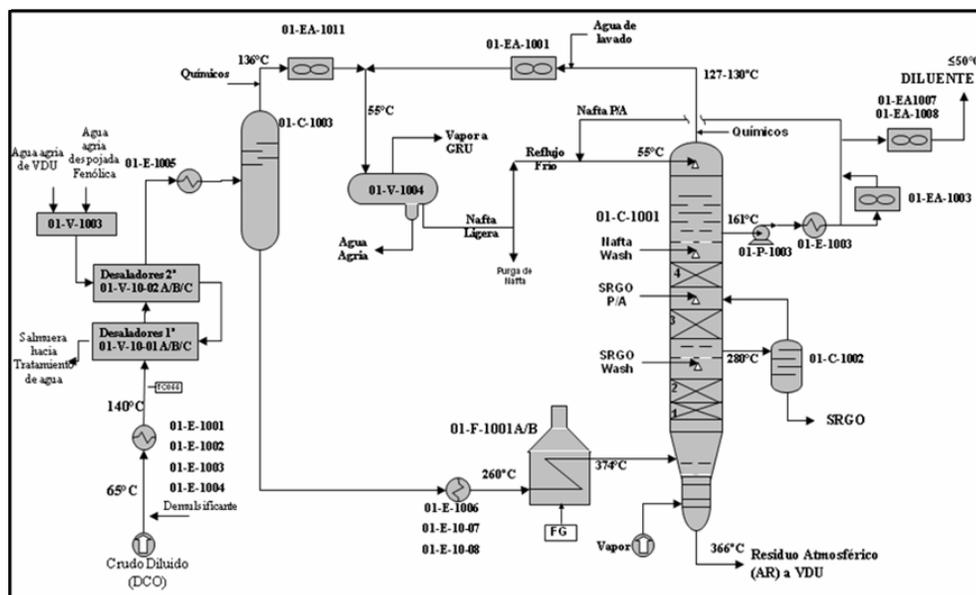


Figura 2.1. Unidad de destilación atmosférica resumida.

El crudo entra al intercambiador crudo/HVGO producto, 01-E-10-01 A/B/C/D donde el crudo es calentado por el producto de gasóleo pesado de vacío (HVGO). El crudo entra a 60°C y sale entre 75-80°C. Saliendo del 01-E-10-01 A/D, el crudo fluye al intercambiador de crudo/reciclo P/A de LVGO 01-E-10-02 A/B, donde el

crudo es calentado por el reflujo del gasóleo liviano de vacío (LVGO). El crudo sale alrededor de los 90°C. Saliendo del 01-E-10-02 A/B, el crudo fluye al intercambiador crudo/nafta pesada 01-E-10-03 A/B/C/D/E/F, donde el crudo es calentado mediante la nafta de recirculación. El crudo deja éste intercambiador a 125°C. Saliendo del 01-E-10-03 A/F, el crudo fluye al intercambiador crudo/ reciclo de SRGO de fondo frío 01-E-10-04 A/B, donde el crudo es calentado hasta 140 a 145 °C por el reciclo de gasóleo atmosférico (SRGO). La figura 2.2 muestra el tren de precalentamiento.

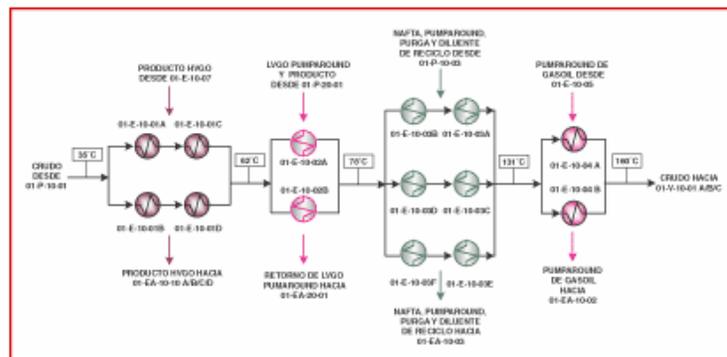


Figura 2.2. Tren de precalentamiento de crudo.

2.2.1.2 Desaladores

Saliendo del 01-E-10-04 A/B el crudo entra a la primera estación de desaladores 01-V-10-01 A/B/C; el agua de lavado para desalado proveniente del tambor de oleaje de agua de desalación, 01-V-10-03, es alimentada a la segunda etapa de desaladores 01-V-10-02 A/B/C y mediante bombas de agua desalada de la segunda estación 01-P-1009 A/B/C/S, se recircula la salmuera hacia la primera etapa.

Cada tren de desalado (figura 2.3) consta de dos etapas en serie y tres en paralelo, constituida por los recipientes 01-V-10-01 A/B/C y 01-V-10-02 A/B/C. Aquí el crudo se separa del agua, mediante la aplicación de un campo eléctrico dentro

de los recipientes de desalado, que polariza las moléculas de agua y ayuda a su coalescencia y deposición en el fondo, por diferencia de densidad con el crudo diluido. El crudo que sale de la primera etapa entra a la segunda etapa para remover definitivamente las sales remanentes. El crudo saliente del segundo desalador es bombeado por la bomba de empuje de crudo 01-P-1002 A/B/C/S hacia el segundo tren de precalentamiento y la torre preflash, 01-C-1003.

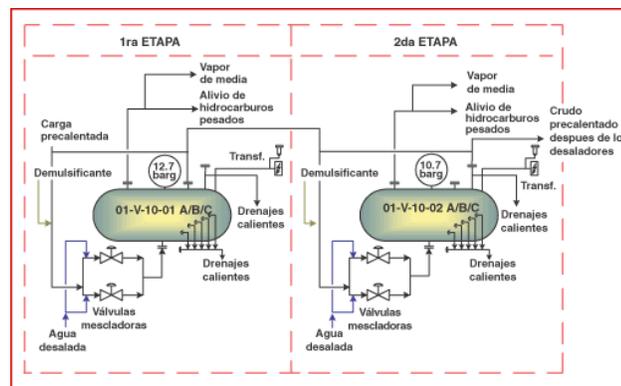


Figura 2.3. Desaladores.

2.2.1.3 Torre preflash

El crudo bombeado de la 01-P-1002 A/B/C es dividido por dos tramos, el primero se dirige a la torre preflash 01-C-1003, mientras que el segundo tramo se dirige al intercambiador crudo desalado/ reciclo de SRGO de fondo caliente 01-E-1005 A/S, donde el crudo desalado es calentado por medio de la corriente de SRGO de reciclo. El crudo saliente del intercambiador 01-E-1005 A/S, es dividido a su vez en dos corrientes, una que se dirige al intercambiador crudo desalado/ SRGO 01-E-1006 A/B, y otra que se dirige a la torre preflash. En la columna 01-C-1003, se remueve agua y una pequeña parte de los compuestos más livianos presentes en el crudo. La corriente de fondo se recircula hacia la bomba 01-P-1002 A/B/C/S. Inhibidor de corrosión y amina neutralizante son inyectados en el tope de la torre de

preflash para controlar la corrosión de la especies ácidas que ascienden por el tope de la torre, las cuales finalmente se dirigen al condensador de tope de la preflash, 01-EA-1011 A/B/C.

2.2.1.4 Tren de precalentamiento del crudo desalado y hornos

Proveniente del intercambiador 01-E-1005A/S, el crudo desalado es precalentado en el intercambiador de crudo desalado/SRGO producto 01-E-1006A/B donde es calentado hasta 171°C con la corriente producto de SRGO. Saliendo del 01-E-1006 A/B, el crudo desalado entra al intercambiador crudo desalado/retiro de HVGO 01-E-1007 A/B/C/D/E/F/G/H/J, donde es calentado hasta 235°C con la corriente de producto de gasóleo pesado de vacío (HVGO). El crudo desalado que sale del intercambiador 01-E-1007 A/J entra a el intercambiador crudo desalado/residuo de vacío 01-E-1008 A/B/C/D donde sale a 260°C. El crudo desalado precalentado finalmente es calentado por los hornos atmosféricos 01-F-1001 A/B hasta una temperatura de 374 °C antes de entrar a la columna de destilación atmosférica. La figura 2.4 muestra el tren de precalentamiento.

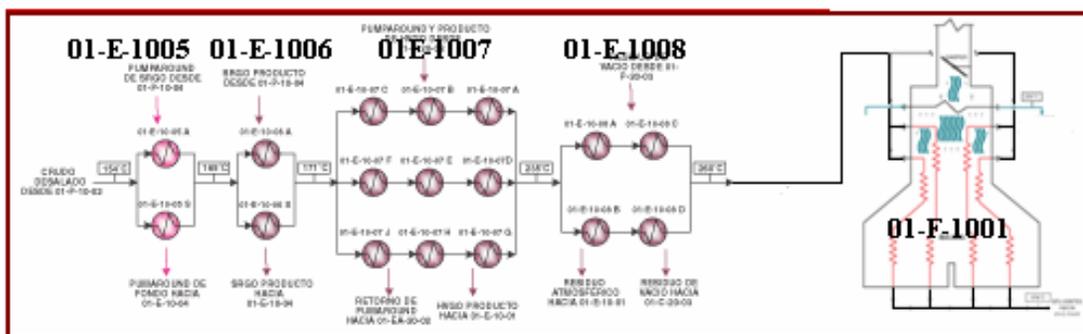


Figura 2.4. Tren de precalentamiento de crudo desalado y hornos.

2.2.1.5 Fraccionamiento del crudo

La columna de destilación atmosférica (figura 2.5), el tambor de tope atmosférico y el despojador están diseñados para producir dos productos destilados, residuo atmosférico y gases de tope atmosféricos mediante una separación física de transferencia de masa, cuyo principio se basa en la diferencia de volatilidades de los compuestos que conforman el crudo.

El crudo calentado entra a la zona de evaporación súbita de la torre de destilación atmosférica 01-C-1001 donde se comienza el contacto entre las fases líquido-vapor y toma lugar el fraccionamiento. El residuo atmosférico sale a 366 °C y es retirado por la bomba de residuo atmosférico 01-P-1006 A/S directamente a los hornos de vacío 01-F-20-01 A/B. Una parte del residuo atmosférico es enviado al tanque de almacenamiento intermedio 05-T-1008 A/B (capacidad de 19000 m³ cada uno), y es utilizado como alimentación fría a la unidad de coquificación retardada (DCU).

Los vapores de la zona de vaporización súbita ascienden hacia la zona de lavado donde son “lavados” con una corriente de reflujo de SRGO. Aquí los componentes pesados son removidos y combinados con el líquido que desciende hacia la zona de evaporación súbita. Por encima de la zona de lavado, una corriente de SRGO no despojada es retirada a una temperatura entre los 280 a 295°C, una parte de esta corriente es bombeada por la bomba de reciclo de fondo 01-P-1004 A/B/S y dividida a su vez en dos corrientes; Una parte de la corriente de SRGO no despojada es retornada a la torre de destilación como aceite de lavado pasando a través del filtro de reciclo de lavado de fondo, 01-S-1005 A/S bajo un controlador de flujo. El restante es enviado al intercambiador crudo desalado/ reciclo de SRGO de fondo caliente 01-E-1005 A/S, crudo/ reciclo de SRGO de fondo frío 01-E-10-04 A/B y filtro de retorno reciclo de fondo, 01-S-1004 A/S bajo un controlador de flujo.

La otra corriente no bombeada entra por gravedad al despojador de SRGO 01-C-1002. El SRGO despojado de fondo es el producto, el cual es bombeado por la bomba SRGO producto 01-P-1005 A/S a el intercambiador crudo desalado/SRGO 01-E-1006 A/B. El SRGO producto es finalmente enfriado en el enfriador de SRGO 01-EA-1004 A/B para finalmente ser enviado a la unidad de hidrotreatmento de naftas y destilados (NDHDT).

El vapor que es despojado de la columna 01-C-10-02, entra a la torre de destilación y se mezclan con los vapores que ascienden de la sección de reciclo de fondo de la columna. El contacto en contracorriente es mantenido entre la corriente de vapor y la nafta de lavado, la cual desciende de la sección de reciclo de tope (nafta de reflujo y nafta de reciclo).

La nafta pesada es retirada de la columna por la bomba de nafta, 01-P-1003 A/B/S y se encuentra a una temperatura de 161 °C. Una porción de ésta nafta es regresada a la columna bajo un controlador de flujo a través del filtro de nafta de lavado 01-S-1003 A/B y esparcida sobre la sección de fraccionamiento. El restante de la nafta pesada es enviada al intercambiador crudo/ nafta 01-E-1003 A/F, luego al enfriador 01-EA-1003 A/D. La nafta pesada entonces se divide en tres corrientes: reciclo de diluentes para tanques, nafta de purga y nafta de reciclo.

La nafta de reciclo fluye a través del enfriador de nafta de reciclo 01-EA-1007A/B, para su enfriamiento final. La nafta de reciclo es enviada entonces a los tanques de almacenamiento 05-T-1001 A/B (capacidad de 18450 m³ cada uno) y enviada nuevamente a los campos de producción en San Diego de Cabrutica. La nafta

de reciclaje fluye a través del filtro de reciclaje de nafta 01-S-1002 A/B, regresa a la columna de destilación bajo una válvula de control de flujo. La nafta es esparcida en el tope de la columna. La nafta de purga es enfriada por el enfriador de nafta de purga 01-EA-1008. La nafta de purga fluye como parte de la alimentación de la Unidad de Recuperación de Gases 1600 (GRU).

Los gases del tope de la columna 01-C-10-01 pasan por un grupo de condensadores enfriados por aire 01-EA-10-01 A/B/C. La amina neutralizante proveniente del paquete de inyección de amina neutralizante 01-PG-1005, inhibidor de corrosión proveniente del paquete de inyección de inhibidor de corrosión 01-PG-1003 y agua de lavado proveniente de la bomba de agua desalada 01-P-10-10 A/S son inyectados en la línea de tope de la columna de destilación antes de pasar por el enfriador 01-EA-10-01 A/B/C para evitar problemas de corrosión aguas abajo.

La mezcla líquido-vapor resultante es mezclada con la corriente condensada proveniente de la columna preflash, para luego llegar al tambor acumulador de condensados de tope atmosférico 01-V-10-04 donde se recupera una parte de la nafta liviana, que es bombeada por la bomba de reflujo 01-P-10-07 A/S y enviada en su mayoría a la corriente de reciclaje de nafta de tope de la columna 01-C-10-01, mientras que otra parte es mezclada a la corriente de nafta de purga aguas arriba del enfriador de nafta de purga 01-EA-1008.

Se decanta el agua agria en el tambor de tope y es retirada por la bomba de agua agria de tope 01-P-1008 A/S y enviada a la unidad de Despojadora de Aguas Agrias Fenólicas (SWS-3400). Los gases no condensados pasan a la Unidad Recuperadora de Gases (GRU).

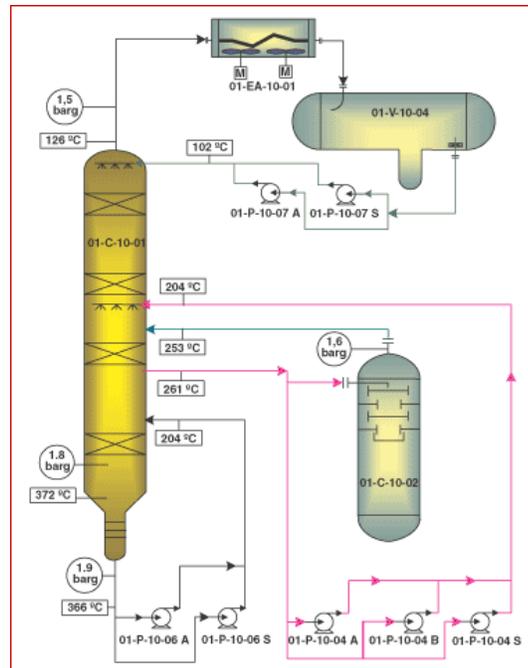


Figura 2.5. Sección de fraccionamiento.

2.2.1.6 Agua desalada/sistema de salmuera

El agua agria despojada del despojador de aguas agrias fenólicas, Unidad 3400, entran al tambor de agua desalada, 01-V-1003. El agua desalada es bombeada por la bomba de agua desalada 01-P-1010 A/S, antes de fluir al intercambiador salmuera/agua desalada 01-E-1011, en este intercambiador la salmuera proveniente del primer tren de desaladores calienta el agua desalada. El agua desalada entra entonces aguas arriba de los trenes de desaladores 01-V-1002 A/B/C. Existen facilidades de inyección de ácido en el agua desalada proveniente del paquete de inyección de ácido 01-PG-1002, para control de pH del agua.

La salmuera que sale de la segunda etapa del tren de desaladores es enviada por la bomba de agua desalada de la segunda estación 01-P-1003 A/B/C/S hacia el

tren de desaladores de la primera etapa 01-V-1001 A/B/C. La salmuera retirada del primer tren de desalación es enviada al tambor de evaporación súbita de salmuera 01-V-1007. La corriente de salmuera es enfriada por el intercambiador salmuera/agua desalada 01-E-1011 A/B/C, como se muestra en la figura 2.6. La salmuera es enviada al sistema clarificador de salmuera, donde pasa por una separación física de los lodos y clarificando el agua y ser nuevamente retornada a la entrada del enfriador de ajuste de salmuera, 01-EA-10-06, donde es enfriada y finalmente enviada a la unidad de Tratamiento de Aguas Residuales, WWT (U-4100).

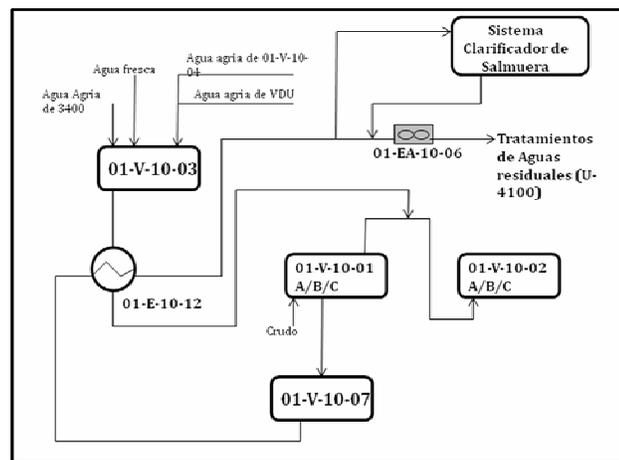


Figura 2.6. Esquema general de agua desalada/sistema de salmuera.

2.2.2 Unidad 1200, unidad de destilación al vacío (VDU)

2.2.2.1 Alimentación de residuo atmosférico y hornos

El residuo atmosférico de la CDU entra a la unidad de destilación al vacío (VDU), el cual representa alrededor de un 66% de la carga alimentada a la unidad de destilación atmosférica, a una temperatura de 366°C, es combinada con el reciclo de fondo del residuo de vacío de la columna de vacío 01-C-2001. La mezcla de reciclo y la alimentación fresca entra a los hornos de vacío 01-F-2001 A/B. La mezcla es calentada a 407°C antes de entrar a la zona de evaporación súbita de la columna de vacío. La figura 2.7 muestra un resumen de la unidad.

2.2.2.2 Sección de fraccionamiento

La mezcla de vapor-líquido caliente fluye de los hornos a la zona de evaporación súbita de la columna. Los vapores calientes ascienden de la zona evaporación súbita y el líquido desciende hacia el fondo de la columna. Los vapores pasan a través del plato de retiro de reciclo y luego fluye por dentro del último y cuarto empaque de la columna, llamada sección de lavado. Los vapores calientes entran en contacto en contracorriente con el aceite de lavado en esta sección, el cual es el gasóleo pesado de vacío (HVGGO). El aceite que deja esta sección es recolectado por el plato de retiro de reciclo. El aceite de reciclo es entonces bombeado de éste último plato, bajo un controlador de flujo función del nivel de líquido encontrado en el plato de retiro, por la bomba de reciclo de vacío 01-P-2004 A/S. El aceite de reciclo es mezclado con el residuo atmosférico y de vacío y fluye nuevamente a los hornos de vacío.

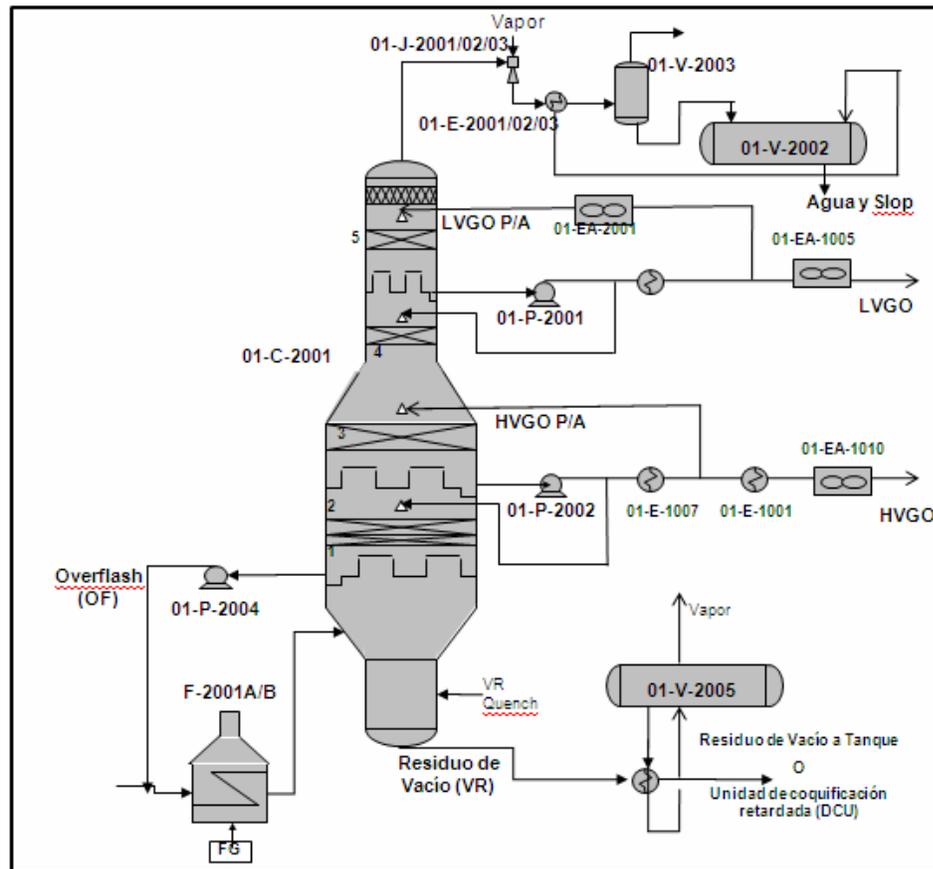


Figura 2.7. Unidad de destilación al vacío simplificada.

Los vapores calientes lavados dejan la sección de lavado y pasan a través del plato de retiro de HVGO. La corriente de vapor lavado entra al tercer empaque de la columna, llamada la sección de reciclo de HVGO. El vapor caliente entra en contacto en contracorriente con una corriente de aceite de lavado, que al igual de la sección anterior es HVGO. El HVGO líquido es retirado por el plato de retiro de HVGO a 285°C y retirados por la bomba de HVGO 01-P-2002 A/B/S. Parte del HVGO es bombeado bajo un controlador de flujo pasando a través del filtro de aceite de lavado 01-S-2004 A/B y esparcido en la sección de lavado de la columna como aceite de lavado.

El remanente HVGO es enviado a los intercambiador 01-E-1007 A/J de la CDU donde es enfriado hasta 204°C. Nuevamente la corriente se divide, una porción es enfriada por el enfriador de HVGO 01-EA-2002 y retornada a la columna bajo un controlador de flujo, la temperatura de retorno es controlada por un desvío alrededor el enfriador de HVGO, pasando luego a través del filtro de recicló de HVGO, 01-S-2003 A/B y finalmente es esparcido por el distribuidor de la sección de recicló de HVGO. El HVGO que no es retornado a la columna constituye el producto de HVGO, el cual se utiliza para calentar el crudo en el intercambiador 01-E-1001 A/D en la CDU, mientras él se enfría hasta 105 °C, para luego ser enfriado por el aéreo enfriador de producto de HVGO 01-EA-1010 A/B hasta 90°C. La corriente de producto es enviada a la Unidad de Hidro Craqueo Moderado (MHC).

Los vapores que dejan la sección de recicló de HVGO entran a la sección de fraccionamiento de la columna, donde se ponen en contacto en contracorriente con el líquido de recicló de gasóleo liviano de vacío (LVGO) a través del segundo empaque.

Los hidrocarburos livianos entran entonces al primer empaque de la torre donde entran en contacto con LVGO que se recircula por la parte superior de la torre. El líquido que deja esta sección es colectado por el plato de retiro de LVGO a 127°C y es retirado por la bomba de LVGO, 01-P-2001 A/S. Una porción de líquido es recirculado a la columna pasando a través del filtro de recicló de LVGO 01-S-2002 A/B, cuyo flujo es controlado por una válvula de control.

El LVGO remanente es enviado al intercambiador 01-E-1002 A/B en la CDU para calentar el crudo de alimentación, mientras él es enfriado hasta 90°C. La corriente de LVGO que sale de este último intercambiador se divide en dos. Una parte se retorna a la columna como recicló de tope enfriándose por el aéreo enfriador 01-EA-2001 A/B/C/D donde se enfría hasta 62°C, luego pasa por el enfriador de ajuste de LVGO, 01-E-20-05 donde se enfría hasta 49°C, y luego pasando por el

filtro de de recicló de tope de LVGO 01-S-2001 A/B. La parte no retornada a la columna conforma el producto de LVGO y es enfriada por el enfriador de producto de LVGO 01-EA-1005 donde se enfría hasta unos 70°C, para luego ser enviada a la Unidad de Hidrotratamiento de Naftas y Destilados (NDHDT).

El líquido de que sale de la zona de evaporación súbita fluye al fondo de la columna y conforma el residuo de vacío. El residuo de vacío a 343 °C es retirado por la bomba de residuo de vacío 01-P-2003 A/B/S. Una parte del residuo es enviado al intercambiador 01-E-1008 A/D de la CDU para el precalentamiento final del crudo desalado, y su enfriamiento hasta 260°C. Otra parte del residuo de vacío es enviada para la Unidad de Coquificación Retardada (CDU) como alimentación. Y la última parte es enviada al intercambiador generador de vapor 01-E-2004 A/B donde el residuo se enfría a temperaturas entre 204 a 232 °C, mientras se genera vapor y finalmente es enviado al tanque de almacenamiento 01-T-10-08 A/B (con capacidad de 19.000 m³ cada uno).

2.1.2.3 Sistemas de eyectores

Los gases no condensables y los hidrocarburos craqueados del tope de la columna de destilación al vacío entran a las tres estaciones del sistema de eyectores donde la mayoría de los hidrocarburos son condensados. Los gases de tope pasan por el primer sistema de eyectores, 01-J-2001 A/B/C, para generar el vacío de la torre. Los gases que salen de ésta primera estación de eyectores pasan al primer sistema de intercambiadores de eyectores 01-E-2001 A/B/C, donde se condensan parte de los hidrocarburos y vapor. El remanente de los gases no condensables, y algunos hidrocarburos livianos y vapor, de los intercambiadores de primera estación del sistema de eyectores son evacuados por la segunda estación del sistema de eyectores, y estos, luego por el tercero. El sistema completo está comprendido por:

1era Estación de Eyectores 01-J-2001 A/B/C

1era Estación de Condensadores 01-E-2001 A/B/C

2da Estación de Eyectores 01-J-2002 A/B/C

2da Estación: Condensador 01-E-2002

3era Estación de Eyectores 01-J-2003 A/B/C

3era Estación: Condensador 01-E-2003

Los gases no condensados del condensador de la 3era estación fluye al pote de sello, 01-V-2003, para evitar que aire entre al sistema de eyectores bajo ciertas condiciones, y luego ser enviados al arrestador de llama, 01-A-2001, y entonces son quemados en el venteo de baja presión de los hornos atmosféricos 01-F-1001 A/B. Los condensados de vacíos de los intercambiadores de los eyectores, y algún condensado proveniente del pote de sello fluyen por las piernas barométricas al acumulador de condensado de vacío, 01-V-2002. El agua agria es retirada por la bomba de agua agria, 01-P-2006 A/S a la Unidad de tratamiento de Aguas Agrias (SWS). La figura 2.8 muestra el sistema de eyectores.

2.1.2.4 Tambor de generación de vapor

Fosfato proveniente del paquete de inyección de fosfato, 01-PG-2002 y agua de alimentación de calderas de baja presión entran al tambor generador de vapor, 01-V-2005. El agua pasa por el intercambiador de generación de vapor, 01-E-2004 A/B, que calienta el agua con parte del residuo de vacío como se muestra en la figura 2.9. Vapor de media presión es generado y enviado al horno de vacío.

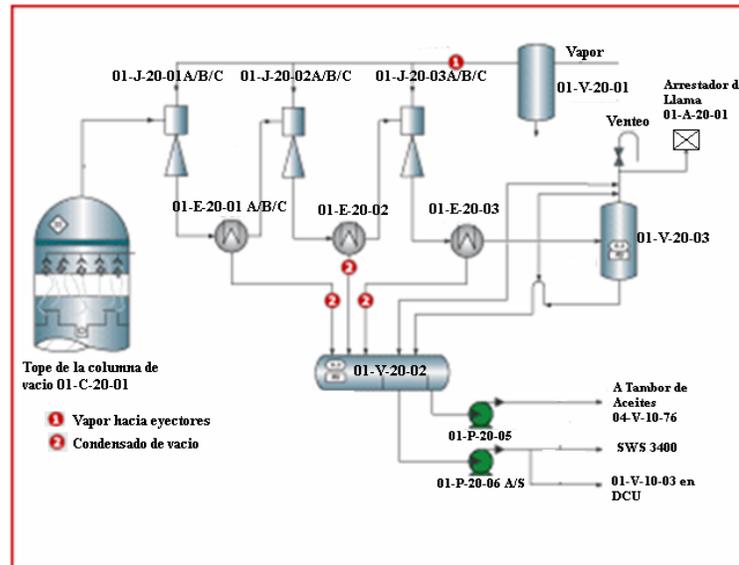


Figura 2.8. Sistema de eyectores.

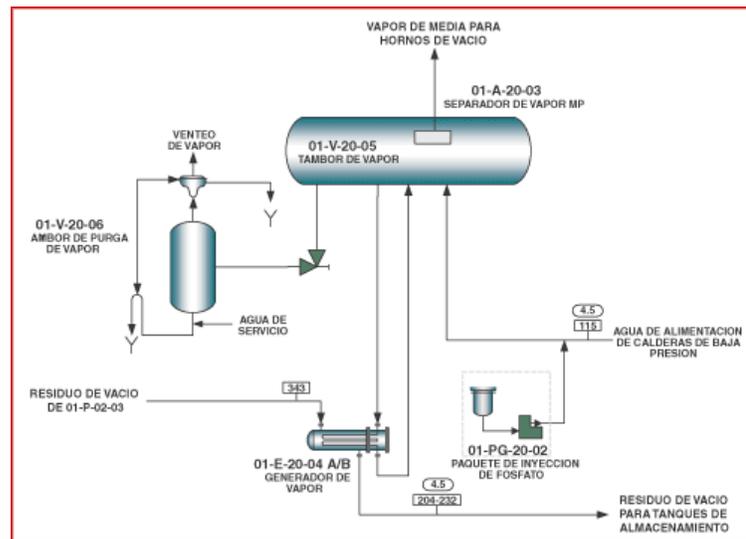


Figura 2.9. Sistema de generación de vapor.

2.1.3 Unidad 1300/1400/1500, unidad de coquificación retardada (DCU)

La alimentación de la DCU consta de dos corrientes principales: el residuo de vacío o corriente caliente, la cual conforma el 90% de la alimentación y la corriente

fría, que es residuo atmosférico con residuo de vacío desviado provenientes de los tanques de almacenamiento intermedio, la cual conforma el 10% de la alimentación. Desde el punto de vista químico la alimentación hacia coque se trata de una mezcla muy compleja de hidrocarburos de alto peso molecular conteniendo impurezas como azufre, nitrógeno y metales (vanadio, níquel, arsénico, entre otros).

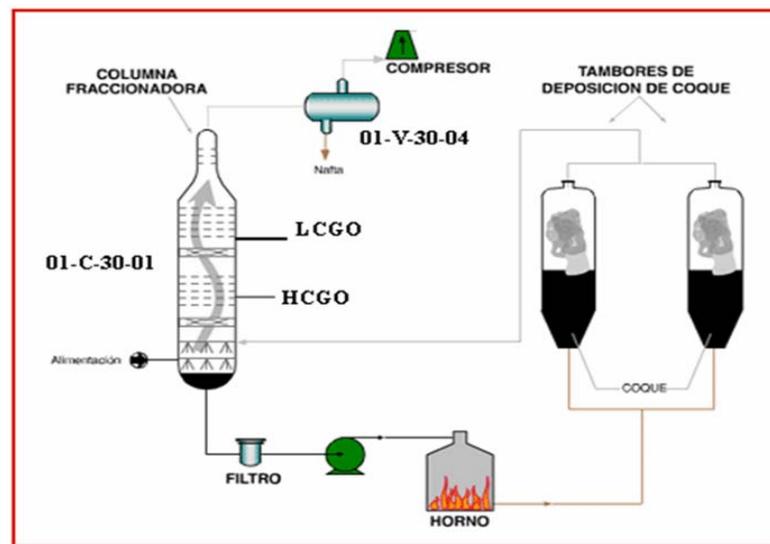


Figura 2.10. Unidad de coquificación retardada simplificada.

2.2.3.1 Sección de coquificación

El residuo frío de vacío frío proveniente de los tanques de almacenamiento intermedio 04-T-1008 A/B a 204°C se calienta con el intercambiador de HVGO PA/ alimentación, 01-E-3002, para luego ser mezclado con la alimentación caliente proveniente de la unidad de destilación al vacío a 343°C y así entrar al fondo del fraccionador de coque, 01-C-3001, bajo la sección de galpón de la torre. La alimentación fresca combinada y el reciclo fluye a la bomba de carga, 01-P-3001 a 343°C. El líquido es bombeado a través de los hornos de coque 01-F-3001, 01-F-4001 y 01-F-5001, donde es rápidamente calentado al nivel de temperatura deseado (480-

492°C) para la formación de coque en los tambores de coque, 01-V-3001/3051, 01-V-4001/4051 y 01-V-5001/5051, respectivamente.

El efluente caliente fluye dentro de cada par de tambores de coque (figura 2.10) donde, bajo condiciones de tiempo, presión y temperatura, el líquido entrampado es convertido en coque y vapores. Cuando un tambor es llenado, el efluente caliente es dirigido a través de las válvulas de cambio de coque, al otro tambor que compone cada par. El flujo de cada tambor de coque es mantenido por 15 horas. El tambor “llenado” es descoquificado en 15 horas. Así, cada tambor está a través de un ciclo de 30 horas. Un paquete de inyección de antiespumante, 01-PG-3001, es provisto e inyectado en las líneas de tope de los tambores, para prevenir la espuma sobre el tope de los tambores a el fraccionador de coque y permitir niveles adecuados de lectura del detector de nivel nuclear que se encuentra en los tambores.

2.2.3.2 Fraccionamiento

El vapor del tambor de coque es enfriado con HCGO de enfriamiento y fluye al fraccionador de coque, 01-C-3001, y entra en la zona inferior, debajo de la sección de galpón. Durante el pase a la sección de galpón, el vapor de los tambores es lavado por un reflujo inducido de gasóleo pesado de coque (HCGO), el cual desciende a través de unos rociadores ubicado en la parte superior de la sección de lavado de fondo. La sección de lavado “galpón” consta de 5 capas de secciones en forma de “V” invertidas e instaladas de manera que las capas se superpongan. Una parte de la corriente de reciclaje es condensada, circulada a través de los hornos de coque y luego a los tambores de coque junto con alimentación fresca. Una segunda corriente es retirada para asegurar el retiro de trozos grandes y partículas finas de coque por medio de los filtros de recirculación, 01-S-3003 A/S. Esta corriente es retirada por la bomba de circulación de fondo, 01-P-30-16, y retornada a la torre. Los vapores que

salen de la sección de lavado de fondo pasan a través de la bandeja de HCGO y entran a la zona de rectificación.

Del plato de retiro de HCGO (P-2) se extrae por la bomba de reciclo de HCGO, 01-P-3014 a 358°C, la cual se divide en dos porciones, la primera (HCGO PA) que pasa a través del filtro de aceite de lavado, 01-S-3004 A/S, de la cual, una parte es retornada como reflujo caliente a la sección de lavado de la torre y otra parte es usada para enfriar los vapores que dejan el vapor de tope de los tambores en servicios. El remanente de HCGO de reciclo se utiliza para precalentar la alimentación fresca fría en el intercambiador de HCGO PA/carga fresca, 01-E-3002 A/B donde sale a temperatura de 345°C y para generar vapor de media en el intercambiador de HVGO PA/vapor de MP, 01-E-3003 donde es enfriado hasta 269°C. El HCGO enfriado, retorna a la torre.

La segunda porción de HCGO fluye por gravedad desde el plato de retiro al despojador de HCGO, 01-C-1003. Los componentes livianos son despojados con vapor de media y son retornados al fraccionador. El HCGO despojado es succionado por las bombas de HCGO, 01-P-3015 A/S a 365°C, al generador de vapor de MP, 01-E-3004 y sale 210°C, y luego al generador de vapor de LP, 01-E-30-05 donde vapor de bajo presión es generado y el LCGO es enfriado hasta 173°C, finalmente éste se enfría a 90°C en el aéreo enfriador de HCGO, 01-EA-3004 y a tanque 04-T-10-04 (con capacidad de 11200m³).

El gasóleo liviano de coque (LCGO) fluye por gravedad desde el plato de retiro P-1 a aproximadamente 220°C, y se obtienen una corriente de reflujo de circulante (LCGO PA), una corriente de aceite esponja pobre y una corriente de producto (LCGO). La corriente LCGO fluye al despojador de LVGO, donde los hidrocarburos livianos son despojados con vapor de media y retornados a la torre fraccionadora en el plato 11. El producto despojado de LCGO es succionado por las

bombas de LCGO, 01-P-3013 A/S, al generador de vapor de LP, 01-E-3007 y se enfría hasta 173°C, donde vapor de baja presión es generado, y al calentador de agua de calderas, 01-E-3008 donde el LCGO disminuye su temperatura hasta 147°C y enfriado en el enfriador de LCGO, 01-EA-3006 hasta 70 °C donde una parte va a tanque 04-T-10-03 (con capacidad de 12.800m³) y la otra a la Unidad de Hidrocrackeo Moderado (MHC). La figura 2.11 muestra un esquema de la sección de fraccionamiento.

El aceite esponja pobre fluye hacia la unidad de recuperación de gases (GRU), alimentado al absorbedor esponja, 01-C-6003, donde entra en contacto en contracorriente con los vapores de los hidrocarburos livianos, también alimentados al absorbedor, para absorber los compuestos livianos. El aceite esponja rico a 59°C se combina con el LCGO de reciclaje y entra a la torre. El LCGO PA se envía por las bombas de reciclaje de LCGO, 01-P-3012 A/S al rehervidor de la torre despojadora de la unidad de recuperación de gases, 01-E-6001. La corriente es enfriada hasta 193°C y enviada al generador de vapor de LP/LCGO PA, 01-E-3006 para alcanzar una temperatura de 187°C, y luego enfriado en el enfriador de LCGO PA, 01-EA-3005 hasta 155°C, antes de ser combinado con el aceite de esponja rico.

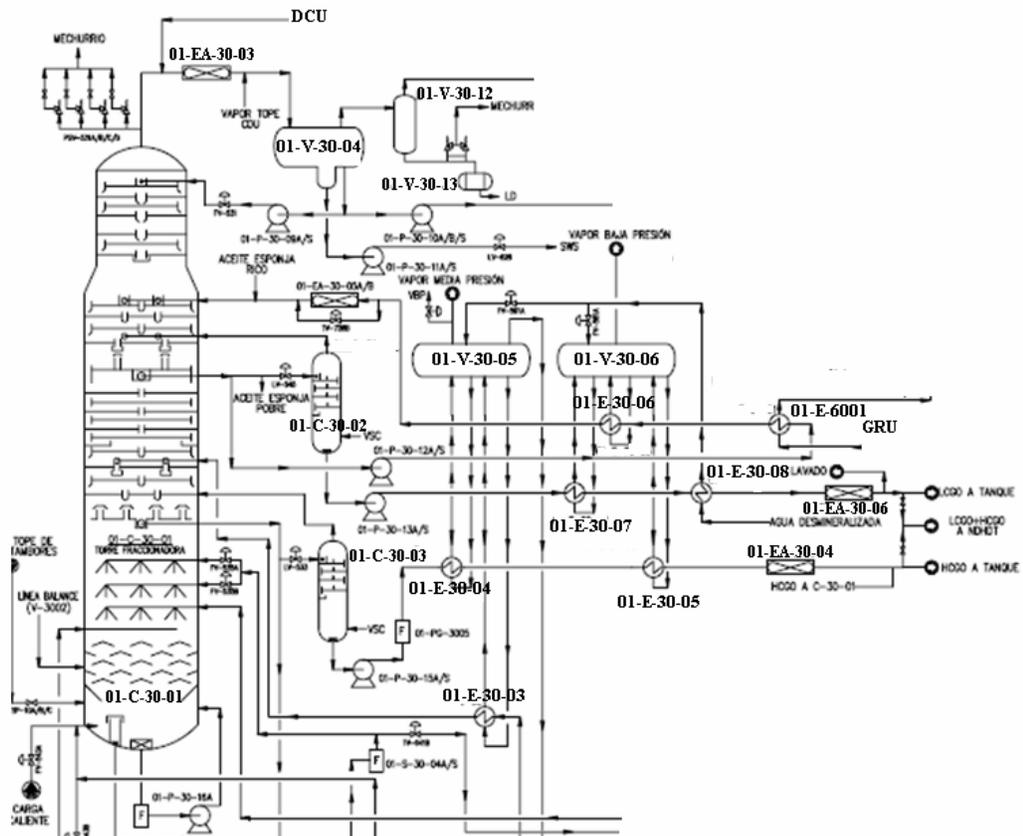


Figura 2.11. Sección de fraccionamiento y generación de vapor.

Los vapores de tope que dejan el fraccionador de coque a 125°C son enviados al condensador de tope, 01-EA-3003, donde los vapores son parcialmente condensados antes de entrar al tambor de tope, 01-V-3004, que se encuentra a 49°C . Se proporcionan conexiones de agua de servicio para la inyección intermitente de agua, en la entrada de los condensadores para servir como agua de lavado y ayudar a prevenir el taponamiento. En el tambor se separa la fase vapor de la líquida. El vapor fluye al tambor de succión del compresor, 01-V-3012, donde se termina de separar el vapor del líquido, el vapor fluye entonces al compresor de gas húmedo, 01-K-6001, ubicado en GRU. El líquido fluye al tambor de goteo 01-V-3013, donde se purga el líquido recuperado. El producto de nafta inestable se extrae del tambor de tope de la fraccionadora, 01-V-3004, y una parte es enviada al plato superior de la torre por

medio de la bomba de recirculación de nafta, 01-P-3009 A/S, y la otra es bombeada por la bomba de nafta inestable, 01-P-3010 al absorbedor de nafta, 01-C-6001, localizado en GRU. Agua agria es retirada por la bota del tambor de tope y empujada por la bomba de agua agria, 01-P-3011 A/S al limite de baterías.

2.2.3.3 Generación de vapor

Vapor de media presión (MP) es generado en el generador de vapor de MP/HCGO PA, 01-E-3003 y el generador de vapor de MP/HCGO, 01-E-3004. El vapor generado fluye hacia el tambor de vapor de MP, 01-V-3005, donde se separan el vapor de MP del resto del agua de caldera. Se proporciona agua de caldera tratada para mantener el nivel en el tambor de vapor de MP. Se añade fosfato, del paquete de inyección de fosfato, 01-PG-3004, al tambor de vapor de MP para evitar que se depositen sólidos en las superficies de transferencia de calor. El tambor de MP cuenta con una purga continua de agua de caldera justo debajo de la superficie del agua, hacia el tambor de recuperación de vapor, 01-V-3007. Parte del vapor de MP es sobrecalentado en la sección de convección de los hornos de carga de coque y es usado en los despojadores de LCGO y HCGO, 01-C-3002 y 01-C-3003 respectivamente. Vapor de baja presión (LP) es generado por los generadores HCGO/vapor de LP, 01-E-3005; LCGO PA/vapor de LP, 01-E-3006; y LGGO/vapor de LP, 01-E-3007. El vapor generado pasa hacia el tambor de vapor de LP, 01-V-3006, y al cabezal de vapor de baja presión. El agua de caldera utilizada para alimentar el sistema (agua desmineralizada), es precalentada por el precalentador de agua de caldera, 01-E-3008, y enviada a los tambores de vapor de MP y LP.

2.2.3.4 Sistema de recuperación de hidrocarburos

El sistema de recuperación de hidrocarburos está diseñado para minimizar la contaminación del aire durante la operación de descoquificación. El sistema de

recuperación de hidrocarburos incluye la torre de recuperación de hidrocarburos, 01-C-3004; el tambor estabilizador de hidrocarburos, 01-V-3003; el enfriador de aceite de recuperado, 01-EA-3002; el condensador de recuperados, 01-EA-3001; y el calentador de la torre de recuperados, 01-E-3001, como se muestra en la figura 2.12.

Durante las operaciones de despojamiento de vapor de los tambores y el enfriamiento, el vapor e hidrocarburos despojados fluyen a la torre de recuperación de hidrocarburos. Aquí, el vapor es enfriado y el aceite es parcialmente condensado por contacto en contracorriente con aceite recirculante. El aceite condensado es colectado al fondo de la torre donde es calentado por el calentador de la torre de recuperados. La corriente de aceite de fondo, pasa por el filtro de aceite circulante recuperado, 01-S-3002 A/S, y es retirada por la bomba de aceite recirculante recuperado, 01-P-3003 A/S, y es retirada por la bomba de aceite recirculante recuperado, 01-P-3003 A/S, y enfriada por el enfriador de aceite de circulante de recuperados.

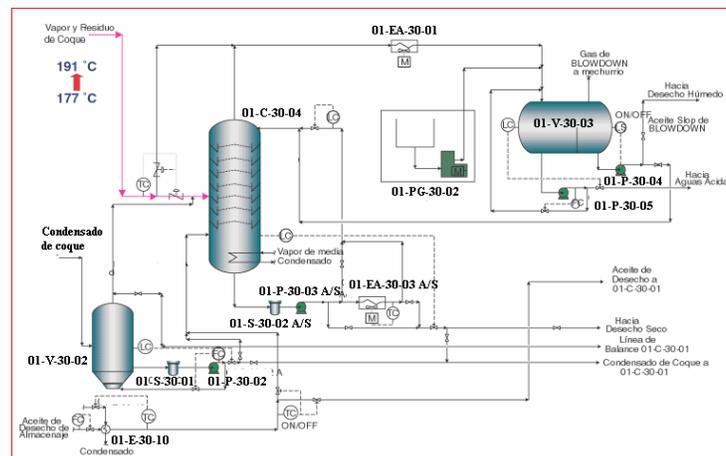


Figura 2.12. Sección de recuperación de hidrocarburos.

Vapor, hidrocarburos livianos, y no condensables fluyen de la torre al condensador de recuperados, donde condensan parcialmente y se dirige la mezcla líquido-vapor al tambor estabilizador de recuperados, donde trazas de aceite son separadas del agua. La traza de aceite estabilizada es recirculada a la torre en combinación con el aceite de recirculación por las bombas de aceite 01-P-3005 A/S y

el agua es enviada al tanque de agua de descoquificación, 01-T-3001 o la Unidad de Despojamiento de Aguas Agrias (SWS) por las bombas de agua agria, 01-P-3005 A/S. El vapor fluye del tambor estabilizador de recuperados al sistema de alivio. El condensado de los tambores de coque fluye al tambor de condensado de coque, 01-V-30-02. El condensado es retirado del tambor pasando por el filtro de condensado de coque, 01-S-30-01 A/S y luego por la bomba de condensado de coque, 01-P-30-02 A/W hacia la columna de recuperación de hidrocarburos.

2.2.4 Unidad 1600, unidad de recuperación de gases (GRU)

2.2.4.1 Compresor de dos etapas

Los vapores a 49°C del tambor de succión del compresor de gas de coque, 01-V-3012, localizado en la DCU, fluyen hacia la succión de la primera etapa del compresor, 01-K-60-01 (figura 2.13), donde los mismos son comprimidos desde 04, a 3,8 barg. Nafta de purga proveniente de la bomba de nafta de purga, 01-P-6005 A/S, actúa como lavado de las ruedas del compresor para reducir y/o eliminar depósitos que disminuyen la eficiencia del compresor.

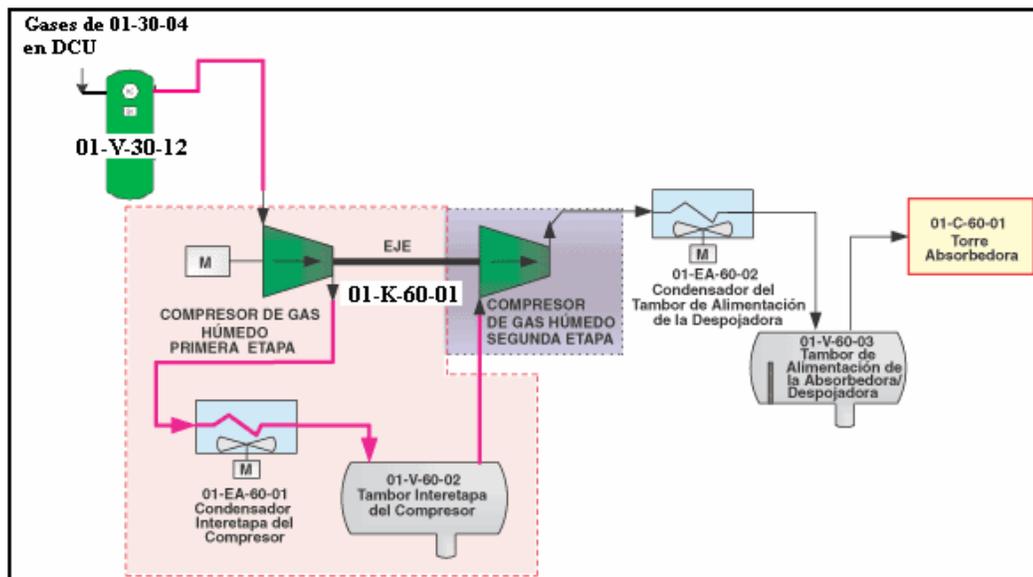


Figura 2.13. Sección de compresión.

La mezcla de vapores de la primera etapa del compresor se mezclan con agua de lavado a 89°C, y fluye al condensador inter etapa del compresor, 01-EA-6002, donde son enfriados y parcialmente condensados hasta 49°C. La mezcla vapor-líquido fluye al tambor inter etapa del compresor, 01-V-6002. El vapor del tambor fluye a la segunda etapa del compresor donde son comprimidos hasta 12,7 barg, el agua agria del tambor inter etapa del compresor fluye al tambor de tope del fraccionador, 01-V-3004, localizado en la DCU. El hidrocarburo líquido del tambor inter etapa del compresor es bombeado por las bombas inter etapa del compresor, 01-P-6002 A/S, y mezclado con los vapores de descarga de la segunda estación del compresor.

La descarga de la segunda etapa del compresor es combinada con agua de lavado, los hidrocarburos de la bomba inter etapa del compresor, vapores del despojador, 01-C-6002 e hidrocarburos líquidos del absorbedor, 01-C-6001 para llegar una temperatura de 89°C, y fluyen al condensador de alimentación del

absorbedor-despojador, 01-EA-6002, donde son enfriados y parcialmente condensados hasta 49°C.

2.2.4.2 Absorbedora/despojadora

La mezcla de vapor-líquido del condensador de alimentación del absorbedor-despojador fluye al tambor de alimentación del absorbedor-despojador, 01-V-6003. Los vapores de este tambor fluyen al plato de fondo del absorbedor, 01-C-6001. Los hidrocarburos líquidos son enviados al despojador por las bombas, 01-P-6003 A/S al plato de tope de la despojadora, 01-C-6002, y el agua agria es enviada al tambor de tope del fraccionador, 01-V-3004, como se muestra en la figura 2.14.

En el despojador, los hidrocarburos líquidos del tambor de alimentación absorbedor-despojador son despojados para remover los hidrocarburos líquidos de la nafta no estabilizada. Los líquidos de fondo son calentados por el rehervidor del despojador, 01-E-6001, con LVCO de recirculación de la DCU. En el rehervidor lateral del despojador, 01-E-6002, se recupera la energía del producto de fondo del despojador. La nafta producto a 150 °C se enfría primeramente en el rehervidor lateral del despojador hasta 127°C y luego se enfría en el enfriador de producto de nafta, 01-EA-6003 hasta 65°C, donde fluye a la unidad de destilación de nafta y destilados (NDHDT), unidad de hidrocraqueo moderado (MHC) y al tambor de oleaje de nafta, 01-V-6006. La nafta del tambor de oleaje es mezclada con la corriente de nafta producto por medio de la bomba de nafta del tambor de oleaje, 01-P-6006.

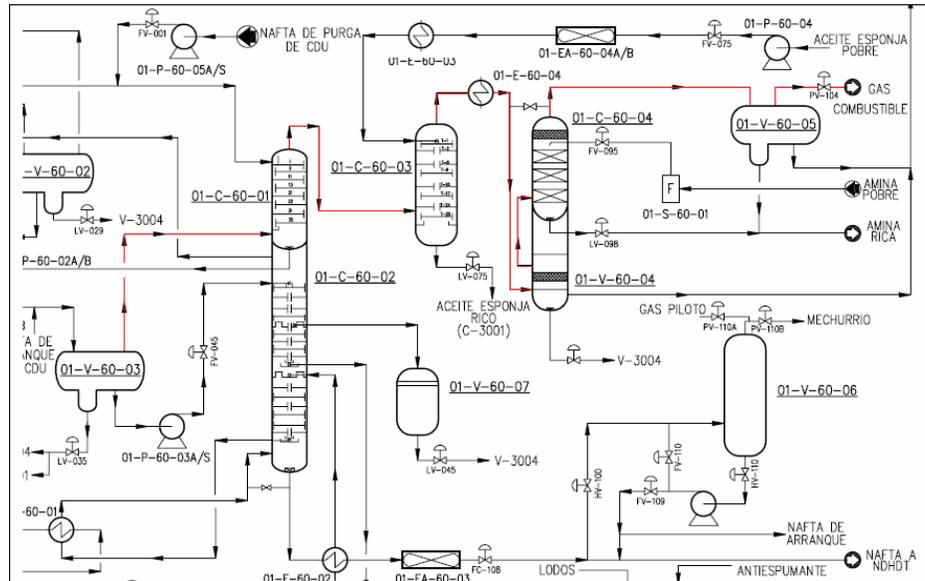


Figura 2.14. Sección absorbadora/despojadora, absorbadora esponja y absorbadora con aminas.

En el absorbador, los vapores del tambor de alimentación del absorbador-despojador entran en contacto con la nafta inestable de las bombas de nafta inestable, 01-P-3010 A/S, localizada en DCU, y con nafta de purga de CDU, la cual es bombeada por las bombas de nafta de purga, 01-P-6005 A/B. El líquido de fondo del despojador es combinado con los vapores de la segunda etapa del compresor. El vapor de tope del absorbador fluye al absorbador esponja, 01-C-6003, donde se ponen en contacto con aceite esponja enfriado. El propósito del absorbador es absorber (remover) los hidrocarburos pesados de la corriente de vapor.

2.2.4.3 Absorbador esponja

El absorbador esponja, 01-C-6003, consiste en una torre con 25 platos, cuya finalidad es la de remover los hidrocarburos pesados remanentes del vapor proveniente del absorbador, 01-C-6002 a 56°C. El aceite esponja pobre proveniente del fraccionador, 01-C-3001, localizado en DCU, es bombeado por las bombas de

aceite esponja pobre, 01-P-6004 A/S, al enfriador de aceite esponja, 01-EA-6004, y finalmente al enfriador de ajuste de aceite esponja, 01-E-6003, antes de entrar al absorbedor esponja. El aceite de esponja rico del fondo de la absorbedora esponja es reenviado a la fraccionadora, 01-C-3001. Los vapores de tope del absorbedor esponja a 54°C entran al enfriador de gas agrio, 01-E-6004 y salen a 45°C. La mezcla vapor-líquida enfriada entra al tambor amortiguador de gas agrio, 01-V-6004, donde el agua agria presente este es removida y enviada al tambor de tope de la fraccionadora, 01-V-3004, en DCU. La corriente de hidrocarburos es mezclada con la corriente de hidrocarburos del tambor de tope del absorbedor con aminas, 01-V-6005, y enviadas a la salida del condensador inter etapa del compresor. El gas agrio del tambor amortiguador de gas agrio entonces fluye al absorbedor con aminas.

2.2.4.4 Absorbedor con aminas

El absorbedor con aminas, consiste en una torre con 3 lechos, cuyo propósito es absorber el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) del gas agrio mediante amina pobre (MDEA). La amina pobre proveniente de la Unidad de Regeneración de Aminas (ARU) es filtrada a través del filtro de amina pobre, 01-S-6001, para remover productos de corrosión, y entonces fluye por el tope de la torre. La amina rica del fondo del absorbedor es mezclada con agua agria del tambor de tope de la absorbedora con aminas y enviada a ARU. El producto de gas de coque deja el tope de la torre y entra al tambor de tope de la absorbedora con aminas 01-V-6005, aproximadamente ha 60°C, donde se separa del líquido antes de entrar al sistema de gas de combustible. Este esquema puede es mostrado en la figura 2.15.

2.3 Corrosión

La corrosión es definida como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico o una reacción química directa con su entorno. De manera más general puede entenderse como la tendencia que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía interna. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción electroquímica (oxidación), la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, la salinidad del fluido en contacto con el metal y las propiedades de los metales en cuestión. Otros materiales no metálicos también sufren corrosión mediante otros mecanismos [1].

La NACE International (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión, por sus siglas en ingles, National Association of Corrosion Engineers) define la corrosión como el deterioro de un material, usualmente un metal debido a una reacción con su ambiente [8].

El término es muy general y no reconoce que algunas formas de corrosión son químicas o electroquímica. La definición también reconoce que los materiales distintos a metales pueden llegar a corroerse. Estos materiales incluyen concreto, madera, cerámicos y plásticos. Además, en algunos las propiedades del material al igual que el material mismo se deterioran.

Los daños causados por medios físicos no se denominan corrosión sino erosión, abrasión o desgastes. Sin embargo, cuando el ataque corrosivo va acompañado de daños físicos, allí se denomina corrosión por erosión, corrosión por fricción, corrosión por tensión, entre otros. El término herrumbrado u oxidación se aplica a la corrosión del hierro y de las aleaciones en que éste, es el metal base; en este proceso se forman productos de corrosión compuestos en su mayor parte por óxidos de hierro hidratados. Por lo tanto, los metales no ferrosos, se corroen pero no forman herrumbre [9].

La corrosión en refinerías puede ser clasificada en [8]:

Corrosión a baja temperaturas, y es aquella que ocurre a temperaturas por debajo de los 260°C (500°F) y en presencia de agua.

Corrosión a altas temperaturas, y es aquella que ocurre a temperaturas por encima de los 260°C (500°F) sin presencia de agua.

2.3.1 Corrosión a bajas temperaturas

Ocurre a temperaturas menores de 260 °C y en presencia de agua. La corrosión a baja temperatura también es llamada como corrosión acuosa, corrosión húmeda o corrosión electroquímica. Éstas requieren la presencia de una solución acuosa, incluyendo agua en pequeñas cantidades o un electrolito en la corriente de hidrocarburo. En corrientes en fase vapor la corrosión a baja temperatura se encuentra frecuentemente donde el agua llega a condensarse.

Entre los tipos de corrosión típicos a bajas temperaturas encontrados en la industria incluyen: corrosión galvánica, picaduras, corrosión por erosión, corrosión por agrietamiento bajo tensión.

2.3.1.1 Principios de corrosión a bajas temperaturas:

El principio básico de la corrosión a bajas temperaturas consiste en las reacciones electroquímicas, cuyo proceso es la transformación entre la energía eléctrica y la energía química. En otras palabras, las reacciones químicas que se dan en la interfase de un conductor eléctrico (llamado electrodo, que puede ser un metal o un semiconductor) y un conductor iónico (el electrolito) pudiendo ser una disolución y en algunos casos especiales, un sólido.

Si una reacción química es conducida mediante una diferencia de potencial aplicada externamente, se hace referencia a una electrólisis. En cambio, si la caída de potencial eléctrico, es creada como consecuencia de la reacción química, se conoce como un "acumulador de energía eléctrica", también llamado batería o celda galvánica [10].

Es esencial para que esto ocurra que existan cuatro condiciones, estos son [11]:

Ánodos: son las áreas en el metal donde ocurren las reacciones anódicas o de oxidación (pérdida de electrones), estas zonas se encuentran en el metal debido a impurezas, imperfecciones, etc.

Cátodos: son las áreas en el metal donde ocurren reacciones catódicas o de reducción, es decir, son áreas que consumen electrones.

Electrolitos: son soluciones que permiten la transferencia de las cargas iónicas.

Contacto metálico: forman el camino por donde se mueven los electrones entre el ánodo y cátodo, en el caso de un metal, él mismo es el camino.

Por ejemplo, una forma común de generar hidrógeno en el laboratorio es poniendo zinc en ácido clorhídrico, originándose una reacción muy rápida, en donde el zinc es atacado produciéndose cloruro de zinc en solución e hidrógeno gaseoso, como sigue [9]:



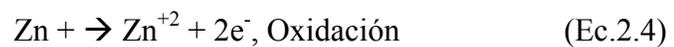
Teniendo en cuenta que el ácido clorhídrico se ioniza en soluciones acuosas, entonces la ec. (2.1), se puede escribir así:



Y dado que el cloro no interviene en la reacción y aparece en ambos lados de la ecuación, ésta puede simplificarse como:



Esta reacción indica que el zinc se oxida (aumenta su valencia) y el hidrógeno se reduce (disminuye su valencia). Es de notar que esa reacción puede ser aún más simplificada como sigue:



En términos de la corrosión, las reacciones de oxidación se conocen como reacciones anódicas, mientras que las reacciones de reducción como reacciones catódicas. Sabiendo que las reacciones electroquímicas son reacciones de oxidación-reducción. Las reacciones antes mostradas se pueden apreciar en la figura 2.15.

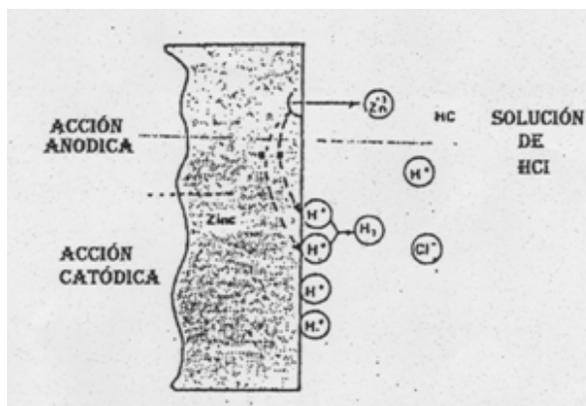


Figura 2.15. Reacciones electroquímicas originadas durante el proceso de corrosión del zinc en soluciones de HCl en ausencia de aire [11].

La denominación de que un metal sea ánodo o cátodo cuando son aleaciones o metales distintos dependerá de las electronegatividades de cada compuesto o de la polarización formada en un elemento. Mientras más electronegativo sea el metal mayor será la tendencia a que este ceda sus electrones y viceversa [1].

Es de notar que el signo de la carga está establecido dependiendo si se refiere a una celda electrolítica (se aplica un potencial eléctrico para producir una reacción) o una pila galvánica (por medio de la reacción se produce un potencial eléctrico). El ánodo es el electrodo donde se produce la reacción de oxidación [8].

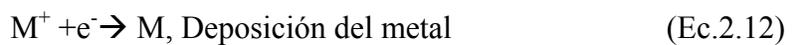
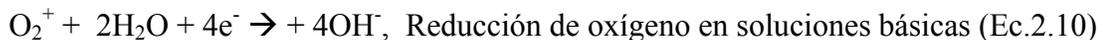
- ✓ En una celda electrolítica es el terminal positivo.
- ✓ En una pila es el terminal negativo, pues por definición el ánodo es el polo donde ocurre la reacción de oxidación.

Por lo tanto, se denomina ánodo al electrodo positivo de una celda electrolítica hacia el que se dirigen los iones negativos dentro del electrolito, que por

ésto reciben el nombre de aniones. Y cátodo al electrodo negativo de una celda electrolítica hacia el que se dirigen los iones positivos, que por esto reciben el nombre de cationes. La reacción catódica se muestra en general como:



Las reacciones anódicas protegen al metal el cual no se corroe, las más comunes son:



2.3.2 Corrosión a altas temperaturas

Ocurre a temperaturas mayores de 260 °C y sin presencia de agua. Ésta, se refiere a corrosión seca y, obedece a las reacciones químicas directas. Se presentan en el ambiente por encima del punto de rocío del agua y generalmente asociadas a altas temperaturas. Los gases son los agentes de corrosión típicos.

2.3.2.1 Principio de corrosión a altas temperaturas

Así como la corrosión a baja temperatura, la corrosión en refinería a altas temperaturas es un proceso electroquímico que consiste en dos o más reacciones parciales (oxidación y reducción). Cuando el metal es expuesto al aire se oxida a un ión metal de acuerdo con la ecuación 2.7, al mismo tiempo el oxígeno se reduce:



La reacción de corrosión global se obtiene combinando las reacciones de oxidación y reducción para formar óxido del metal, como se muestra:



Casi todos los metales reaccionan con el oxígeno a altas temperaturas para formar incrustaciones de óxido. El óxido de los metales presenta características similares en la corrosión a bajas temperaturas:

- ✓ Son capaces de conducir iones.
- ✓ Son capaces de conducir electrones.
- ✓ Sirven como electrodo en la reducción del oxígeno.

La conductividad electrónica de muchos óxidos es mayor que la conductividad iónica. Por lo tanto la velocidad de reacción depende de la velocidad de difusión de los iones de metal, como los iones oxígeno. La temperatura, la integridad de la capa de óxido y la presencia de otros gases en la atmósfera influyen la difusión de los iones de metal y oxígeno. La oxidación puede ser controlada si la velocidad de difusión es reducida de alguna forma, o más bien la resistencia a la oxidación puede ser mejorada utilizando aleaciones de metal base en donde el óxido protector formado sea más resistente.

Las incrustaciones consisten en varios compuestos estables diferentes. Por ejemplo, cuando el acero al carbono se oxida se forman varias capas en secuencia y estas son: FeO, Fe₃O₄ y Fe₂O₃. La capa que contiene la más alta proporción de

oxígeno, Fe_2O_3 , se encuentra en las incrustaciones exteriores de la superficie. La capa con la más alta proporción de hierro, FeO , se ubica entre la interfase del acero. El espesor de cada capa de óxido depende de la velocidad de difusión de los iones a través de la capa.

La corrosión a altas temperaturas de los metales obedece a dos leyes:

- ✓ Ley de velocidad lineal.
- ✓ Ley de velocidad parabólica.

La ley seguida por la corrosión a altas temperaturas depende si la capa de óxido del metal es o no protectora.

2.3.2.2 Ley de velocidad lineal

La ley de velocidad lineal se aplica cuando una capa de óxido no protectora, permite el acceso de oxígeno al metal. El agrietamiento o incrustaciones porosas se forman, lo cual no evita la difusión de los iones metálicos o de los iones de oxígeno. La velocidad de crecimiento de la capa de óxido depende del espesor y su espesor se incrementa de manera lineal con el tiempo. A altas temperaturas y por largos periodos de tiempo un metal se oxidará completamente porque la velocidad de corrosión nunca disminuye.

La oxidación lineal puede presentarse en ambientes donde la concentración de oxígeno sea muy baja. Cuando la capa de óxido resulta no protectora y se agrieta, la velocidad de oxidación se vuelve muy alta para periodos cortos de tiempo.

2.3.2.3 Ley de velocidad parabólica

Esta ley aplica cuando la formación de una capa protectora de óxido provee una barrera protectora entre el oxígeno y el metal, inhibiendo más allá la oxidación. La protección es directamente proporcional al espesor de la capa de óxido. La ley predice que la velocidad de oxidación inicialmente es alta pero continuamente disminuye de acuerdo a la función parabólica.

La mayoría de los metales y aleaciones, incluyendo el acero al carbono y aceros de baja aleación obedecen la ley de velocidad parabólica. Durante las etapas iniciales de formación de la película protectora, las velocidades de crecimiento son controladas por la reacción de la superficie la cual ocurre en primer lugar en la interfase óxido/oxígeno. Cuando la película se convierte en una capa de espesor apreciable, el factor que controla la velocidad de crecimiento de la capa de óxido, lo constituye la difusión del metal o del oxígeno a través de la capa de óxido.

2.3.2.4 Condiciones a altas temperaturas

Los problemas de corrosión a altas temperaturas pueden conducir a fallas de equipos, los cuales pueden tener serias consecuencias porque los procesos a altas temperaturas usualmente envuelven altas presiones.

La corrosión a altas temperaturas está relacionada con la naturaleza de las incrustaciones que se forman. Por ejemplo, incrustaciones uniformes reflejan ataques uniformes, mientras que las picaduras se presentan donde las incrustaciones han sido dañadas. Ya que muchos procesos de refinería a elevadas temperaturas envuelven vapor o mezcla de corrientes líquidas/vapor a velocidades de flujo altas, la corrosión a altas temperaturas frecuentemente produce fatiga, erosión y daños por cavitación.

El acero al carbono puede ser usado en condiciones de altas temperaturas sin exceso de incrustaciones a temperaturas cercanas de los 565°C (1050°F). Por encima de estas temperaturas varias aleaciones deben ser usadas para incrementar la resistencia a la oxidación y proveer adecuadas propiedades mecánicas.

2.4 Velocidad de corrosión

La velocidad de corrosión de un metal, representa las milésimas de pulgadas o milímetros de penetración de la corrosión por año y esta dada por [11]:

$$mpy = \frac{K}{R.A}$$

(Ec.2.15)

Donde:

mpy= tasa de corrosión en milésimas de pulgadas de penetración por año

K = es una constante electroquímica del metal.

R = resistencia en ohm

A = área total del electrodo de prueba, en pulgadas cuadradas.

Para ciertos metales, tales como hierro, cobalto, níquel y aleaciones, K tiene un valor constante y aproximado, de 2000, así pues la ec. (2.15), puede ser expresada:

$$mpy = \frac{2000}{R.A} = V \text{ (Velocidad de Corrosión)} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Lo expuesto arriba tiene su aplicación en la ley de Faraday, como sigue:

$$Q = \frac{nFW}{M} \quad (\text{Ec.2.17})$$

Donde Q , es la corriente por tiempo en coulombs; n , es el numero de electrones transferidos; F , es la constante de Faraday, 96487 coulombs por equivalente gramo; W , es el peso de las especies electroactivas; y M , es el peso molecular de éstas. Dado que el peso equivalente PE es igual a M/n , las ecuaciones 13 y 15 pueden transformarse, en:

$$V = \frac{0,13I(PE)}{\rho} \quad (\text{Ec.2.18})$$

Donde: I , es la intensidad de corriente en microamperios por centímetro cuadrados; y ρ , es la densidad del metal de prueba en g/cm^3 . Para el caso de aleaciones, el peso equivalente, es calculado usando las fracciones atómicas de cada elemento presente en la aleación [11].

Sin embargo, la tasa de corrosión se puede medir mediante otros métodos e instrumentos, como lo son cupones de corrosión, resistencia eléctrica (ER), resistencia de polarización lineal (LPR), que mediante correlaciones, cálculos sencillos o correlaciones definidas se logran obtener los valores.

2.5 Factores que afectan la corrosión

2.5.1 Compuestos corrosivos

Entre los compuestos corrosivos más destacadas del crudo resaltan:

Azufre: asociado al crudo como sulfatos, sulfuro de hidrógeno, ácido sulfúrico, en su forma elemental y otras, causan corrosión por sulfuros a altas temperaturas y sulfidación.

Ácidos nafténicos: engloba una larga variedad de ácidos orgánicos (integrados en su mayoría por estructuras de anillos saturados) presentes en el petróleo que incluye ácidos alifáticos, aromáticos y nafténicos.

Sales: el crudo alimentado a las unidades contiene las sales de cloruros, comúnmente calcio, magnesio y sodio. Estas sales hidrolizan durante el calentamiento y producen el ácido clorhídrico durante el proceso destilación. Por lo tanto, sales presentes en el crudo son la causa principal de los problemas de la corrosión experimentados en el sistema de tope atmosférico.

Dióxido de carbono: se presenta en los vapores reformadores de las plantas de hidrógeno y algunas veces en plantas de craqueo catalítico. El CO_2 se combina en presencia agua para formar ácido carbónico, el cual corroe al metal.

Amoniaco: el nitrógeno se combina con el hidrógeno para formar amoniaco el cual a su vez se puede asociar con otros elementos para formar compuestos corrosivos.

Hidrógeno: por si solo no es corrosivo pero puede producir debilitamiento y ampollamiento del acero. También se puede combinar con otros elementos para producir compuestos corrosivos.

Oxígeno: es utilizado en hornos de combustión y en ambientes de altas temperaturas lo cual causa oxidación.

Cianuros: usualmente generado en el craqueo con nitrógeno a altas temperaturas. Cuando está presente, por lo general aumenta la velocidad de corrosión.

2.5.2 Temperatura

La velocidad de corrosión generalmente se incrementa con el aumento de temperatura. Cuando la corrosión es controlada por las reacciones superficiales en el ánodo o cátodo, la corrosión típicamente se duplica por cada 10°C (18°F) de aumento. El aumento de la temperatura también puede aumentar la cantidad de agua absorbida por los hidrocarburos líquidos y las corrientes de la fase vapor.

2.5.3 Concentración

Por lo general el aumento de la concentración en ambientes corrosivos aumenta la velocidad de corrosión. Sin embargo, la corrosión en ácidos concentrados

disminuye como consecuencia de la ausencia de agua. En las corrientes de refinерías la concentración de un componente corrosivo en una corriente de hidrocarburos debe ser considerada en términos de la cantidad de agua presente. Por ejemplo, los aceros al carbono son altamente atacados por ácido sulfúrico diluido.

2.5.4 Otros factores

- ✓ Agitación
- ✓ Velocidad del fluido
- ✓ Condiciones de la superficie del metal
- ✓ Pureza del metal

2.6 Fenómeno de polarización

Para el ingeniero de corrosión es fundamental conocer la velocidad de las reacciones (tasa de corrosión). La tasa de las reacciones electroquímicas, así como la de otras reacciones es función de varios factores químicos y físicos. Una reacción electroquímica se dice que se polariza o retarda por factores ambientales, como [11]:

2.6.1 Polarización activada

Indica aquellos factores retardantes que son inherentes a la reacción misma. Por ejemplo, en la generación de hidrógeno ilustrada por la ecuación (2.1), figura 2.16. En este proceso la conversión del ión hidrógeno a hidrógeno gas está gobernada por varios factores, incluyendo la velocidad de transferencia de los electrones a los iones de hidrógeno en la superficie del metal. La tasa de reacción en estos procesos es en general función del tipo de metal, concentración de ión hidrógeno, pureza del

metal, condición de la superficie, temperatura. Éstos son usualmente los factores controlantes por uno o más pasos en ácidos fuertes.

2.6.2 Polarización concentrada

Se refiere a la reducción de la tasa de corrosión debido a cambios de concentración de la solución en la superficie del metal. Ésta predomina en procesos de corrosión donde la concentración de la especie activa es baja, como por ejemplo ácidos diluidos y soluciones salinas. Cualquier cambio en el sistema que mejore la tasa de difusión de una especie activa, tal como el ión hidrógeno o la agitación, aumentará la tasa de corrosión.

2.7 Pasividad

La pasividad se refiere al incremento de la resistencia a la corrosión de ciertos metales y aleaciones, como resultado de la formación de una película protectora en la superficie del metal. En el estado pasivo, un metal se convierte relativamente inerte, y la tasa de corrosión disminuye. Si la película es destruida, la tasa de corrosión aumenta bruscamente, y se dice que el metal está activo.

Normalmente las películas protectoras son estables sobre un amplio rango de condiciones, pero son dañadas o destruidas en ambientes grandemente reductores u oxidantes. Los metales y aleaciones que forman esta película protectora de óxido requieren algo de oxígeno en el ambiente para mantener la pasividad [10].

2.8 Pérdida del metal (Corrosión general o localizada)

La corrosión por pérdida de metal se presenta por reacciones electroquímicas las cuales oxidan al metal, dando como resultado en la zona anódica la difusión de los electrones de los metales, y por ende, la pérdida de metal, las cuales se presentan en el metal en forma localizada, general o uniforme, Entre los principales tipos de corrosión presentes en las refinerías causante de la pérdida de metal, se encuentra:

- ✓ Corrosión galvánica
- ✓ Picaduras (pitting)
- ✓ Corrosión en grietas (crevice)
- ✓ Ataque intergranular
- ✓ Corrosión por erosión
- ✓ Corrosión por ácido clorhídrico
- ✓ Corrosión por bisulfuro de amonio (NH_4HS)
- ✓ Dióxido de carbono (CO_2)
- ✓ Corrosión por cloruros orgánicos
- ✓ Corrosión por ácido sulfúrico
- ✓ Corrosión por aminas
- ✓ Corrosión atmosférica (externa)
- ✓ Corrosión bajo aislamiento (CUI)
- ✓ Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC)
- ✓ Corrosión por ácidos nafténicos
- ✓ Oxidación a altas temperaturas.
- ✓ Corrosión bajo depósitos (CUD)
- ✓ Corrosión por cloruros de amonio (NH_4Cl)
- ✓ Ataque por hidrógeno a altas temperaturas
- ✓ Oxidación a altas temperaturas

2.8.1 Corrosión galvánica

Es una forma de corrosión húmeda, ocurre cuando dos metales o aleaciones están juntos en presencia de un electrolito. Es una corrosión electroquímica y resulta de las reacciones superficiales metálicas en un medio ambiente conductor. Es esencial

para que estos procesos ocurran que existan cuatro condiciones, estas son: ánodo, cátodo, electrolito y contacto metálico, como se explicó en los párrafos anteriores.

La corrosión galvánica puede darse en un metal puro donde por diferencia de concentraciones una zona se vuelve anódica y la otra catódica, como la mostrada en ejemplo de la oxidación de zinc en una solución de ácido clorhídrico (figura 2.1). También se presentan entre dos metales o aleaciones donde por electronegatividades un metal se vuelve el ánodo (metal activo) y el otro el cátodo (metal noble), como se muestra en la figura 2.16.

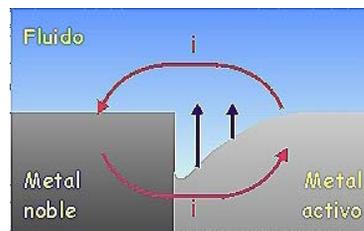


Figura 2.16. Corrosión galvánica [12].

La velocidad de corrosión de la acción galvánica dependerá de las áreas relativas expuestas. Por ejemplo, si existe un radio grande del área anódica en contraste con el área catódica, el ánodo efectivamente será protegido y no se corroerá del todo. Sin embargo, un área de ánodo pequeña cuando se une a un área catódica grande, existirá corrosión acelerada.

2.8.2 Picaduras (Pitting)

Es una corrosión altamente localizada en forma de pequeños hoyos o picaduras. Puede ocurrir en localizaciones aisladas o ser también concentrada tal que parezca un ataque uniforme. Puede ser difícil detectarlo porque tienen una tendencia a

socavar la superficie del metal y ésta es usualmente cubierta por productos de corrosión. La picadura se inicia en los defectos superficiales o los límites del metal. En refinерías, las picaduras han sido el más grande problema con aceros inoxidables, aluminio y sus aleaciones, el cobre y las suyas. La aleación con molibdeno reduce las picaduras en estos aceros inoxidables [16].

Ocurre generalmente bajo condiciones de flujo estancadas en presencia de los iones del cloruro [2]. Los distintos tipos de picaduras pueden ser observados en la figura 2.17.

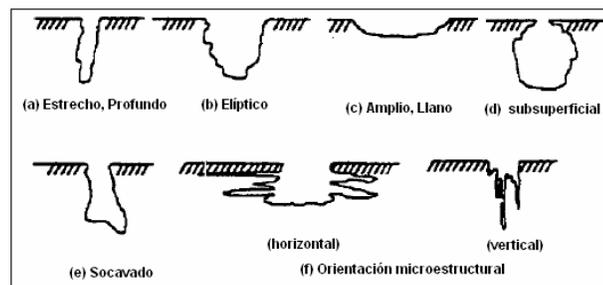


Figura 2.17. Tipos de picaduras [8].

2.8.3 Corrosión en grietas (crevice)

Es una forma de corrosión localizada, encontrada generalmente donde pequeñas cantidades de electrolitos permanecen en solución o se encuentran estancadas (ejemplo: bordes, tuercas, pernos). El mecanismo se puede representar con dos metales (M), los cuales están remachados juntos y ubicados en agua marina aireada con un pH de 7. Inicialmente estas reacciones ocurren sobre toda el área de la superficie y también dentro de la fisura (Figura 2.18 (A)). Después de algún tiempo el oxígeno dentro de la fisura habrá sido consumido debido a la ausencia de flujo. El proceso de disolución del metal M, sin embargo continúa dentro del metal (figura 2.19 (B)). Esto conlleva a una solución cargada positivamente por medio de la

migración de los iones de cloruro dentro de la fisura. Este cloruro de metal hidrolizado en agua, forma un hidróxido insoluble y agua [12]:



La corrosión por fisuras es por lo tanto un proceso auto catalítico [13].

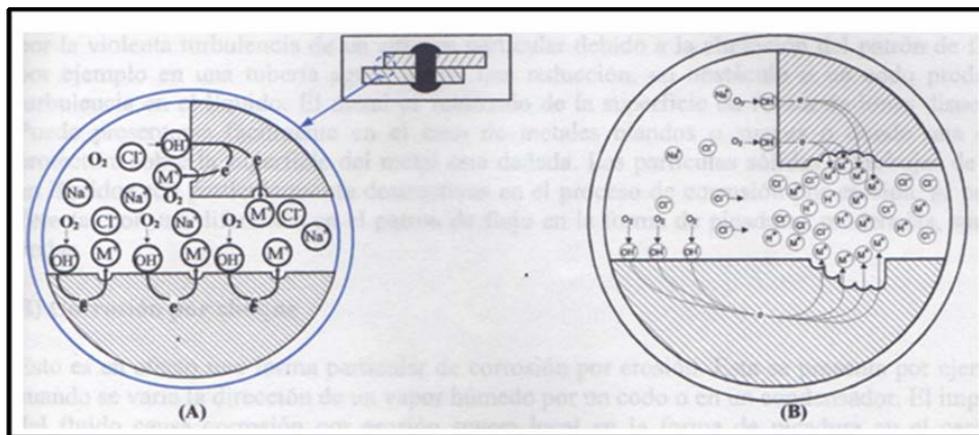


Figura 2.19. Mecanismo de corrosión por grietas. (A) Fase inicial, (B) Etapa avanzada [12].

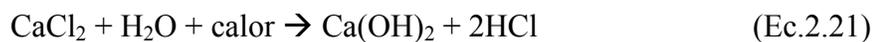
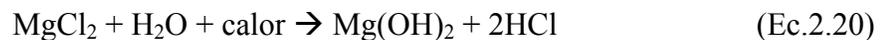
2.8.4 Corrosión por erosión

Cuando el movimiento de un corroyente sobre una superficie del metal, aumenta la velocidad del ataque debido al desgaste mecánico y a la corrosión, este ataque se llama corrosión por erosión. La abrasión y humedad mecánica incrementa la acción corrosiva. El papel de la erosión se atribuye generalmente al retiro de películas superficiales protectoras, por ejemplo, las películas protectoras formadas por el óxido generado por el aire o los productos adherentes de la corrosión.

La corrosión por erosión tiene generalmente el aspecto de hoyos pequeños lisos. El ataque puede también exhibir un patrón direccional relacionado con la trayectoria tomada por el corroyente al igual que movimientos sobre la superficie del metal. La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc. De manera frecuente, se ve en bombas, mezcladores y tuberías particularmente en curvas y codos [8].

2.8.5 Corrosión por ácido clorhídrico (HCl)

Las sales de cloruros se encuentran en la mayoría de los pozos de producción, también se encuentran disueltas en las aguas emulsionadas del crudo o como sólidos suspendidos. La cantidad de sal contenida en el agua emulsionada puede extenderse a de 10 a 20 libras por mil barriles de crudo. La sal típicamente contiene 75% de cloruro de sodio, 15% de cloruro de magnesio y 10% de cloruro de calcio, como se muestra:



El ácido clorhídrico se desarrolla por calentamiento del cloruro de magnesio y calcio alrededor de 300°F (149 °C). El cloruro de sodio es esencialmente estable por encima de 800°F (426°C). El ácido clorhídrico reacciona con el hierro de los metales para producir cloruro de hierro el cual es soluble:



Este cloruro de hierro reacciona a su vez con el sulfuro de hidrógeno que se encuentra en el ambiente para dar como producto ácido clorhídrico y sulfuro de hierro que funciona como una capa protectora:



La evolución del ácido clorhídrico ocurre primariamente en los hornos de destilación atmosférica. El ácido clorhídrico seco no es corrosivo para el acero al carbono o bajas aleaciones de acero inoxidable, especialmente cuando cantidades de hidrocarburos pesados en fase vapor o líquida están presentes. Sin embargo, cuando el vapor es agregado al fondo de la columna de destilación para facilitar el proceso, se produce ácido clorhídrico diluido. El ácido clorhídrico puede causar corrosión severa en equipos de acero al carbono a temperaturas por debajo del punto de rocío del agua debido a que se disocian en el agua. La tasa de corrosión se incrementa con el decrecimiento del pH en el agua. Las siguientes técnicas son utilizadas para minimizar la corrosión por cloruro de hidrógeno:

- ✓ Inyectando un neutralizador para mantener el pH del agua entre 5,5 y 6,5.
- ✓ Usando inhibidores de corrosión.
- ✓ Cambiando los materiales de construcción.
- ✓ Eliminación de sales del petróleo crudo con apropiados desaladores.

2.8.6 Corrosión por bisulfuro de amonio (NH₄HS)

Puede causar seria corrosión en aceros al carbono. Un número de aleaciones, tales como monel, incoloy 800, incoloy 825, aleaciones 20, y aceros inoxidables dúplex han sido usados exitosamente para combatir ésta corrosión. Si el agua de proceso

tiene un valor de pH sobre 8, las tuberías de acero al carbono, normalmente, no son corroídas por ésta sal porque una película protectora de sulfuro de hierro se forma sobre la superficie del metal.

El bisulfuro de amonio (NH_4HS) es el producto de la reacción entre el amoníaco (NH_3) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S) gaseoso. Desafortunadamente las soluciones de bisulfuro de amonio son altamente corrosivas, conduciendo a un ataque rápido en los tubos de acero al carbono. La presencia de pequeñas cantidades de cianuro, oxígeno o cloruro de amonio en el proceso pueden acelerar la corrosión.

En la construcción de nuevas unidades, algunas refinerías usan el factor K_p (desarrollado por R.L Piechl) en la selección de materiales. El factor K_p es el porcentaje molar del amoníaco entre el porcentaje molar del sulfuro de hidrógeno en la corriente o la multiplicación de las presiones parciales de los compuestos.

La velocidad de corrosión por bisulfuro de amonio se incrementa en relación a su concentración. Los límites de concentración recomendados para los separadores de agua están entre el rango de 2 a 10%. Controlar la velocidad de inyección del agua es la clave para controlar el nivel de concentración de bisulfuro. La velocidad del agua debería ser lo suficientemente alta para la remoción del bisulfuro de amonio.

La corrosión por NH_4HS es sensible a la velocidad. Una corrosión severa por erosión de tuberías de acero al carbono se presenta a velocidades mayores a los 6m/s (20 pies/s). Por lo tanto las velocidades deberían mantenerse por debajo de este valor como máximo en los tubos de los enfriadores de acero al carbono. Los aceros inoxidable pueden ser usados en la entrada y salida de los tubos de los intercambiadores, en donde los límites superiores de velocidad del fluido puede elevarse a 9m/s (30 pies/s).

Otro factor en la corrosión por NH_4HS es la presencia de oxígeno, la cual puede conducir a una rápida corrosión o falla. La inyección de agua debe estar libre de oxígeno o con concentraciones en el rango de 15 a 50 ppb (partes por billón). Típicamente muchos factores de corrosión están relacionados. Un factor por ejemplo puede superar los límites recomendados si todos los demás están bajo control. Sin embargo, la contaminación por oxígeno es un factor que por si solo puede, inmediatamente, conducir a una corrosión severa [16].

2.8.7 Dióxido de carbono (CO_2)

El CO_2 es un corrosivo encontrado en los sistemas de condensado de vapor, plantas de hidrógeno, y en los vapores recuperados de las unidades de craqueo catalítico. Los carbonatos que permanecen en el agua de alimentación de caldera se descomponen a elevadas temperaturas para formar CO_2 , óxidos e hidróxidos. El CO_2 va a la cabecera con el vapor. En la fase vapor, no curre aceleración de la corrosión pero, cuando el vapor condensa, el CO_2 se disuelve en el condensado, resultando en una rápida corrosión ácida de tuberías de condensado y equipos.

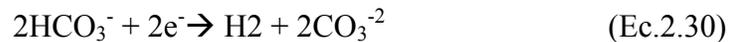
El CO_2 se disuelve en el agua para la formación de las especies químicas que van a formar parte de la reacción, generándose un ácido débil, el ácido carbónico (H_2CO_3). El H_2CO_3 obtenido sufre una doble disociación, formando en primer lugar iones bicarbonatos y en segundo carbonatos.



El hierro de la tubería se oxida:



Los iones H^{+} disociados se reducen al ganar dos electrones (reacción catódica):



Las especies se combinan formando una sal de carbonato ferroso:



El carbonato ferroso obtenido como producto de corrosión precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa de FeCO_3 proporcionando cierto grado de protección contra la corrosión cuando ésta no es removida. Una manera de predecir la corrosividad del gas es por las presiones parciales. Los límites para estimación del daño de la corrosión son [14]:

- ✓ Presiones parciales de CO_2 menores a 7 psi, la corrosión es leve.
- ✓ Presiones parciales de CO_2 entre 7-30 psi, la corrosión es moderada.
- ✓ Presiones parciales de CO_2 mayores a 30 psi, la corrosión es severa.

2.8.8 Corrosión por ácido sulfúrico (H_2SO_4)

El ácido sulfúrico, es usado como un catalizador en las unidades de alquilación y en los procesos de regeneración en trenes de agua desmineralizada, usualmente no corroen el acero al carbono a concentraciones cercanas de 85%, a temperaturas por debajo de los 100°F (37,8°C), y velocidades menores a 2ft/s (0,6m/s). Sin embargo, ataca en la forma de corrosión por erosión ocurriendo en zonas de alta turbulencia.

La figura 2.19 muestra la corrosión de acero por ácido sulfúrico en función de la temperatura y concentración. Las inmersiones o ataques crecientes alrededor del 85% son más graduales y menos dificultosos de estabilizar. En situaciones de bajas concentraciones, los equipos pueden requerir selectividad con la aleación, tales como aleaciones 20, Hastelloy C-276 o B-2 [8].

Si existe SO_3 podría reaccionar con el vapor de agua para formas H_2SO_4 a temperaturas cercanas de 200 °C. El ácido concentrado tiende a condensar a temperaturas cercanas al punto de rocío del agua. Una vez que el ácido se disuelve en el agua se convierte en altamente corrosivo para el acero al carbono [7].

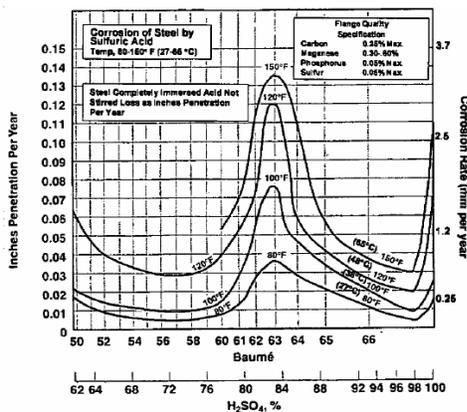


Figura 2.19. Corrosión de acero por ácido sulfúrico en función de temperatura y concentración [9].

2.8.9 Corrosión por aminas

Las aminas usadas en las unidades de tratamiento de gases son fuente de problemas de corrosión en las refinerías. La amina por si sola no causa corrosión pero con H_2S y CO_2 disuelto, productos de degradación de aminas y sales estables son las responsable de este tipo de corrosión. La corrosión generalmente es más severa en sistemas de remoción de CO_2 y menos severa en sistemas de remoción de H_2S .

La corrosión generalmente se presenta por fallas en el diseño de plantas, prácticas pobres de operación y/o contaminación de solución. Los lugares más afectados son aquellos donde los gases ácidos son desorbidos o removidos de las soluciones ricas de aminas [15].

2.8.10 Corrosión atmosférica

La corrosión atmosférica frecuentemente en la forma de corrosión por fisuras es el mayor problema en refinerías ubicadas en zonas costeras. La humedad relativa tendría que ser menor del 60 % para que esencialmente no existiera corrosión. La velocidad normal de corrosión atmosférica se encuentra entre el rango de 1 a 10 mpy (0,025 a 0,25 mm/año), pero puede ser tan alta como 50 mpy (1,2 mm/año) dependiendo de la ubicación y de los meses del año (época). Los equipos ubicados cerca de calentadores u hornos se corroerán rápidamente, porque los gases de chimenea, dióxido y trióxido de azufre, disueltos en la humedad presente sobre la superficie del metal forman ácidos. Los cloruros, sulfuro de hidrógeno y polvo químico en la atmósfera aceleran la velocidad de corrosión atmosférica.

Las pinturas y las capas protectoras, las cuales proporcionan una barrera protectora, son los mejores métodos para detener la corrosión atmosférica. El acero

galvanizado también puede ser usado para mejorar el tiempo de vida en servicio, especialmente en áreas donde la seguridad del personal esta involucrada como escaleras, pasamanos, plataformas, etc [9].

2.8.11 Corrosión bajo aislamiento (CUI)

Ocurre cuando aislamiento o recubrimientos se encuentran en humedad. Se convierte en un problema en tuberías y acumuladores que operan a temperaturas menores de 121 °C, debido a que el metal no tiene suficiente protección del aislamiento húmedo durante la operación normal. Las áreas susceptibles a CUI incluyen, sistemas de refrigeración, tope de los tambores de coque debido al agua del ciclo de cortado la cual es descarga periódicamente en el tope, el sistema de recuperación de hidrocarburos ya que es un servicio con temperaturas entre 34 a 425 °C.

2.8.12 Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC)

La corrosión por sulfuros a altas temperaturas se clasifica de acuerdo a la presencia o no de hidrógeno, el cual incrementa la velocidad de corrosión. Entre los tipos de corrosión a altas temperaturas están [9]:

2.8.12.1 Corrosión por sulfuros a alta temperatura (sin o poca presencia de hidrógeno)

Ocurre cuando hay sulfuro de hidrógeno y otros compuestos de azufre a temperaturas cercanas de 450°F (232°C), sin que agua líquida éste presente. Los compuestos que causan corrosión por azufre son: azufre elemental, sulfuro de

hidrógeno (H_2S), sulfuros alifáticos y bisulfuros alifáticos. El H_2S es el más activo de los compuestos de azufre desde un punto de vista de corrosión. La mayoría de los otros compuestos son considerados inertes en términos de corrosión hasta que el crudo llega a la refinería y es calentado a elevadas temperaturas. Usualmente las presiones parciales de hidrógeno son inferiores a los 50 psig (4 kg/cm^2).

Cuando los hidrocarburos tienen contenido de azufre mayor a 0,5% en peso, existe interés en la presencia de éstos mecanismos de degradación. La velocidad de corrosión comienza a decrecer cuando la temperatura excede los 850°F (454°C), la razón más probable es la formación de coque. Fue rápidamente descubierto que a temperaturas cercanas de los 450°F (232°C), la adición de pequeñas cantidades de cromo al acero reduciría la corrosión asociada con sulfuros en aceros, es decir, con éste mecanismo particular de corrosión, una aleación resistente a la corrosión es directamente proporcional a su contenido de cromo.

El grado de mejora estuvo relacionado con la cantidad de cromo añadido. Según las graficas de curvas de McConomy (figura 2.20) de corrosión por H_2S existe un rápido aumento en la velocidad de corrosión a temperaturas sobre los 450°F (260°C), especialmente en aceros al carbono. Las aleaciones con contenido de cromo intermedio proveen mejor protección que los aceros al carbono. Los grados utilizados para temperaturas sobre los 450°F (260°C) son 5 Cr, 9 Cr, 12 Cr o la serie de los 300 de los aceros inoxidable austeníticos.

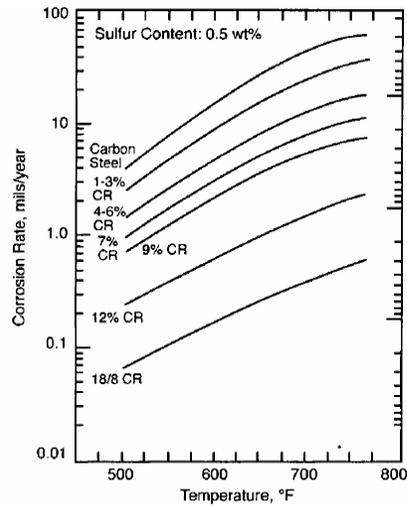


Figura 2.20. Curvas de McConey modificadas para la corrosión por H₂S [9].

La figura 2.21, es la corrección del contenido de azufre. El factor de corrosión puede ser usado en conjunto con curvas de McConey para predecir velocidades de corrosión.

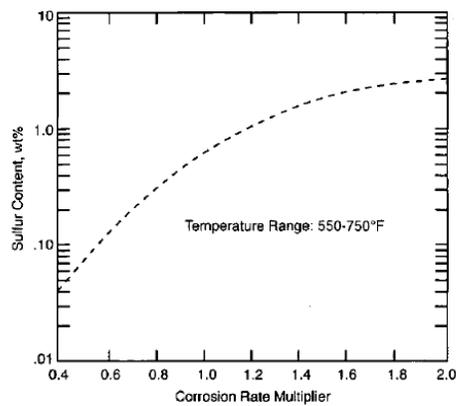


Figura 2.21. Factor de corrección de contenido de azufre de las curvas McConey [9].

2.8.12.2 Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (con presencia de hidrógeno)

Este tipo de corrosión (corrosión por H_2S/H_2) es más severa que sin presencia de hidrógeno. El hidrógeno convierte los compuestos sulfurados orgánicos a sulfuro de hidrógeno y la corrosión comienza en función de la concentración o presión parcial del H_2S . La más confiable data para la predicción para la velocidad de corrosión por H_2S/H_2 están basada en las curvas Couper-Gorman desarrolladas por la NACE, como se muestra en la figura 2.22:

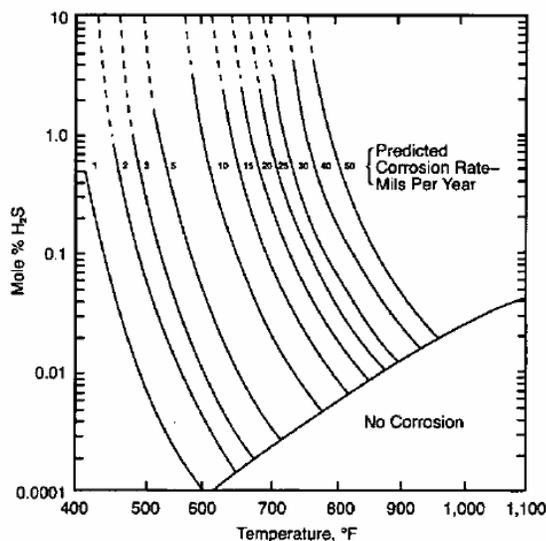


Figura 2.22. Curva de Corrosión Couper-Gorman modificadas- Acero al carbono en nafta desulfurizada [9].

La figura 2.22 muestra la curva para acero al carbono en nafta desulfurizada, sulfuro de hidrógeno/servicio de hidrógeno. Cuando la velocidad de corrosión es alta para equipos de acero al carbono que tienen corto tiempo de vida útil, una aleación más apropiada se puede ser seleccionada. Ésto puede ser acoplado por el factor multiplicador de la tasa de acero al carbono, tal como se muestra en la tabla 2.1:

Tabla 2.1. Factor de tasa para la selección de aleaciones [9].

<i>Metal/Aleación</i>	<i>Factor</i>
Carbono y aceros C - ½ Mo	1,0
1Cr-1/2 Mo	0,957
2-1/4 Cr-1Mo	0,906
5Cr-1/2 Mo	0,804
7Cr-1/2Mo	0,736
9Cr-1Mo	0,675

Para servicios de desulfuración de gasóleos e hidrocraqueos, la velocidad de corrosión que muestra la figura 2.9, debe ser multiplicada por 1,896.

Bajo condiciones corrosivas de H₂-H₂S, las refinerías han encontrado que las aleaciones con un contenido superior a 5% de cromo no representan una mejora sobre los aceros al carbono. Las aleaciones con 9% cromo proveen sólo una mejora marginal. Estos dos tipos de aleaciones son consideradas inefectivas en la resistencia a la corrosión. Por otro lado con 12% de cromo son más resistentes a los rangos más altos de H₂S. Sin embargo, la corrosión puede presentarse incluso con alto contenido de cromo si las condiciones son severas. La figura 2.23 es una curva de la velocidad de corrosión mostrando la resistencia ofrecida por los aceros inoxidables austeníticos y otras aleaciones, incluyendo 12% cromo de acero inoxidables.

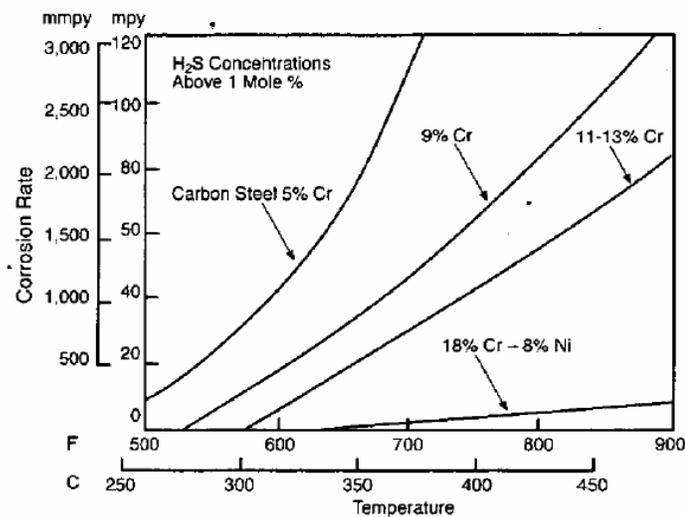


Figura 2.23. Curvas de velocidad de corrosión para ambientes de H₂S/H₂ [9]

2.8.13 Corrosión por ácidos nafténicos

El término "ácido nafténico" proviene del ácido carboxílico monobásico y engloba una larga variedad de ácidos orgánicos (integrados en su mayoría por estructuras de anillos saturados) presentes en el petróleo crudo que incluye ácidos alifáticos, aromáticos y nafténicos.

La corrosión del acero por ácidos orgánicos, sólo en fase líquida, produce naftenato de hierro que es extremadamente soluble en petróleo dejando la superficie del metal sin productos de corrosión. Esta reacción compite con la propia entre el azufre reactivo, también presente en el crudo, y el acero que forma una capa de sulfuro de hierro. Si bien ésta capa protege al acero de la corrosión, la remoción de la misma a causa de turbulencias, altas velocidades o concentración de ácido, deja la superficie libre para ser corroída nuevamente con la consiguiente pérdida de espesor y compromiso de la resistencia.

El número de neutralización o "Total Acid Number" (TAN) es la forma en que comúnmente se mide la acidez de los crudos o sus derivados mediante un ensayo de titulación potenciométrica y representa los miligramos de hidróxido de potasio necesarios para neutralizar 1 g de producto.

Actualmente, en la industria considera a los crudos con bajo potencial corrosivo hasta TAN 0,5 mgKOH/g, de 0,5 a 1,0 moderados y con alto potencial sobre 1,0. No obstante, la práctica habitual es diluir estos crudos con otros de menor TAN para lograr una mezcla que varía de 0,6 a 1,5 mgKOH/g [4].

Estos ácidos son generalmente considerados corrosivos en un rango de temperatura de 177 a 371 °C (con un máximo alrededor de los 276°C). En una temperatura dada, la tasa de corrosión es proporcional al número de la neutralización, pero la tasa de corrosión triplica con cada aumento de 100°F (37,8°C) en temperatura.

Estos ácidos se vaporizan o literalmente se descomponen a temperaturas de 400 a 480°C; por lo tanto no son una preocupación en las unidades de conversión donde las operaciones son más severas.

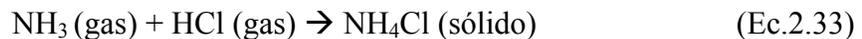
Aleaciones apropiadas en orden de crecimiento para la resistencia a la corrosión por ácidos nafténicos son: acero al carbono, 1,25Cr-0,5Mo, 2,25Cr-0,5Mo, 5Cr-0,5Mo, 12Cr, 9Cr-1Mo, 304L, 321, 347, 316, 317, aleaciones de 6%Mo, aleación 625 y 276.[15].

2.8.14 Corrosión bajo depósitos

Es una forma de corrosión por picadura y ocurre debajo de depósitos, se caracteriza por atacar pequeñas áreas sobre la superficie del metal. Ocurre donde hay rotura (debido a los depósitos formados). Estos depósitos pueden ser compuestos principalmente por productos de corrosión. El riesgo ocurre cuando la velocidad del fluido es $< 3\text{m/s}$ (10 ft/s), debido a que comienza el arranque de material [7].

2.8.15 Corrosión por cloruro de amonio

Es un tipo de corrosión general o localizada, con frecuencia de picaduras, normalmente ocurre bajo depósitos de cloruro de amonio o sales de amina, a menudo en la ausencia de una fase libre agua. Se forma por la interacción entre el amoniaco y el ácido clorhídrico como sigue [15]:



2.8.16 Oxidación a altas temperaturas

Ocurre cuando aceros al carbono, bajas aleaciones de acero y aceros inoxidable reaccionan a elevadas temperaturas con el oxígeno en el aire circulante. El rango de escama aceptable representa un peso ganado de 0.002 g/pulg²*h. Éste mecanismo está primordialmente limitado en las afueras de los tubos de los hornos, tubos colgantes de los hornos, y otros internos de los hornos que son expuestos a la combustión de gases que contiene aire en exceso [7].

El cromo cuando se encuentra presente en aleaciones de hierro, proporciona una resistencia a la oxidación. Cuanto más riguroso sean las condiciones, tanto mayor es el porcentaje de cromo requerido. Más allá, de un 30 por ciento de cromo, pocos beneficios adicionales son obtenidos. Algunos combustibles de petróleo de baja calidad forman V₂O₅ al quemarse. Éste compuesto es perjudicial para la resistencia a la corrosión de las aleaciones directas de cromo y hierro. Para combatir los efectos del V₂O₅ se utiliza níquel en proporciones iguales de hierro, con cantidades menores a la de cromo (37% Ni, 18% Cr, 45% Fe) [1].

2.9 Corrosión por agrietamiento bajo tensión (SCC)

La SCC es el agrietamiento espontáneo de aleaciones con la acción combinada de la corrosión y de la tensión. La falla es causada con frecuencia por la exposición simultánea a un ambiente químico aparentemente suave y a una tensión extensible por debajo de la fuerza de producción del material. Los siguientes tipos de tensiones en un metal pueden implicar en SCC [8]:

- ✓ **Tensión residual:** tal como doblando o soldando, o calentamiento o enfriamiento desigual
- ✓ **Tensiones aplicadas:** tales como tensiones de la presión interna o del cargamento estructural.

En la mayoría de los casos, la tensión residual es el mayor factor de SSC. Entre los principales tipos de corrosión por ruptura debido a tensiones, presentes en las refinerías, se encuentra [8]:

- | | |
|---|--|
| ✓ Corrosión por agrietamiento bajo tensión de cloruros (CISCC) | ✓ Ampollas de hidrógeno |
| ✓ Corrosión por agrietamiento bajo tensión alcalina (ASCC) | ✓ Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) o corrosión por agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSCC) |
| ✓ Corrosión por agrietamiento bajo tensión de ácido politiónico (PTA SCC) | ✓ Agrietamiento inducido por hidrógeno |
| ✓ Corrosión por agrietamiento bajo tensión de amoníaco (NH_3 SCC) | ✓ Agrietamiento inducido por hidrógeno orientada por esfuerzos (SOHIC) |
| ✓ Agrietamiento por H_2S húmedo | |

- ✓ Corrosión por cianuro de hidrógeno (HCN)
- ✓ Ruptura por sobrecalentamiento debido a tensiones (SRO)

2.9.1 Corrosión por agrietamiento bajo tensión de cloruros (CISCC)

CISCC a menudo ocurre en aceros inoxidable austeníticos expuestos a iones de cloruro que frecuentemente están en medios acuosos. Tan sólo trazas de cloruros pueden ser requeridas, con temperaturas alrededor de 130 a 175 °F (54 a 79 °C) y también con un bajo pH o presencia de oxígeno disuelto. Las rupturas son frecuentemente transgranular, pero intergranular también.

Se sabe también que los aceros inoxidable austeníticos se agrietan en el condensado del vapor. Puesto que los niveles muy bajos del cloruro pueden dar lugar a agrietarse, se sospecha que el agrietarse es causado realmente por el cloruro en vez del agua. Sin embargo, el agua debe estar presente para que se de la SCC.

2.9.2 Corrosión por agrietamiento bajo tensión alcalina (ASCC)

ASCC ocurre en aceros al carbono bajo tensiones y expuesto a hidróxido de sodio, amina, y soluciones de carbonato a temperaturas entre 66°C, 23,9°C y 37,8°C, respectivamente. Con este tipo de SCC las rupturas son intergranular y la apariencia superficial es frágil.

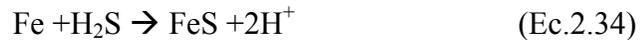
2.9.3 Corrosión por agrietamiento bajo tensión de ácido politiónico (PTA SCC)

PTA SCC ocurre en aceros inoxidable austeníticos en condición sensibilizada cuando son expuestos a ácidos politiónicos bajo condiciones de tensión extensible residual o aplicada. La sensibilización es la precipitación dañosa de carburos de cromo en una casi continua red alrededor de los granos de los aceros inoxidable austeníticos. La formación de los carburos de cromo deja una zona de cromo gastada en los límites del grano, haciendo la aleación susceptible a corrosión intergranular. La sensibilización ocurre desde 750°F a 1550°F (399 a 843°C), el tiempo depende de la temperatura, y es mas rápido alrededor de 1250 a 1350°F (677 a 732°C). La PTA SCC se forma de la interacción de los sulfuros, del agua, y del oxígeno de la superficie de metal, todo lo que pueda estar presente en que el equipo de la refinería que contiene las películas del sulfuro cuando se abre durante paradas.

2.9.4 Agrietamiento por H₂S húmedo

El agrietamiento por H₂S húmedo es una de las formas de daño del hidrógeno en ambiente de H₂S húmedo. Otras formas de daños causadas por la presencia de hidrógeno en ambientes de H₂S húmedos incluye: Ampollas de hidrógeno, SSC, HIC, SOHIC y HCN. El H₂S actúa relativamente leve como corrosivo para el acero al carbono, y la tasa de corrosión general tiende a ser baja. Sin embargo, durante los procesos de corrosión, cantidades considerables de hidrógeno pueden ser liberadas, los cuales pueden tener significativamente efectos perjudiciales en soldaduras que contienen componente a presión. Generalmente, las ampollas de hidrógeno y rupturas son comunes en los equipos de refinerías que contienen más de 50 ppm H₂S en agua, entre temperatura ambiente y 300°F (149°C).

El daño de hidrógeno en servicios de H₂S húmedo es causado por la generación de hidrógeno atómico como un sub producto de las reacciones de corrosión y la secuencia de difusión del átomo de hidrógeno dentro del metal.



El H₂ molecular se forma en la superficie del metal y, si se produce lentamente a bajas tasas de corrosión se disipa lentamente. Sin embargo, cuando la capa de sulfuro está presente, el sulfuro actúa como un catalizador negativo y desvía la reacción. Como resultado, el hidrógeno atómico penetra el metal, acumulándose en la estructura y afectando las propiedades mecánicas de los aceros.

2.9.4.1 Ampollas de hidrógeno

Las ampollas de hidrógeno son causadas por la difusión de hidrógeno atómico dentro de los metales y se atrapan en los vacíos, laminaciones, y las inclusiones. El hidrógeno que entra a éstos sitios se combina para formar hidrógeno molecular, el cual no puede escapar al exterior por difusión. La presión de expansión debido a la acumulación de gas llega a ser evidente a través de la pared de los metales y se ve aparentemente como una ampolla en la superficie del metal. Las ampollas pueden aparecer en cualquier o ambos lados de la superficie de la placa, encima una de otra, dependiendo de la localización (figura 2.24). El tamaño varía y la apariencia va desde pequeñas salientes e incluso inflamamiento. El crecimiento de la ampolla puede causar rasgones en la superficie del metal y pérdida de la capacidad retención-presión de los equipos.

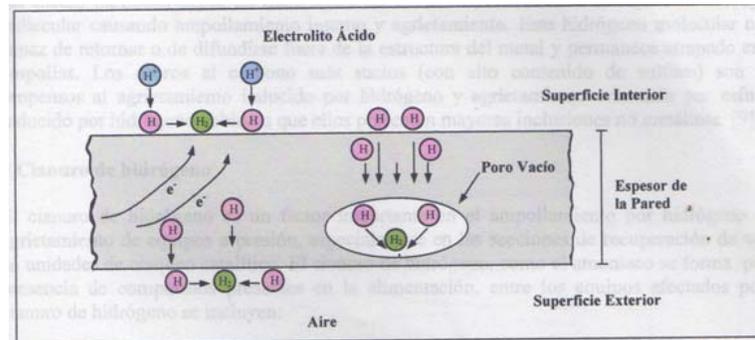


Figura 2.24. Mecanismo del ampollamiento del hidrógeno [13].

2.9.4.2 Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) o corrosión por agrietamiento debido a tensión de sulfuros (SSCC)

SSC o SSCC es una forma de ruptura por fragilidad de hidrógeno que ocurre en aceros altamente fuertes, soldaduras duras y en zonas afectadas por calor (HAZ's) que están sujetos a ambiente ácidos con tensión extensible a temperaturas por debajo de 180°F (82°C). Un acero susceptible a SSC es altamente dependiente de sus composiciones, micro estructura, fuerza, tensión residual, y niveles de tensión aplicados. El SSC se presenta en válvulas de ajustes altamente fuertes 12Cr (SS 410), ejes de compresores, mangas u otras partes de maquinarias altamente fuertes expuesta a gas ácido, pernos, soldaduras duras y soldaduras en zonas afectadas por el calor.

La ruptura se presenta generalmente cuando la dureza del metal es mayor a 200 HBN (Brinell), o sobre una dureza Rockwell C (Rc) entre 20 y 22, y presiones parciales de H₂S mayores a 0,05 psi [15].

2.9.4.3 Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)

HIC resulta de laminaciones paralelas del hidrógeno que se acopla hasta producir una grieta por la pared sin la interacción evidente de la tensión aplicada o residual. HIC es conducido por tensiones de la acumulación interna del hidrógeno en las ampollas.

Esas inclusiones sirven como sitios de formación de ampollas de hidrógeno microscópico que crecen y eventualmente se conecte vía las grietas gradualmente (figura 2.25). De hecho, el HIC es llamado algunas veces como agrietamiento gradual. Puesto que el HIC no es tensión-dependiente, no está asociada con micro estructuras endurecidas, por lo que el tratamiento térmico post soldadura es de poco valor. Los oligoelementos de restricción, tal como sulfuro, y las variables de fabricación que se controlan para el acero proporcionan resistencia al HIC [8].

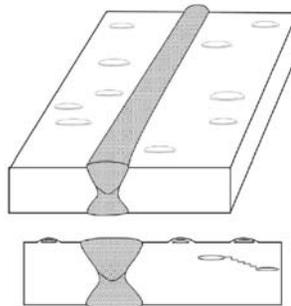


Figura 2.25. Esquemática de ampollas de hidrógeno y HIC [15].

2.9.4.4 Agrietamiento inducido por hidrógeno orientado bajo tensiones (SOHIC)

SOHIC es similar a HIC exceptuando que el agrietamiento es manejado por la tensión y tiene dirección de ruptura perpendicular a dirección de tensión primaria. SOHIC es comúnmente encontrada en las zonas de soldaduras afectas por el calor donde se inicia de otras rupturas o defectos. Puesto que la tensión está envuelta en el desarrollo y propagación de la grieta, el tratamiento térmico es efectivo para reducir

SOHIC. Controlar las variables de fabricación y los oligoelementos es también efectivo. La figura 2.26, muestra la ruptura cercana a puntos de soldadura en dirección perpendicular a la tensión de fluido [8].

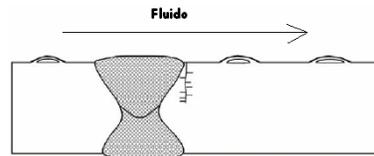


Figura 2.26. Esquemática de SOHIC [15].

2.9.5 Corrosión por cianuro de hidrógeno (HCN)

Cianuro de hidrógeno (HCN) es un factor importante y puede dar paso a las ampollas de hidrógeno, y ruptura de los equipos de altas presión. Los equipos afectados por el HCN incluye: tambor de tope del fraccionador, compresor inter etapa y separadores de alta presión, torres absorbedoras y despojadoras.

El HCN destruye la película protectora de hierro normalmente presente en los aceros al carbono y la convierte en un complejo soluble de ferrocianuro, lo que da como resultado la rápida corrosión del metal, permitiendo que el hidrógeno atómico penetre y se ampolle o rompa el metal [8].

2.9.6 Ruptura por tensión debido a sobrecalentamiento (SRO)

Quemadores defectuosos, inadecuado control de la temperatura en los hornos, y coque o depósitos dentro de los tubos lleva a sobrecalentamiento y muchas puntos locales calientes en los hornos que llevan a fracturas y agrietamientos por las tensiones aplicadas. Protuberancias o manchas calientes son signos de fallas inminentes [7].

2.10 Fallas metalúrgicas y mecánicas

En ausencia de la corrosión, los equipos eventualmente se deterioran. Este deterioro ocurre normalmente muy lentamente, a menos de defectos de los materiales. Las propiedades metalúrgicas, tales como tensión, dureza, resistencia a la corrosión, entre otras, pueden cambiar en servicio debido a los cambios de la microestructura como resultado del envejecimiento. Además, ciertos elementos y componentes producen cambios en las composiciones del metal, lo cual cambia considerablemente sus propiedades. Éstos factores, en medios corrosivos conllevan a la degradación de los metales, acelerando grandemente las tasas de corrosión. Entre las fallas metalúrgicas [8]:

- | | |
|------------------------------------|--------------------------------------|
| ✓ Crecimiento de grano | ✓ Fragilidad líquida del metal (LME) |
| ✓ Endureciendo | ✓ Carburación |
| ✓ Sensibilización | ✓ Polvorera del metal |
| ✓ Formación de la fase de la sigma | ✓ Descarburación |
| ✓ Fragilidad 885°F(475°C) | |
| ✓ Fragilidad por temperatura | |

Entre las fallas mecánicas encontramos:

- | | |
|------------------------|-----------------------|
| ✓ Fatiga mecánica | ✓ Fractura frágil |
| ✓ Corrosión por fatiga | ✓ Arrastre |
| ✓ Daños por cavitación | ✓ Ruptura por tensión |
| ✓ Sobrecarga | ✓ Choque térmico |
| ✓ Sobre presión | ✓ Fatiga térmica |

2.10.1 Fragilidad por temperatura

Ocurre en aceros de aleaciones bajas que son mantenidas por largos periodos de tiempo a temperaturas entre 700 a 1050°F (371 a 565°C). Este tipo de fragilidad resulta en una baja de la dureza que no es evidente a temperaturas de operación pero aparecen a temperatura ambiente y puede resultar en una fractura frágil. La aleación de 2-1/4 Cr-1 Mo comúnmente usada en unidades de hidrotreatment e hidrocracking pueden ser particularmente vulnerables a fracturas frágil porque en estas son usadas altas temperaturas. La fragilidad es también reversible, y los aceros pueden ser desfragilizados por calentamiento alrededor de 1100 a 1200 °F (593 a 648°C), seguido por enfriamiento.

2.10.2 Carburización

Ésta es causada por la difusión del carbono dentro de los aceros a elevadas temperaturas. Depósito de coque en los tubos de los hornos son una fuente de carbono por carburización. La carburización depende de la tasa de difusión del elemento carbono dentro del metal e incrementa rápidamente con el incremento de la temperatura. Un incremento del contenido de carbono causa un incremento en la tendencia de endurecimiento de los aceros ferríticos. Cuando aceros carburizados son enfriados, resulta una fractura en la estructura, la cual puede escamar o agrietar.

Todos los aceros son susceptibles a la carburización bajo condiciones propias. Sin embargo, la susceptibilidad decrece con el incremento de contenido de cromo en los aceros. Los aceros inoxidables austeníticos ofrecen mayor resistencia a la carburización que los aceros de cromo recto debido a que estos contienen un alto cromo así como también de níquel.

2.10.3 Fatiga mecánica.10.3 Fatiga mecánica

Es una falla de los componentes por craqueo o agrietamiento después de la continua aplicación de un ciclo de tensión. Debajo de un límite definido de la tensión, el ciclo de tensionar de un metal no afecta el material y no agrietarse ocurre con el paso del tiempo. Este límite de tensión es llamado límite de resistencia o límite de fatiga.

2.10.4 Corrosión por fatiga

Es una forma de fatiga donde un proceso de corrosión, típicamente picadura, es el causante para promover fatiga mecánica. La corrosión por fatiga usualmente toma la forma de varios o muchas rupturas en las bases de las picaduras. Este mecanismo se divide en dos fases, la primera es la formación de huequitos por corrosión y la segunda es la ruptura del metal.

2.10.5 Arrastre

El arrastramiento es un mecanismo de alta temperatura en el cual la deformación plástica continua de un metal ocurre mientras que bajo tensiones aplicadas debajo de la fuerza de producción normal. Los datos de la fuerza de arrastramiento son las propiedades mecánicas que controlan cuando los metales se exponen a servicios continuos en temperaturas altas, por ejemplo, los tubos de horno y los soportes.

2.10.6 Ruptura por tensión

La ruptura por tensión es el tiempo que le toma a un metal a elevadas temperaturas fallar bajo aplicaciones de tensiones por debajo de sus fuerzas normales.

El tamaño del grano y composiciones de aleaciones son dos factores que influyen en el arrastramiento y la ruptura por tensión. La ruptura por tensión en las refinerías está usualmente asociada en los tubos de los calentadores y calderas. La mayoría de estos causadas por sobrecalentamiento y puntos calientes en los hornos, resultado de los quemados, inadecuados control de las temperaturas de los hornos, y coque o escamas de depósitos dentro de los tubos. Puntos calientes son signos de una inminente falla.

2.10.7 Choque térmico

Ocurre cuando largos y no uniformes tensiones térmicas se desarrollan en un tiempo relativamente corto en una pieza de un equipo debido a la expansión diferencial contracción causada por los cambios de temperatura. En las refinerías, el choque térmico es causado por breves flujos interrumpidos o durante incendios.

2.10.8 Fatiga térmica

Es activado cuando existen grandes cambios de temperaturas. Las unidades de procesos que se encuentran todo el tiempo con arranques y paradas, tensión térmica se verá en los equipos. Repetidas aplicaciones de tensión térmica dan paso a la ruptura progresiva, sin caer en fatiga mecánica. Los tambores de coque son el ejemplo en refinerías sujetos a ciclos térmicos y asociado con ruptura por fatiga térmica.

2.11 Control de corrosión

La corrosión puede ser controlada o mitigada eliminando las impurezas del crudo causantes de corrosión, además de otros factores que se deben controlar, y criterios para controlarlos. Entre algunas medidas de control de corrosión se encuentran [8]:

2.11.1 Desaladores

Son equipos cuya finalidad es reducir el contenido de sal, agua y sólidos presentes en el crudo. La figura 2.27, muestra algunos métodos de desalación.

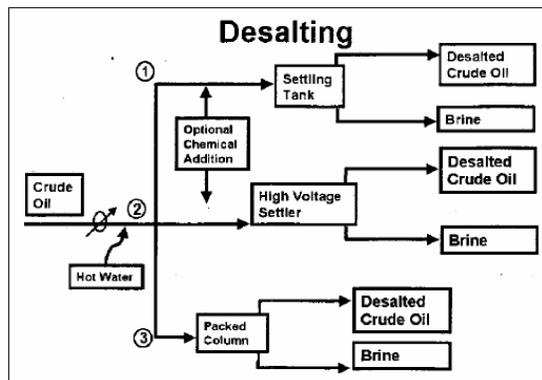


Figura 2.27. Métodos de desalación [8].

Los procesos de desalación comienzan con inyección de agua con el objeto de disolver la mayoría de las sales, para luego ser enviados a los tanques donde se produce la separación, como se ilustra en el método 1. El método 2 consiste en la aplicación de un diferencial de voltaje para aumentar la velocidad de separación mediante la formación de dipolos en la mezcla. El método 3 sustituye el tanque por una columna empacada que permite la separación.

2.11.2 Neutralizantes

Otro de los métodos para controlar la corrosión consiste en la neutralización de los ácidos causantes de la misma. Los ácidos reaccionarán con las bases para formar

sales. Los neutralizantes más usados en la industria de refinación son el amoníaco y las aminas.

2.11.2 Inhibidores de corrosión

Son compuestos químicos utilizados para la formación de una capa pasivadora en la superficie del metal y no se acelere la tasa de corrosión. Los inhibidores de corrosión más utilizados son las aminas filmicas

2.11.3 Otros

- ✓ Materiales de construcción.
- ✓ Agua de lavado.
- ✓ Polisulfuros.

2.12 Monitoreo para el control de corrosión

En la actualidad se han desarrollados una serie de técnicas e instrumentos que permiten conocer la tasa de corrosión. Los métodos no proveen datos directos de la tasa, sin embargo muestran datos que permiten conocer por medio de ecuaciones la tasa de corrosión. En la tabla 2.2 se muestra la clasificación para el monitoreo de corrosión.

Tabla 2.2. Categorías básicas de las técnicas de monitoreo de corrosión [8]:

	<i>Directa</i>	<i>Indirecta</i>
<i>Intrusiva</i>	-Resistencia eléctrica (ER) -Resistencia de polarización lineal (LPR)	-pH en línea o análisis de agua. -Prueba de flujo de hidrógeno interno.
<i>No intrusiva</i>		-Prueba de ultrasonido -Radiografía. -Prueba de flujo de hidrógeno externo -Análisis de agua de una muestra obtenida a través de una válvula de salida. -Pruebas de hidrógeno en la superficie del parche.

2.12.1 Análisis de agua

El análisis químico del agua de algunas especies, tal como hierro, cloruros y sulfuros son usualmente para detectar cambios en concentraciones de estos elementos con el fin de chequear la eficiencia de las aminas filmicas y proveer parámetros de identificación de posibles problemas de corrosión. El pH del agua del acumulador debe ser rutinariamente determinado para control de la cantidad de neutralizante que se agregará además de determinar su eficiencia.

2.12.2 Pruebas de corrosión

El objetivo de instalación de las pruebas de corrosión es mantener una idea de las tasas de corrosión ubicada en las diferentes localizaciones críticas del proceso. Entre los métodos más utilizados de prueba de corrosión se encuentran [16]:

2.12.2.1 Cupones de corrosión

Son láminas de metal que se introducen en la corriente del proceso para luego ser removidas y obtener el análisis de la corrosión. Los cupones de corrosión presentan la más confiable evidencia física posible. La figura 2.29 muestra un ejemplo de este tipo. La ecuación de la tasa de corrosión empleada para este tipo de análisis es [17]:

$$TC = \frac{8,76 \times 10^4 * M}{A * D * T} \quad (\text{Ec.2.36})$$

Donde:

TC: Es la tasa de corrosión en mm por año.

M: Es la masa resultante de la diferencia entre la masa inicial y final del cupón. (g)

A: Área superficial del cupón (cm²)

D: Densidad del material (g/cm³)

T: tiempo de exposición (h)

La tasa de corrosión en mm/año puede convertirse en mpy multiplicando por 40.



Figura 2.29. Cupón de Corrosión [4].

2.12.2.2 Resistencia eléctrica (ER)

Ésta basada en la medida del cambio en la resistencia del elemento en sacrificio, el cual es usado para conducir una señal eléctrica. Cuando es expuesto a un ambiente corrosivo la sección cruzada del sistema es reducida en el tiempo

incrementando la resistencia del elemento sensorial produciendo un cambio en la señal de salida en la resistencia eléctrica de acuerdo a la expresión [18]:

$$R = \frac{s(L)}{A} \quad (\text{Ec.2.37})$$

Donde:

R: Resistencia

s: Resistividad del metal

L: Longitud del elemento sensorial

A: Área de la sección transversal

El beneficio principal de la ER es que puede ser usado para monitorear el proceso en línea, con pruebas múltiples ubicadas en diferentes localizaciones de las corrientes que involucran el proceso. Sin embargo el ER tiene algunas limitaciones, ésta es sólo provista para corrosión generalizada. Donde sulfuro de hidrógeno (H_2S) está presente, la prueba de ER puede estar propensa a error debido a la presencia de conductividad por los productos de corrosión de sulfuros sobre el elemento sensorial.

2.12.2.3 Resistencia de polarización lineal (LPR)

Es uno de los métodos más populares en técnicas electroquímicas para el monitoreo de la corrosión. La relación básica esta definida por la siguiente formula [18]:

$$(i_{corr}) = B / R_p \quad (\text{Ec.2.38})$$

Esta ecuación indica que la resistencia de polarización (R_p) es inversamente proporcional a la densidad de corriente por corrosión, donde B, es una combinación de los declives anódicos y catódicos.

$$B = (b_a \cdot b_c) / [2,303(b_a + b_c)] \quad (\text{Ec.2.39})$$

La relación inversa entre la velocidad de corrosión y la resistencia de polarización, muestra que valores altos de resistencia de polarización indica bajas velocidades corrosión.

2.12.3 ULTRAPIPE

Es un potente programa de gestión de datos para la organización, el análisis y la documentación de datos de ensayo en combinación con la medición de corrosión desarrollado por la General Electric. Este software de aplicación es un nuevo desarrollo del programa PIPE+ ya utilizado mundialmente, en el que se ha concretizado múltiples experiencias y sugerencias prácticas provenientes del campo. ULTRAPIPE guarda los valores registrados de espesores, efectúa un análisis de los coeficientes de merma por corrosión y calcula el retroceso del espesor de pared. Además, emite plazos de control para la supervisión periódica de la corrosión.

2.13 Definición de acero

El acero es una aleación de hierro y carbono (0,05% hasta menos de un 2%). Algunas veces otros elementos de aleación específicos, tales como el cromo o níquel se agregan con propósitos determinados. Ya que el acero es básicamente hierro altamente refinado (más de un 98%), su fabricación comienza con la reducción del hierro (producción arrabio) el cual se convierte en acero. A continuación se presentan algunos aceros [1]:

2.13.1 Aceros al carbono

Más del 90% de todos los aceros utilizados en refinería son aceros al carbono. Éstos aceros contienen diversas cantidades de carbono y menos del 1,65% de manganeso, 0,60% de silicio y 0,60% de cobre. Entre los productos fabricados con acero al carbono figuran máquinas, intercambiadores, horquillas, estructuras, entre otros. El aumento del contenido de carbono en el acero eleva su resistencia a la tracción, incrementa el índice de fragilidad en frío y hace que disminuya la tenacidad y la ductibilidad [19].

2.13.2 Aceros aleados

Éstos aceros contienen una proporción determinada de vanadio, molibdeno y otros elementos, además de cantidades mayores de manganeso, silicio y cobre que los aceros al carbono convencionales. Éstos aceros son empleados en piezas estructurales como engranajes, ejes, palancas, entre otros. También son utilizados para la fabricación de herramientas para moldear y cortar metales y no-metales, como taladros. En algunos casos se preparan aleaciones especiales con contenido de cromo superior al 12%, con alta resistencia a altas temperaturas y a la corrosión.

2.13.3 Aceros inoxidables

Los aceros inoxidables son una gama de aleaciones que contienen un mínimo de 11% de cromo. El cromo forma en la superficie del acero una película pasivante, extremadamente delgada, continua y estable. Ésta película deja la superficie inerte a

las reacciones químicas. Ésta es la característica principal de resistencia a la corrosión, una adecuada relación resistencia mecánica-peso, resistencia a temperaturas elevadas y criogénicas y valor a largo plazo. Son totalmente reciclables y amigables con el medio ambiente. Contribuyen, de manera indirecta, a satisfacer las necesidades humanas básicas, tales como alimentación, salud, construcción, medio ambiente, transporte y energía. En la industria química y petroquímica, los aceros inoxidables ofrecen elevada resistencia a la corrosión y excelentes propiedades mecánicas así como un bajo costo de mantenimiento.

2.13.3.1 Serie 400-martensíticos

Son la primera rama de los aceros inoxidables, llamado simplemente al cromo y fueron los primeros desarrollados industrialmente (aplicados en cuchillería). Tienen un contenido de carbono relativamente alto de 0,2 a 1,2% y de cromo de 11 a 18%. Los tipos más comunes son el AISI 410, 420 y 431. Las propiedades básicas son elevada dureza y gran facilidad de maquinado, resistencia a la corrosión moderada. Principales aplicaciones: ejes, flechas, instrumental quirúrgico y cuchillería.

2.13.3.2 Serie 400- ferríticos

También se consideran simplemente al cromo, su contenido varia de 12 a 18%, pero el contenido de carbono es bajo $< 0,2\%$. Los tipos más comunes son el AISI 430, 409 y 434. Las propiedades básicas son: buena resistencia a la corrosión, la dureza no es muy alta y no pueden incrementarla por tratamiento térmico. Principales aplicaciones: equipo y utensilios domésticos y en aplicaciones arquitectónicas y decorativas.

2.13.3.3 Serie 300- austeníticos

Son los más utilizados por su amplia variedad de propiedades, se obtienen agregando níquel a la aleación, por lo que la estructura cristalina del material se transforma en austenita y de aquí adquieren el nombre. El contenido de cromo varía de 16 a 28%, el de níquel de 3,5 a 22% y el de molibdeno de 1,5 a 6%. Los tipos más comunes son el AISI 304, 316 y 317. Las propiedades básicas son: excelente resistencia a la corrosión, excelente soldabilidad, no se endurecen por tratamiento térmico, se pueden utilizar tanto a temperaturas criogénicas como a elevadas temperaturas. Principales aplicaciones: utensilios y equipo para uso hospitalario, tanques, tuberías, entre otros.

2.13.3.4 Aceros inoxidables dúplex

Los aceros inoxidables dúplex tienen una microestructura compuesta de igual cantidad de ferrita y austenita. Algunas designaciones de estas aleaciones son AL6XN, 2205, 3RE60, 2304 y Ferralium 225. La típica composición para la aleaciones dúplex es de 18% a 30% de cromo, 3% a 7% de níquel y de 1% a 3% de molibdeno. La fase ferrita ofrece una alta fuerza y la fase austenita una buena resistencia a la corrosión [9].

2.14 Análisis de criticidad

El propósito es proveer con el uso elementos básicos el desarrollo e implementación de inspecciones basadas en riesgos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones. Para el análisis de criticidad se debe [19]:

1. Establecer las etapas para la aplicación de la inspección basadas en riesgos.
2. Recolección de información y data.
3. Identificar los mecanismos de fallas y deterioro.

4. Determinar la probabilidad de falla.
5. Determinar la consecuencia de falla.
6. Determinación del riesgo.
7. Definir responsabilidades y actividades de inspección.
8. Otras actividades de mitigación de riesgos.
9. Reportar resultados.

2.14.1 Objetivo del análisis

El objetivo de un análisis de criticidad es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas, tuberías y equipos de una planta compleja, permitiendo sub dividir los elementos en secciones que pueden ser manejadas de manera controlada y auditable [20].

2.14.2 Riesgo

Es la probabilidad de que algo ocurra y genera una consecuencia (generalmente negativa). Matemáticamente se define el riesgo como el producto de la probabilidad de ocurrencia y la consecuencia de una falla. El riesgo puede ser analizado bajo diferentes aspectos, dependiendo del objetivo propuesto, en materia de ambiente, seguridad, higiene y negocio [20].

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia} \quad (\text{Ec.2.40})$$

Donde la probabilidad está asociada al número de eventos o fallas que representa el sistema o proceso evaluado y, la consecuencia esta referida con: el impacto y flexibilidad operacional, costos de reparación, fatalidades, impactos en

seguridad y ambiente, entre otros. Un modelo básico de desarrollo de análisis de criticidad equivale al mostrado en la figura 2.29.

El análisis de criticidad aplica a cualquier conjunto de procesos, plantas, sistemas, equipos y/o componentes que requieran ser jerarquizados en función de su impacto en el proceso o negocio. Sus áreas comunes de aplicación se orientan a establecer programas de implantación y prioridades en los siguientes campos: mantenimiento, inspección, materiales, disponibilidad de planta y personal.

2.14.3 Beneficios del análisis de criticidad

Los beneficios que se obtienen bajo la filosofía del análisis de criticidad son los siguientes:

- ✓ Se determina el impacto global asociado a la pérdida de la función de cada activo objeto de estudio.
- ✓ Se obtienen niveles jerárquicos dentro de los cuales se ubican a los activos objetos de estudio, lo que permite establecer niveles de prioridades a la hora de tomar decisiones.

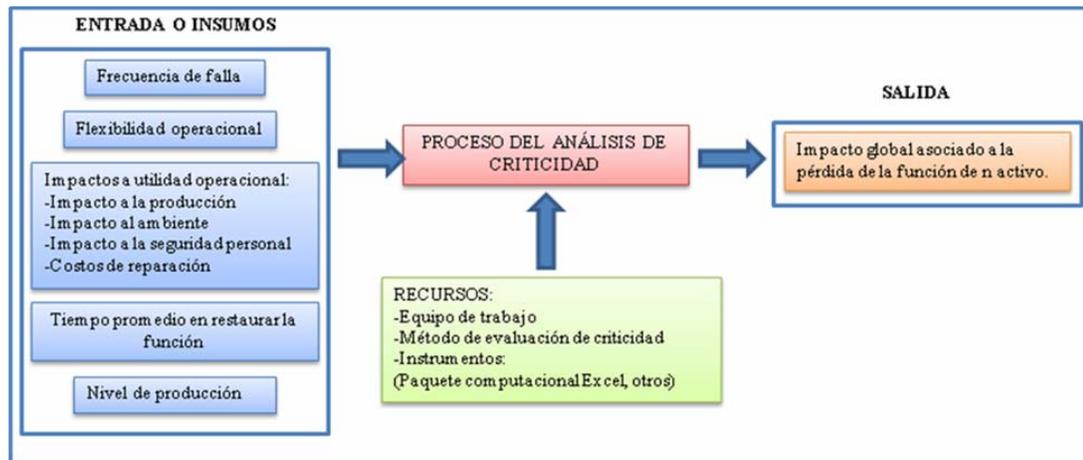


Figura 2.29. Diagrama de Entrada/Proceso/Salida de análisis de criticidad [13].

2.15 Planes de inspección estableciendo frecuencia de inspección

Las frecuencias de inspección son intervalos de tiempo establecidos para monitorear y evaluar las condiciones existentes en los equipos y líneas pertenecientes a un circuito determinado. Este valor nunca será constante en el tiempo y viene definido de la siguiente manera [13]:

$$F.I. = V.I. * F_c \quad (\text{Ec.2.41})$$

Donde:

F.I.: frecuencia de inspección (años)

V.I.: valor de integridad

F_c: factor de criticidad

2.15.1 Valor de integridad

Es el lapso de tiempo máximo de vida calculado con el espesor de integridad remanente a la velocidad de corrosión que presenta el equipo y tubería. Se define de la siguiente manera:

$$V.I. = \frac{E.I.}{V_{corr}} (\text{años}) \quad (\text{Ec.2.42})$$

Donde:

E.I.: espesor de integridad (mm o pulg)

V_{corr}: velocidad de corrosión promedio del equipo o línea (mm/año ó mpy)

2.15.2 Espesor de integridad

Es la diferencia entre el espesor de retiro (Er), el espesor a un tiempo de 6 meses a la velocidad de corrosión promedio (0,5 años*V_{corr}) y el espesor actual del equipo o línea (Ea), esta diferencia contiene el espesor de concesión para la corrosión y el espesor por exceso debido al grado comercial.

$$E.I. = E_a - E_r - E_{0,5 * V_{corr}} \quad (\text{mm ó pulg}) \quad (\text{Ec.2.43})$$

La figura 2.30 presenta el esquema de los distintos espesores a través de la sección transversal de la pared de un equipo o línea. El espesor actual se obtiene por medición de espesores con la técnica de ultrasonido, en tanto que el espesor de retiro corresponde al espesor mínimo que puede tener un recipiente a presión de sección cilíndrica por cálculo mecánico, a través del código ASME sección 8, división 2 (ASME B31.3), y viene definido de la siguiente manera:

$$E_r = \frac{P * R_e}{(S * E) + (0,4 * P)} (mm) \quad (\text{Ec.2.44})$$

Donde:

Pe: Presión de diseño (kg/cm^2)

Re: Radio externo (mm)

S: Esfuerzo admisible del material a la temperatura de diseño (Kg/cm^2)

E: Eficiencia de las juntas.

La eficiencia entre las juntas comúnmente para recipientes a presión se fija de acuerdo a datos pruebas de resistencia del metal, y en general se puede clasificar en lo siguiente: Si tiene costura: 0,85; Si no tiene costura: 1



Figura 2.30. Niveles de espesores de las aleaciones usadas industrialmente [13].

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 IDENTIFICACIÓN DE OTROS MECANISMOS POTENCIALES DE DEGRADACIÓN EN LAS UNIDADES

Una vez estudiados y entendido los mecanismos potenciales de corrosión en refinerías que se pueden presentar según las normas NACE, control de corrosión en la industria de refinación (corrosion control in the refinery industry) y API 571, mecanismos de daños que afectan a los equipos estáticos en la industria de refinación (damage mechanisms affecting fixed and equipment in the refinery industry) y en base a los mecanismos de corrosión que se presentan en la filosofía de corrosión existente se procedió a la identificación de otros posibles mecanismos potenciales de corrosión, así como a la eliminación de algunos ya existentes en la unidad de destilación atmosférica y vacío, coqueificación retardada y recuperación de gases.

La corrosión toma lugar dependiendo, de la naturaleza del metal/aleación, la presencia de inclusiones, la homogeneidad de la estructura, la naturaleza del medio corrosivo y los factores incidentes del medio (oxígeno, temperatura, velocidad, esfuerzos, incrustaciones de óxidos, depósitos porosos o no sobre la superficie, crecimientos de fisuras, efectos galvánicos entre materiales distintos, entre otros).

Para identificar la posibilidad de activación de cualquier otro mecanismo de corrosión ó descartar otros se toma en cuenta los criterios, según las recomendaciones prácticas de las normas NACE y API, para ello, se procedió a:

- ✓ Establecer condiciones de operación promedio según el tiempo de estudio mediante el operador PI process book (figura 3.1 y 3.2), el cual permite visualizar el comportamiento de la presión, temperatura, flujo, y nivel. Mediante el uso del programa Microsoft Excel® se extrajeron los datos, éstos valores fueron ajustados por las recomendaciones de los ingenieros de operaciones y procesos, los cuales han modificado estas variables desde el arranque de la planta con el fin de optimizar los procesos y obtener mejores rendimientos. El tiempo de estudio considerado para la determinación de estas variables fue de un mes, desde el 20 de diciembre de 2008 hasta el 20 de enero de 2009. Estos valores se encuentran en los anexos A y son reflejados en la descripción del proceso y en el capítulo IV.

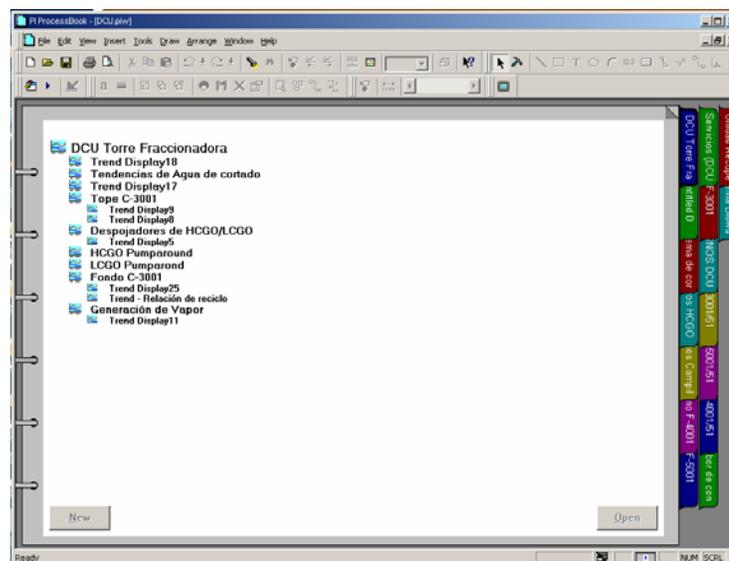


Figura 3.1. Ventana de entrada del programa PI Process Book.

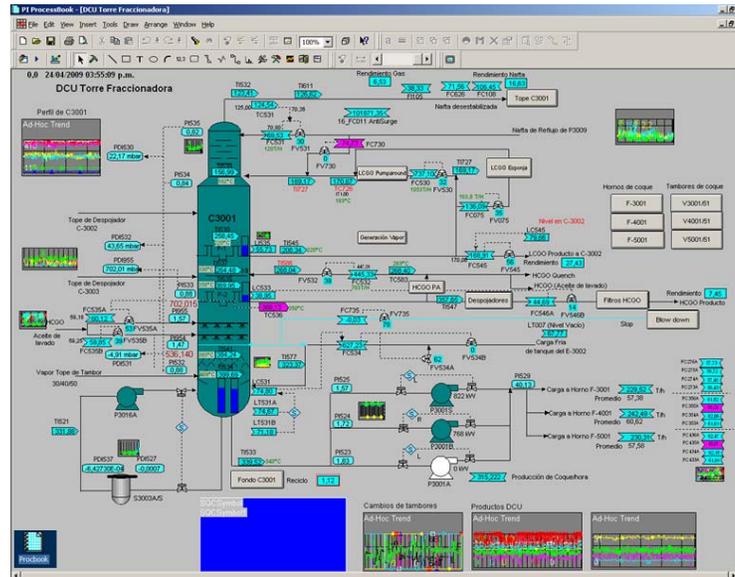


Figura 3.2 Ventana del programa PI Process Book.

- ✓ Determinación de composiciones y contenido de impurezas promedios mediante pruebas de análisis de laboratorio de las corrientes más importantes, basados en las normas ASTM e IFP y reportadas en el software M-Pro (figura 3.3 y 3.4). El tiempo de estudio considerado para las pruebas de laboratorio de cada muestra fue de 2 meses, desde el 01 de diciembre de 2008 hasta el 01 de febrero de 2009. Sin embargo, a las corrientes que actualmente no se logra caracterizar se tomará los valores más recientes mostrados. Estos valores son mostrados en el anexo A y los promedios son reflejados en el capítulo IV.

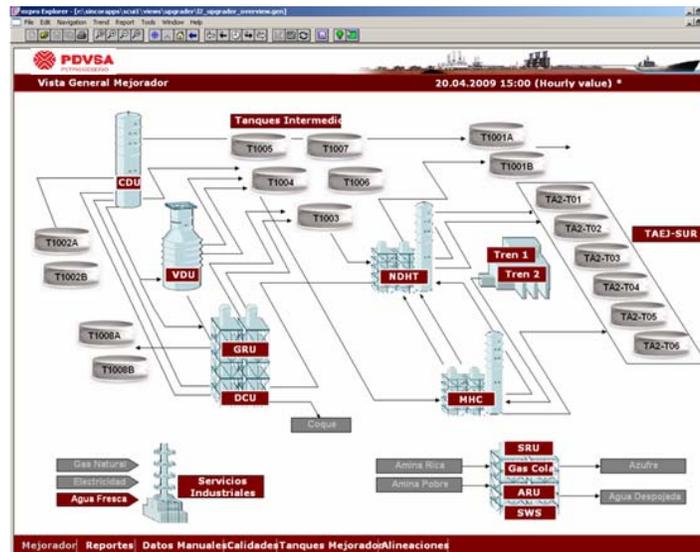


Figura 3.3. Vista general del programa M-Pro.

Test	Unidad	Valor	Límite Superior	Límite Inferior	Desviación	Sistema de Control
Gravedad API a 60 °F	Gravedad API a 60 °F	16.7	16.7	16.7	N/A	A
Reserva de Carbono (Microsieve)	Carbón (Microsieve)	12.01	% 60		N/A	A
Sólidos por el Método Patenteométrico	Sólidos de Sol (HNC)	0.0112	% 60		N/A	A

Figura 3.4. Ventana de registro de datos realizados por el laboratorio.

- ✓ Identificar los cambios de metalurgias que se han realizado en equipos y tuberías de las unidades en estudio durante, paradas de planta programadas y eventos ocurridos inesperados. Estos cambios serán discutidos en el capítulo IV en función de la influencia de mitigación de los mecanismos de degradación.

- ✓ Analizar los mecanismos potenciales de degradación presentados en la filosofía de diseño antes de la construcción y operación de la planta, con el fin de determinar si prevalecen y de identificar otros posibles que pueden ser causantes de la degradación en los equipos y unidades.
- ✓ Anexar nuevos equipos o equipos existentes que no se encontraban en la filosofía de diseño, así como eliminar equipos que hayan sido sacados de la planta.

Estos pasos son representados de manera sistemática en el esquema de procedimiento de identificación de mecanismos de corrosión en la figura 3.5.

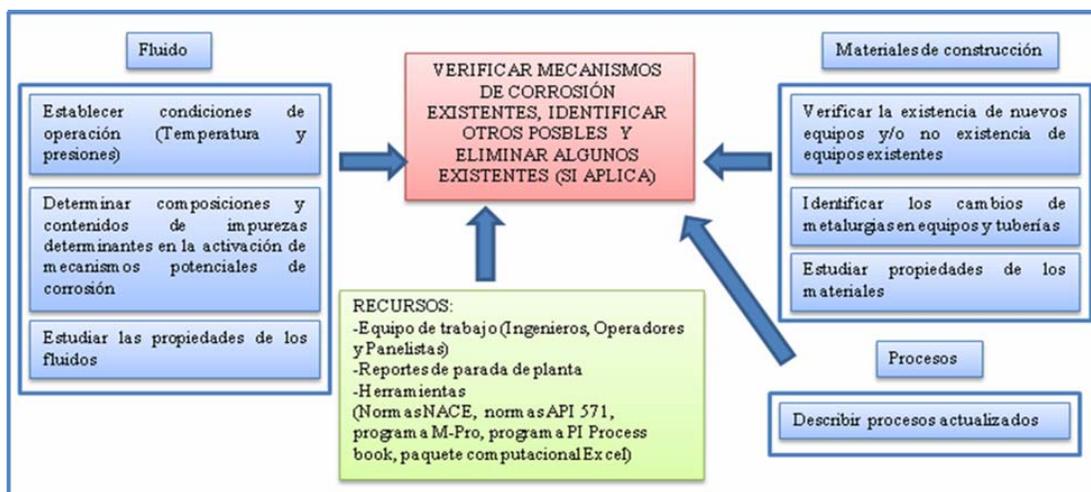


Figura 3.5. Esquemática de identificación de mecanismos de corrosión.

3.2 VERIFICACIÓN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN QUE NIVEL SE ENCUENTRAN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE CADA UNIDAD

Para la aplicación del análisis de criticidad primeramente se procedió a realizar un esquema que nos permitiera ubicar de forma lógica el objetivo del análisis,

mediante una serie de pasos sistemáticos (figura 3.6). Es por esta razón, que el sistema se dividió en cuatro etapas básicas para realizar el análisis:

Entrada: donde se ubicó que tipo de datos e información se obtuvo para realizar el análisis, es decir, los puntos de vista a los cuales queríamos obtener resultados del análisis.

Recursos: son las herramientas, tipo de metodología y técnicas aplicadas para con los cuales se realizó el análisis de criticidad, así como el equipo de trabajo de donde se obtendría los datos.

Proceso de análisis de criticidad: es la aplicación del método y herramienta escogida.

Salida: son los resultados que se obtienen del análisis de criticidad.

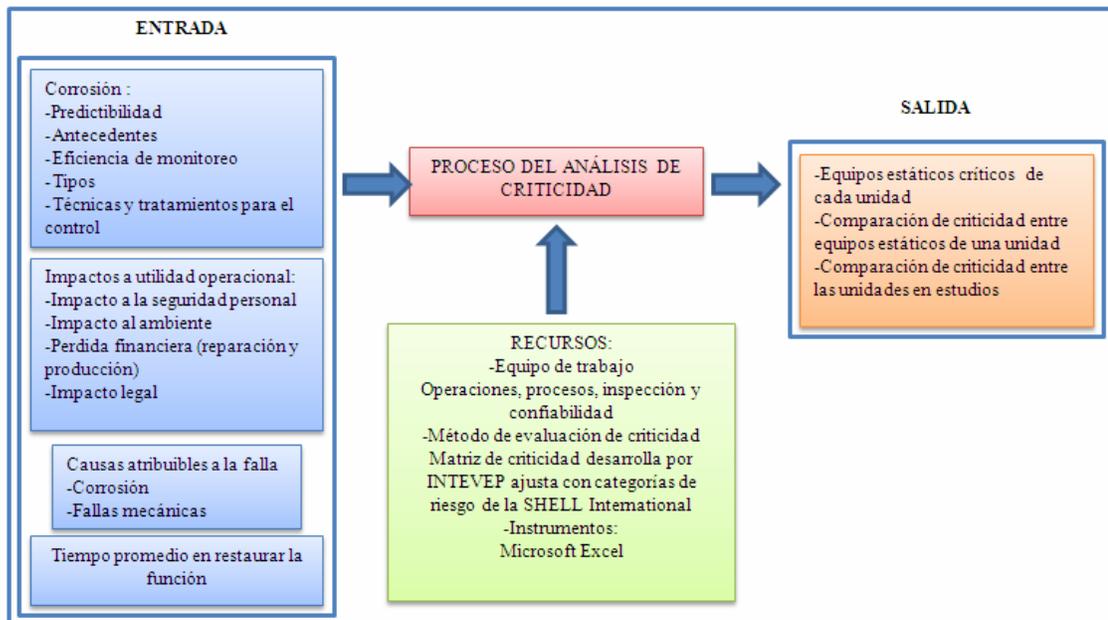


Figura 3.6. Esquema establecido para el desarrollo del análisis de criticidad.

En la etapa de entrada se decidió que los datos e información estarían enfocados principalmente a la corrosión y fallas mecánicas involucradas en los mecanismos de degradación desde el punto de vista de predictibilidad y/o probabilidad de falla, y desde un punto de vista humano, ambiental, económico, financiero y productivo para la consecuencia de la falla tal como se indica en el esquema. La predictibilidad de las posibles fallas dependerá de los factores o agentes que promueven la probabilidad de que la misma ocurra, y se clasificaron en tres grupos:

- ✓ Corrosión interna
- ✓ Corrosión externa
- ✓ Fallas mecánicas

Las consecuencias de las posibles fallas en caso de que ocurra una falla, se clasifican en tres grupos:

- ✓ Salud y seguridad: las fallas en líneas o equipos pueden tener consecuencias en salud o seguridad debido a sustancias riesgosas y/o altas presiones y temperaturas. Los daños pueden ser el resultado de los impactos térmicos o tóxicos ocasionados por la falla.
- ✓ Impacto ambiental: las consecuencias ambientales de un incidente y/o accidente se han vuelto cada vez más importantes, ya que una falla que ocasione el derrame de líquidos puede originar la contaminación del suelo y el agua, afectando terriblemente el ecosistema; y las fugas de gas pueden llevar a la contaminación atmosférica.
- ✓ Económico, financiero y productivo: considera básicamente el impacto monetario de la falla en un equipo o tubería. Los daños ocasionados por una falla pueden separarse en dos grupos: costos de reparación y/o mantenimiento

que incluyen materiales, mano de obra, entre otros, y costos asociados a pérdidas de producción debido a la pérdida de fluido, desequilibrio del proceso, paradas de producción, reducción del margen ganancia, penalizaciones, entre otros.

Para evaluar el riesgo, se utilizó el análisis de criticidad en cada uno de los equipos estáticos de las unidades en estudio con el fin de poder determinar cuales de estos equipos son críticos y poder definir planes de inspección, enfocando el esfuerzo y los recursos donde sea necesario mejorar la confiabilidad operacional, basada en la realidad actual. Para el análisis de criticidad se aplicó una matriz de cálculo desarrollada por INTEVEP basada en técnicas de valores ponderados y teoría basada en riesgo.

El factor de criticidad de los equipos estáticos resulta del producto de la predictibilidad de la falla y la consecuencia de la misma (ecuación 2.40). La predictibilidad de la falla indica la posibilidad de predecir cuando un equipo va a fallar, de acuerdo a los reportes de inspección, el historial de los equipos y el conocimiento del personal de operaciones, procesos, confiabilidad e inspección. La consecuencia de la falla indica la vitalidad que tiene el equipo en el desarrollo del proceso. Se toma en cuenta el impacto que tendría dicha consecuencia de falla desde los puntos de vista: humano, ambiental, económico, financiero y productivo. Para la evaluación de riesgo sólo se siguen los pasos de la matriz, la cual esta dividida en una primera parte de predictibilidad de la falla (tabla 3.1) donde se analizan los tipos de corrosión parámetros de corrosión interna y externa, y posibles fallas mecánicas que podrían experimentar los equipos.

Tabla 3.1. Predictibilidad de corrosión interna de equipos y líneas de proceso [13].

Criterio de Evaluación		Ponderación
1. ¿Existe corrosión y la predictibilidad es muy buena?	* Si no hay corrosión pasar al punto 2	0
	* Si existe corrosión, ir a tabla 3.2.	2
2. ¿Existe alguna investigación por algún especialista?	* Si, investigaciones detalladas	0
	* Si, investigaciones de rutina	1
	* Investigación sin profundidad	2
	* No, desconida	3
3. ¿El (los) proceso (s) de degradación están bien conocidos y establecidos?	* Si, muy bien	0
	* Razonablemente bien (La mayoría pero no seguro de todos)	1
	* Dudoso (Los relevantes pero no seguro de todos)	2
	* No, desconocido (s)	3
4. ¿Existe riesgo por algún cambio en la velocidad de corrosión?	* No	0
	* Dudoso	1
	* Factible	2
	* Si, desconocido	3
5. ¿La ubicación exacta de las degradaciones es predecible?	* Si	0
	* Razonablemente	1
	* Dificultoso	2
	* No, desconocido	3
6. ¿La corrosión es detectable durante la operación?	* Si	0
	* Razonablemente	1
	* Dificultoso	2
	* No, desconocida	3
7. ¿Existe riesgo de corrosión bajo tensión (SCC)?	SI	3
7.a ¿Existe riesgo por H₂S en ambiente húmedo?	SI	3
7.b ¿Existe riesgo por HIC?	SI	3

Tabla 3.1. Predictibilidad de corrosión interna de equipos y líneas de proceso (Continuación) [13].

Criterio de Evaluación		Ponderación
8. ¿Hay data histórica confiable de Inspección disponible?	* Si, en cantidad	0
	* Suficiente	1
	* Limitada	2
	* Insuficiente, desconocida	3
9. ¿La condición de monitoreo es factible, confiable y suficiente?	* Si	0
	* Razonablemente	1
	* Limitada	2
	* Insuficiente, desconocida	3

Tabla 3.2. Predictibilidad de corrosión externa de equipos y líneas de proceso [13].

Criterio de Evaluación		Ponderación
1. ¿Es la vida remanente?	* Mayor de 15 años	0
	* Mayor de 10 años	1
	* Mayor de 5 años	2
	* Menor de 5 años	3
2. ¿Existe riesgo de corrosión bajo aislamiento?	* No	0
	* Factible	1
	* Muy eventualmente, dudoso	2
	* Si	3

Tabla 3.3. Predictibilidad de fallas mecánicas de equipos y líneas de proceso [13].

Criterio de Evaluación		Ponderación
1. ¿Existe riesgo de fatiga?	* Diámetro < 2", vibraciones	0
	* Diámetro < 2", vibraciones	1
	* Diámetro < 2", vibraciones	2
	* No vibraciones	3
2. ¿Existe riesgo de corrosión por creep?	*No	0
	Si	2
	* Velocidad del gas sobre diseño??	0
	* Velocidad del líquido sobre diseño??	3
	* Efectos de Evaporación/Condensación	3
	* No	3
3. ¿existe riesgo de erosión/cavitación?	* Velocidad del gas sobre diseño??	0
	* Velocidad del líquido sobre diseño??	3
	* Efectos de Evaporación/Condensación	3
	* No	3
4. ¿Existe riesgo por fractura frágil?	* Temperatura por debajo de -20 °C, no acceso.	3
	* No	0
5. ¿Existe riesgo por taponamiento severo?	* Han ocurrido en otras oportunidades	3
	* No	0

La segunda parte corresponde a la consecuencia que implica la ocurrencia del hecho o falla. (Tabla 3.4).

Tabla 3.4. Consecuencia de fallas en equipos y líneas de proceso [13].

Criterio de Evaluación		Ponderación
1. ¿Existe alta probabilidad de riesgo severo?	* Si	3
	* No	0
2. ¿El sistema contiene tóxicos?	* No	0
	* Si, pequeñas cantidades	2
	* Si, grandes cantidades	3
3. ¿Hay algún riesgo ambiental si los productos salen a la atmósfera?	*No	0
	* Si, dentro de la adyacencia	2
	* Si, fuera de las adyacencias	3
4. ¿Existe pérdida financiera atribuible a la falla?	* No	0
	* Si, menor	1
	* Si, mediana	2
	* Si, grande	3
5. ¿Existe algún problema atribuible a la falla?	* No	0
	* Dudoso	1
	* Serio	2
	* Si, muy serio	3
6. ¿Existen problemas legales de Ambiente y Seguridad?	*Si	3
	*No	0
7. ¿Pueden ocurrir reclamos y/o demandas si los productos salen al ambiente?	Si	0
	Razonablemente	1
	Si, el mechorrio, olores, contaminación	2
	* Si, otros impredecibles	3
8. ¿Existen otros factores que contribuyen a la consecuencia de la falla?	* No	0
	* Si, muy limitados	1
	* Si, extensivamente	2
	* Severamente	3

En las matrices se utilizan valores ponderados, que van desde 0 a 3, donde 3 es la condición extrema, dependiendo del grado de evaluación que corresponda. Por otro lado existen preguntas que solo pueden tomar valores de 0 ó 3, así como otras preguntas donde la ponderación resultante sería de 1 ó 2 dependiendo del tipo de pregunta. Igualmente, las matrices contienen preguntas extremas, es decir, que pueden ser clasificadas sólo con valores de 3, característico de la matriz. En estos casos, si en la evaluación de criticidad de los equipos estáticos o líneas de proceso, no se considera que cualquiera de las preguntas aplique, simplemente en la casilla correspondiente de dentro de la matriz no se coloca ponderación, haciendo la referencia que la pregunta no es vinculante, para al final obtener el promedio de las categorías del factor de criticidad. En resumen, para cada una de las preguntas sólo aplicará uno de los valores ponderados, lo que significa, que la ponderación de las preguntas sólo aplicará un valor entero entre 0 y 3, en concordancia al tipo de pregunta dentro de la matriz de criticidad o riesgo.

Las matrices de criticidad, en sí, incluyendo la ponderación de los valores es el resultado de la intervención de un grupo multidisciplinario, en el cual cada grupo de trabajo conformado por personas con experiencia y de diferentes funciones dentro de una organización plantea y analiza problemas comunes de distintos departamentos, apuntando al logro de un objetivo común, la confiabilidad operacional y máxima los recursos.

Según la filosofía de inspección basada en riesgo, tanto el cálculo de valor de integridad como los intervalos de tiempo de inspección deben centrarse en su integridad y confiabilidad [19]. Para esto SHELL International desarrolló un cuestionario cualitativo que clasifica la predictibilidad de una falla en cuatro categorías: muy buena, buena, regular y deficiente. A cada una de estas categorías se le asignó un valor de 1,0; 0,9; 0,7 y 0,5 respectivamente. De igual manera se clasificó la consecuencia de la falla, con la única diferencia que se clasificaron en tres

categorías: baja, media y alta, con valores asociados de 0,9; 0,7 y 0,6, respectivamente. Como resultado se obtuvo la matriz de factor de criticidad, con la cual se calcula el factor de criticidad correspondiente como se muestra en la figura 3.7.

En donde las categorías basadas en el promedio aritmético de la matriz de valores ponderados tanto para la predictibilidad como para la consecuencia se ajustan con el criterio SHELL como se muestra en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Categorías de predictibilidad y consecuencia ajustadas.

Predictibilidad de la falla		Consecuencia de la falla	
Promedio	Categoría	Promedio	Categoría
<0,5	Muy Buena	<1,0	Baja
0,5-<1,0	Buena	1,0 <2,0	Media
1,0-<2,0	Regular	$\geq 2,0$	Alta
2,0-3,0	Deficiente		

Probabilidad ↓	Consecuencia →		
	Baja (0,9)	Media (0,7)	Alta (0,6)
Deficiente (0,5)	0,5	0,4	0,3
Regular (0,7)	0,6	0,5	0,4
Buena (0,9)	0,8	0,6	0,5
Muy buena (1,0)	0,9	0,7	0,6

■ Criticidad alta
■ Criticidad media
■ Criticidad baja

Factor de criticidad

Figura 3.7. Matriz de criticidad ajustada.

Esta matriz permite clasificar los equipos de acuerdo al riesgo, mediante tres colores: azul (criticidad baja), amarillo (criticidad media) y rojo (criticidad alta).

Luego, se procedió a la aplicación del método de estimación de la predictibilidad y consecuencia en cada uno de los equipos estáticos de las áreas en estudio en conjunto con el personal de operaciones, procesos, inspección y confiabilidad, basándose en la experiencia, estudios anteriores y el historial de los equipos. El análisis se incluye en los anexos C.

Con los valores promedios de predictibilidad y falla de cada uno de los equipos se entró en la matriz de criticidad obteniéndose para los mismos el factor de criticidad correspondiente mostrados en las tablas desde la 4.16 hasta la 4.19. Seguidamente se estimó el factor de criticidad promedio de cada unidad, para ubicar a las mismas en un orden de criticidad o riesgo, mostrado de igual forma en las tablas 4.21 y 4.22. Finalmente se compararon los equipos estáticos críticos con los equipos críticos según la filosofía de corrosión existente.

3.3 REVISIÓN DE LAS CONSIDERACIONES DE INSPECCIÓN EN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, ROTATIVOS Y TUBERÍAS CRÍTICAS QUE CONFORMAN LAS UNIDADES

Para la revisión de las consideraciones de inspección, se analizaron las consideraciones ya establecidas por la filosofía existente en conjunto con el grupo multidisciplinario del departamento de inspección. Además se compararon con las normas internacionales API 510 “código de inspección de tambores” y 570 “código de inspección de tubería”. Finalmente se estableció que las consideraciones de inspección no tendrían cambio relevante alguno ya que las mismas se encuentran acordes con las mejores prácticas usadas en otras refinerías. Las consideraciones se

les asignaron letras, comenzando desde la “A” en función de niveles de acuerdo a las condiciones de operación, severidad del servicio y mecanismos que se puedan presentar en forma lógica partiendo desde niveles más sencillos de inspección hasta llegar a niveles donde se utilicen métodos de reparación de equipos y tuberías establecidos por normas.

Durante operación los intervalos de inspección de cada uno de los equipos y tuberías se determinan mediante el programa operacional ULTRAPIPE, el cual estima el tiempo en que debe realizarse la inspección. El programa ya se le ha suministrado las características de los materiales, así como los espesores de diseño y solo requiere de los espesores de las tuberías actuales para determinar mediante ecuaciones avanzadas el tiempo para próxima inspección. El programa a su vez, también determina la velocidad de corrosión estimando el comportamiento desde el último espesor medido con el actual, y desde la primera medición hasta la actual. Sin embargo, para el control de velocidad de corrosión es preferible utilizar otros métodos, que se presentan en el último objetivo.

Además de las consideraciones de inspección establecidas previamente, se destacaran nuevos niveles de inspección que apliquen nuevas técnicas que deben realizarse en algunos equipos, tales como, termografía en los hornos y gamma scanning en columnas que se incluyen en la tabla de resultado 4.23.

Además se incluirán planes alternativos de estimación de intervalos de inspección en líneas de tuberías, basándose en las prácticas más usuales utilizadas en la industria petrolera venezolana, así como las dictadas por las normas API, todo esto con el fin de en caso de falla del programa existente, se tengan otras opciones de para la determinación de estas variables.

3.4 ACTUALIZACIÓN DE LOS TIPOS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN, CORROSIÓN Y CONDICIONES DE OPERACIÓN EN LOS DIAGRAMAS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (MOC)

La actualización de los diagramas de materiales de construcción (MOC) consistió en identificar en los diagramas de flujo de proceso (PFD), las condiciones de operación y composiciones de las corrientes actuales promedios mostradas en los anexos A, así como los materiales desde la construcción de planta e ir modificando en los mismos los materiales que han sido cambiados durante las paradas de plantas programadas y que se hayan modificado debido a problemas que hayan surgido.

Para la realización de los mismos se utilizó el programa AUTOCAD (figura 3.8), ubicando en cada línea y equipo lo expuesto en el párrafo anterior.

Además, en los diagramas se mostró de forma interactiva los mecanismos potenciales de degradación que puedan presentarse en las unidades en estudio, asignándole a cada uno de ellos un número de identificación. Los diagramas de materiales de construcción (MOC) son mostrados en las figuras desde E.1 hasta la E.12, de los anexos E.

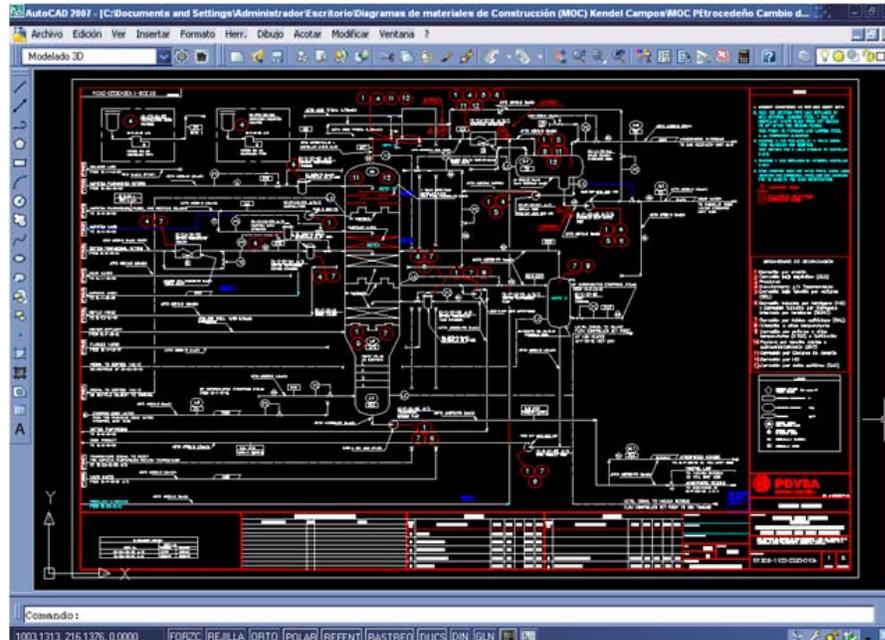


Figura 3.8. Ventana de AUTOCAD en la realización de la actualización de la unidad de destilación atmosférica.

3.5 REALIZACIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN LAS UNIDADES

En esta etapa se procedió a realizar un esquema para el monitoreo de corrosión, basándose en las variables operacionales, tratamientos de químicos, pruebas de corrosión más relevantes y de fácil medición en los equipos y tuberías mas críticas donde los problemas de corrosión se ven más acentuados. Para ello, se identificaron las secciones donde se presenten los mayores mecanismos de corrosión y se encuentren en mayor nivel de riesgo, dispositivos de toma de muestras donde se logró realizar los análisis físico-químicos mediante normas ASTM y variables operacionales mas relevantes que se pueden medir, con el fin último de escoger y optimizar los rangos establecidos permisibles, según las normas API 571 y NACE Additives and Corrosion Control, para mitigar estos mecanismos y mantenerlos a las

unidades con el menor riesgo posible de falla. Además se escogieron métodos para la mitigación de los mecanismos de degradación, incluyendo tratamientos químicos, físicos y materiales de construcción. También se discuten ampliamente sobre técnicas de mitigación para que el ingeniero de corrosión pueda crear ideas que le sustenten en los criterios al momento de escogencia de los métodos de mitigación, fundamentándose en los tratamientos químicos, métodos físicos y escogencia de materiales de construcción. En las tablas desde la 4.26 hasta la 4.29 se muestran los equipos y líneas de proceso de cada una de las unidades en estudio donde se debe tener en cuenta los parámetros para el control de la corrosión.

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 IDENTIFICACIÓN DE OTROS POSIBLES MECANISMOS POTENCIALES DE CORROSIÓN EN LAS UNIDADES

Los mecanismos de corrosión que pueden presentarse en las unidades son considerados mecanismos potenciales de degradación, es decir, en la medida que los factores considerados críticos, los precursores de corrosión o las variables que determinan la ocurrencia de estos mecanismos permanezcan por debajo de los valores límites establecidos, no se observará la aparición de alguno de ellos. La discusión de los mecanismos potenciales de degradación se realizará en función de las secciones o lazos definidos en la descripción de proceso de las unidades, descritas en el capítulo 2. La tabla 4.1, muestra algunos de los mecanismos de degradación que se presentan en las unidades, factores críticos y los parámetros a los cuales ocurren cada uno de éstos con mayor influencia. Éstos sirvieron de criterios para la identificación o eliminación de los mecanismos de degradación.

Tabla 4.1. Factores críticos y parámetros en los que se presentan los mecanismos de degradación.

<i>Mecanismo de degradación</i>	<i>Factores críticos</i>	<i>Parámetros</i>
Corrosión por ácidos nafténicos	✓ Temperatura ✓ TAN ✓ Velocidad de flujo	✓ Temperaturas: 177-371°C ✓ TAN>1,5 mgKOH/g ✓ Velocidad>100ft/s

Tabla 4.1. Factores críticos y parámetros en los que se presentan los mecanismos de degradación (continuación).

<i>Mecanismo de degradación</i>	<i>Factores críticos</i>	<i>Parámetros</i>
Corrosión por sulfuros a altas temperaturas sin presencia de hidrógeno (HTSC)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperatura ✓ Contenido de azufre ✓ Composición de la aleación 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperaturas: 232-454°C ✓ Curvas de Mc Conomy ✓ Curvas Couper-Gorman ✓ S>0,5% peso
Corrosión por sulfuros a altas temperaturas en presencia de hidrógeno (HTSC)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperatura ✓ Concentración de H₂S ✓ Composición de la aleación 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperaturas: 232-454°C ✓ Curvas Couper-Gorman ✓ Curvas de corrosión en ambientes de H₂S/H₂
Corrosión por bisulfuro de amonio (NH ₄ HS)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Concentración ✓ Velocidad del fluido ✓ Turbulencia ✓ pH ✓ Temperatura ✓ Distribución de flujo ✓ Agua de lavado 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Concentración>2% en peso ✓ Temperatura de deposición en función del Kp ✓ Temperaturas: 10-122°C ✓ Flujo de lavado<25% del vapor ✓ Oxígeno en agua de lavado<50ppb ✓ Para aceros al carbono velocidad>6m/s ✓ Aceros inoxidables>9m/s
Corrosión por erosión	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Velocidad y concentración del medio ✓ Temperatura ✓ pH ✓ Presión ✓ Turbulencia 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ $Velocidad > \frac{C}{\sqrt{\rho_{mezcla}}}$ C:100 para servicio continuo C:150 para servicio intermitente ρ: densidad de la mezcla
Corrosión por cloruro de amonio (NH ₄ Cl)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperatura ✓ Concentración 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperatura de deposición en función del Kp ✓ Temperaturas: 90-400°C
Agrietamiento por H ₂ S húmedo: -Ampollas -HIC -SOHIC -SSC	<ul style="list-style-type: none"> ✓ pH ✓ Niveles de H₂S ✓ Contaminantes ✓ Temperaturas ✓ Propiedades del material (dureza, microestructura, esfuerzo) 	<ul style="list-style-type: none"> pH ✓ Cercanos a 7 lleva a velocidades mínimas de difusión de H₂

Tabla 4.1. Factores críticos y parámetros en los que se presentan los mecanismos de degradación (continuación).

<i>Mecanismo de degradación</i>	<i>Factores críticos</i>	<i>Parámetros</i>
<p>Agrietamiento por H₂S húmedo:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Ampollas -HIC -SOHIC -SSC 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ pH ✓ Niveles de H₂S ✓ Contaminantes ✓ Temperaturas ✓ Propiedades del material (dureza, microestructura, esfuerzo) ✓ Niveles de esfuerzos extensibles 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Las condiciones que promueven las ampollas, HIC, SOHIC y SSC están contenida en el agua y: <ul style="list-style-type: none"> - Agua libre con pH<4 y algo de H₂S disuelto - Agua libre con pH>7,6 y 20ppmp de HCN disuelto y algo de H₂S ✓ Los niveles de amonio incrementan el pH donde el agrietamiento puede ocurrir. <p>H₂S</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ La difusión de hidrógeno incrementa con el aumento de la presión parcial ✓ H₂S>50 ppmp en la fase acuosa ✓ La susceptibilidad a SSC incrementa con el incremento de la presión parcial alrededor de los 0,05 psi, tensión extensible de 90 ksi o acero con durezas de 237 HB <p>Temperaturas</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Ampollas, HIC, SOHIC son vistos entre temperaturas ambientes y 150°C o más. ✓ SSC generalmente se presenta entre temperatura ambiente y alrededor de los 82°C <p>Dureza</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ La dureza es primordialmente un factor relacionado con SSC. Aparece cuando la dureza de los aceros es mayor a 200 HB.

4.1.1 Unidad 1100, unidad de destilación atmosférica (CDU)

4.1.1.1 Caracterización del crudo de alimentación

La alimentación a la unidad de destilación atmosférica posee las siguientes características que se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Propiedades del crudo diluido o de alimentación.

Propiedad	Unidad	Valor
Gravedad	°API	17,2
Contenido de azufre	% peso	3,01
Viscosidad a 40°C	cSt	254
TAN (N° acidez total)	mg KOH/g	3,4
Asfáltenos	% peso	6
Contenido de Sodio	ppm peso	12 (máx. 18)
Contenido de Sales	PTB	30-40 (máx. 75)
BSW (Aguas y Sedimentos)	%	< 3

Según las propiedades del crudo diluido que se muestran en la tabla 4.2, las impurezas más resaltantes en la unidad de destilación atmosférica son:

✓ **Contenido de azufre:** típicamente un crudo con un contenido de azufre total de 0,5% en peso o menos es considerado “dulce”, y el que tiene 2,5 % o más es considerado “amargo”, entre estos valores se considera moderado [8]. El crudo amargo puede causar daños por compuestos sulfurosos a temperaturas sobre 230°C (455°F), ésto conlleva a altas tasas de corrosión, las cuales pueden ser esperadas en la unidad 1100. Sin embargo, se debe mencionar que el contenido de azufre en un análisis típico de azufre incluye todos los compuestos azufrados presentes. Aunque el contenido de azufre total es uno de los parámetros que se debe considerar al

caracterizar el crudo, es un número que no refleja realmente el efecto corrosivo de este elemento. Lo que es importante es la capacidad para formar los compuestos corrosivos y producir H_2S cuando hay calentamiento. El crudo extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco es caracterizado por un contenido bajo de los compuestos de sulfuro agresivos, tales como bisulfitos, mercaptanos, y H_2S .

El azufre existe en el crudo como: azufre elemental, sulfuro de hidrógeno disuelto o como azufre en complejas combinaciones moleculares con hidrocarburos. Los puntos de ebullición de estos compuestos a presión atmosférica se encuentran de 4,4 °C a 160 °C (40 a 320 °F). Cuando un crudo es calentado a temperaturas de 149 a 221°C (300 a 430 °F) o temperaturas superiores, el azufre elemental reacciona para formar H_2S . El sulfuro de hidrógeno a temperaturas mayores de los 232°C, activa uno de los mecanismos de degradación más relevantes, el cual es la corrosión por sulfuros a altas temperaturas, o también conocido como la sulfidación.

✓ **Sales:** El crudo alimentado a la unidad de destilación contiene las sales de cloruros, comúnmente calcio, magnesio y sodio. Estas sales hidrolizan cuando hay calentamiento y producen el ácido clorhídrico (HCl) durante el proceso. Por lo tanto, las sales presentes en el crudo son la causa principal de los problemas de la corrosión experimentados en el sistema de tope atmosférico, debido a los ambientes ácidos por cuando el ácido condensa.

✓ **Ácidos nafténicos:** La corrosión del acero por ácidos orgánicos, en fase líquida, produce naftenato de hierro que es extremadamente soluble en petróleo, destruyendo la superficie del metal. Esta reacción compite con la propia entre el azufre reactivo, también presente en el crudo, y el acero que forma una capa de sulfuro de hierro protectora (figura 4.1). Los ácidos nafténicos están presentes en el crudo y lleva a problemas de corrosión a temperaturas entre 177°C y 371 °C (450 a

700 °F), presentándose con mayor influencia corrosiva alrededor de los 276°C [4]. El crudo en el mejorador, tiene un TAN de 3,4 lo cual lo caracteriza como un crudo altamente agresivo, ya que por encima de valores de 1,5 comienzan a ser corrosivos.

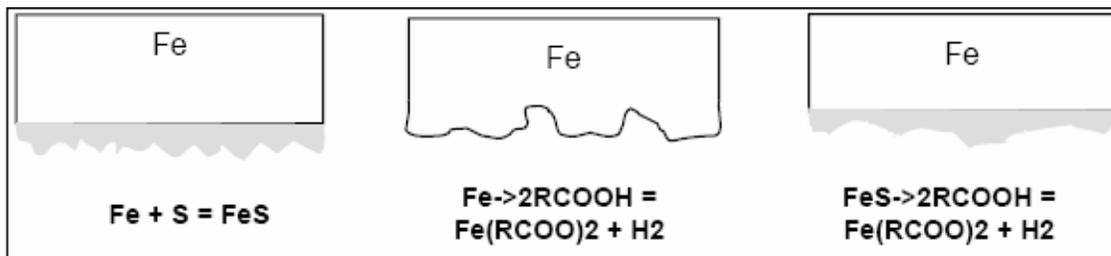


Figura 4.1. Mecanismos de corrosión por sulfuros a altas temperaturas y ácidos nafténicos [4].

4.1.1.2 Caracterización de las corrientes de proceso de CDU

Las características de las corrientes relevantes del proceso en CDU utilizadas en el calentamiento o enfriamiento de otras corrientes, determinadas como se explicó en el capítulo anterior se muestran en las tablas 4.3 y 4.4.

Tabla 4.3. Características de las corrientes de la CDU.

Corrientes	Propiedad	Unidad	Valor actual	Valor diseño
Nafta	TAN	mgKOH/g	0,20	0,5
	Contenido de S	%p/ppm	0,25	0,25
SRGO	TAN	mgKOH/g	3,46	2,10
	Contenido de S	%p	2,20	0,4
Residuo Atmosférico	TAN	mgKOH/g	4,00*	3,75
	Contenido de S	%p	3,75*	4,03
Crudo desalado	Sales	PTB	7-10	1,5

*Valores más recientes, no actualizados debido a que los toma muestras están dañados.

Las propiedades que se muestran en la tabla 4.3, indican que la corriente de nafta tiene un potencial corrosivo mínimo, desde el punto de vista de contenido de

azufre y TAN, debido a que los valores se encuentran por debajo de los parámetros mencionados en la tabla 4.1. La corriente de SRGO y el residuo atmosférico en cambio presentan altos valores de contenido de azufre y de acidez, por lo cual son esperados mecanismos de degradación por sulfidación y por ácidos nafténicos. En la tabla 4.4 se muestra las características de las aguas agrias de proceso.

Tabla 4.4. Características de las aguas de tope de los condensadores en la CDU.

Propiedad	Unidad	Valor actual de agua de 01-EA-10-01	Valor actual de agua de 01-EA-10-11	Valor normal
H+	pH	5,99	----	5,5-6,5
Cloruros	(mg/L)	200,58	44,71	<50
Amoniaco	(mgNH ₃ -N/L)	50,96	27,94	<250
Sulfuros	(mg/L)	122,23	---	<50
Hierro total	(mg/L)	1,74	0,8465	<2

Las aguas agrias de los procesos indican la corrosividad de las corrientes a la salida de los topes atmosféricos y la preflash. En el tope atmosférico se encuentra el enfriador, 01-EA-10-01, esta corriente (tabla 4.4) muestra un contenido de cloruros elevados, lo cual promueve a la corrosión por ácido clorhídrico. El amoniaco se encuentra en los rangos esperados por lo que poco cloruro de amonio es de esperarse. Los sulfuros se encuentran por encima de los valores esperados permitiendo que se active la corrosión bajo tensión por sulfuros (SSC), además se podría promover la corrosión inducida por hidrógeno (HIC) y orientada por tensiones (SOHIC), en las tuberías de aguas agrias. Por otro lado, los valores para el agua del enfriador de tope de la columna preflash, 01-EA-10-11 (tabla 4.4) se encuentran dentro de los rangos esperados por lo que no son esperados la activación de muchos mecanismos de degradación. Sin embargo, esto será discutido ampliamente en la sección 4.1.1.3.

4.1.1.3. Mecanismos de corrosión en la CDU

Los mecanismos potenciales de degradación en la unidad de destilación atmosférica se clasificaron en catorce (14), y son:

1. Corrosión por erosión (EC)
2. Corrosión bajo depósitos (CUD)
3. Picadura
- 4. Ensuciamiento y/o taponamiento**
- 5. Agrietamiento inducida por hidrógeno (HIC)**
- 6. Agrietamiento inducida por hidrógeno orientado por tensiones (SOHIC)**
7. Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC)
8. Corrosión por ácidos nafténicos (NAC)
9. Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC)
10. Oxidación a altas temperaturas
11. Ruptura por tensión debido a sobrecalentamiento
- 12. Corrosión por cloruro de amonio (NH_4Cl)**
- 13. Corrosión por HCl**
14. Corrosión por ácido sulfúrico (H_2SO_4)

Comparando con la filosofía de corrosión existente, se identificaron en la unidad 1100, cinco (5) nuevos posibles mecanismos potenciales de degradación los cuales fueron el 4, 5, 6, 12 y 13: y se descarta un mecanismo existente, el cual es la corrosión por ácido sulfúrico, por las razones explicadas en los próximos párrafos.

✓ **Ensuciamiento y/o taponamiento**

Este mecanismo de degradación podría presentarse en mayor profundidad en los tubos de los intercambiadores de calor, en especial en los equipos aguas arriba de los desaladores, ya que el crudo contiene impurezas, lodos y sedimentos, los cuales promoverán este mecanismo. Sin embargo, puede ser observado en los intercambiadores de calor aguas abajo de los trenes desaladores. Se menciona particularmente los intercambiadores de calor debido al poco espacio que presentan éstos entre tubos y carcasa, y a la alta viscosidad del crudo.

✓ **Agrietamiento inducido por hidrógeno y agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por tensiones (HIC- SOHIC)**

El agrietamiento inducido por hidrógeno y agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por tensiones, HIC- SOHIC, son mecanismos de agrietamiento por H₂S húmedo. El agrietamiento por H₂S húmedo es una de las formas de daño del hidrógeno en ambientes de H₂S húmedos. Los tipos de daños causados por la presencia de hidrógeno en ambientes de H₂S húmedos incluyen: ampollas de hidrógeno, SSC, HIC SOHIC y cianuro de hidrógeno.

El H₂S actúa relativamente de forma leve como agente corrosivo para el acero al carbono, y la tasa de corrosión general tiende a ser baja. Sin embargo, durante los procesos de corrosión, cantidades considerables de hidrógeno pueden ser liberadas, los cuales pueden tener significativamente, efectos perjudiciales en soldaduras en equipos a alta presión. Generalmente, las ampollas de hidrógeno y rupturas son comunes en los equipos de refinerías que contienen más de 50 ppm H₂S en agua,

entre temperaturas ambientes y 300 °F (149 °C). Longitudinalmente o en forma de espiral las soldaduras de las tuberías son también susceptibles en estas condiciones.

El daño por hidrógeno en servicios con H₂S húmedo es causado por la generación de hidrógeno atómico como un subproducto de las reacciones de corrosión y la secuencia de difusión del átomo de hidrógeno dentro del metal. Como se mostró en las ecuaciones 2.34 y 2.35: $\text{Fe} + \text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{FeS} + 2\text{H}^+$, seguido de $2\text{H}^+ \rightarrow \text{H}_2$.

En los circuitos que presentan este mecanismo de degradación las variables a monitorear son: cantidad de agua, concentración de H₂S en el agua, pH y presencia de cianuros. El primero de ellos se establece debido a que si se encuentra presente podría implicar la aparición de este mecanismo de degradación, el segundo establece que la concentración mínima de H₂S en el agua debe ubicarse en el orden de los 50 ppm ya que en caso contrario se incrementa la severidad del mecanismo de degradación, el pH fuera de los especificado por las normas API 571, es decir, 7 incrementa la severidad del medio corrosivo ubicándola entre moderada y alta. Por último, se tiene que la presencia de cianuros acelera la aparición de este mecanismo de degradación.

Los equipos asociados a este mecanismo de corrosión, para el caso de la unidad de destilación atmosférica, son el tambor 01-V-10-04, el enfriador 01-EA-10-01 y 01-EA-10-11 y tuberías asociadas.

✓ **Corrosión por cloruros de amonio (NH₄Cl)**

Es un tipo de corrosión general o localizada, con frecuencia tipo picaduras, normalmente ocurre bajo depósitos de cloruro de amonio o sales de amina, a menudo en ausencia de agua. El cloruro de amonio se forma por la reacción en fase gaseosa del ácido clorhídrico (HCl) y el amoníaco (NH₃) ó aminas. El cloruro de amonio formado

por el amoniaco precipita en forma de sólida, mientras que con aminas puede ser una sal tanto sólida como líquida, como se mostró en la ecuación 2.39.

Las sales de cloruro de amonio se forman en los sistemas donde el contenido de amoniaco en la corriente sea alto (por encima de 50 ppm). Sin embargo, este no es el único factor a controlar, también se debe tener en cuenta las presiones parciales de los componentes y la temperatura del sistema. Además de la influencia de las aminas que tienden a acelerar la formación de este compuesto. En la sección de control de corrosión se discute a fondo este mecanismo, basados en datos de equilibrio, así como de las aminas neutralizantes que pueden permitir la activación del mismo. El sistema susceptible a presentar éste mecanismo de degradación es el tope de la columna atmosférica.

✓ **Corrosión por ácido clorhídrico (HCl)**

El ácido clorhídrico se genera por calentamiento del cloruro de magnesio y calcio. La evolución del ácido clorhídrico ocurre primariamente en los hornos del crudo. El ácido clorhídrico sin presencia de agua no es corrosivo para el acero al carbono o bajas aleaciones de acero inoxidable. Sin embargo, cuando se adiciona vapor de agua en el fondo de la columna de destilación para facilitar el proceso de destilación, se produce ácido clorhídrico diluido. El ácido clorhídrico puede causar corrosión severa en equipos de acero al carbono a temperaturas por debajo del punto de rocío del agua. La tasa de corrosión incrementa con el decrecimiento del pH.

El sistema de tope atmosférico está sujeto a este tipo de mecanismo de degradación. Para controlar este tipo de mecanismo, la práctica usual recomienda la inyección de aminas neutralizante y agua de lavado. Un proceso de desalación

eficiente es la clave para la disminución de este tipo de mecanismo, que actualmente es uno de los más agresivos, así como la corrosión por ácidos nafténicos y por sulfuros a altas temperaturas. El control de este mecanismo se discute en las secciones siguientes.

✓ **Corrosión por ácido sulfúrico (H_2SO_4)**

Este mecanismo de degradación fue identificado como posible en la unidad atmosférica, específicamente en los equipos próximos al sistema de distribución de ácido sulfúrico concentrado, donde la erosión en conjunto con la corrosión toma lugar, específicamente en las bombas. Así como también en las zonas cercanas a las tuberías donde el ácido es diluido con el agua, debido a que el ácido sulfúrico es potencialmente más corrosivo entre más diluido sea. Las inmersiones o ataques corrosivos alrededor del 85% de concentración son más graduales y menos difíciles de estabilizar.

Sin embargo, este mecanismo de degradación no se presenta en la unidad de destilación atmosférica debido a que la inyección de ácido sulfúrico no es realizada, por lo cual los equipos o tuberías no se encontrarán sujetos a dicho mecanismo. Sin embargo, una inyección futura de ácido en el agua de desalación podría activar este mecanismo, es por esa razón que no es eliminado completamente, sino más bien es descartado.

4.1.1.4 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la CDU

4.1.1.4.1 Desaladores

La unidad de destilación de crudo 1100 (CDU) tiene dos estaciones de desaladores, los cuales reduce por diseño el contenido de sal de la alimentación de aproximadamente 70 PTB a 1,5 PTB, es decir que los desaladores trabajan con una eficiencia de aproximadamente 98%. Una operación confiable del desalador es crucial para el control de corrosión en los equipos y tuberías aguas abajo de los mismos, para evitar la formación de ácido clorhídrico (HCl), debido a la hidrólisis de las sales de cloruro de magnesio ($MgCl_2$) y cloruro de calcio ($CaCl_2$) a temperaturas aproximadas de 149 °C y de cloruro de sodio (NaCl) a temperaturas próximas a 426 °C, sobre todo en el sistema de tope de las columnas de destilación. Además de remover las sales, también se remueven; sólidos, cera, barro, arena, óxido de hierro, entre otras impurezas, que pueden estar presentes en el crudo y que pueden actuar como catalizadores en la formación de coque en las tuberías de los hornos. Remover estos contaminantes, ayuda a disminuir la formación de ensuciamiento y taponamiento en los intercambiadores de precalentamiento del crudo desalado.

El crudo sale de los desaladores con un contenido de sal entre 7 a 10 PTB como se mostró en la tabla 4.3, lo indica una eficiencia aproximadamente entre 82,5 a 75 %, muy por debajo de la de diseño de 98%.

En los desaladores 01-V-10-01 A/B/C y 01-V-10-02 A/B/C (ver figura E.2) se incluye para el estudio la corrosión bajo depósitos (CUD), pues como se mencionó en el párrafo anterior, el crudo diluido puede contener impurezas que formen depósitos en el fondo de los desaladores, así como también algunas de las sales formadas (debido a que la temperatura de operación de los desaladores es de 160°C) podrían adherirse sobre estos depósitos ocasionando al crecimiento del depósito y produciendo áreas anódicas en los desaladores que conllevan a corrosión. A pesar de que la eficiencia en los desaladores es aceptable, no es la óptima y por tanto se reafirma el mecanismo de corrosión presentado, ya que las sales por no ser removidas

en su totalidad podrían depositarse en el fondo, además de traer como consecuencia el incremento de la velocidad de corrosión aguas abajo del proceso.

4.1.1.4.2 Columna preflash

La columna preflash, 01-C-10-03 se instaló en la parada de planta del año 2004 de la empresa, es una columna cuyo material es acero al carbono con 3 mm de espesor de corrosión permitida (corrosion allowance), ésta columna por ser nueva no se encuentra en la filosofía de control de corrosión. La alimentación a la misma es el crudo desalado proveniente de la última estación de desaladores. La temperatura y presión de operación de tope es 136°C/2,4 barg y de fondo de 141°C/2,5 barg. En la misma se identificaron los siguientes mecanismos de degradación posibles:

- ✓ Ensuciamiento en toda la columna, propio del crudo.
- ✓ Corrosión por cloruro de amonio, que se podría formar por la reacción entre el amoníaco despojado en la columna y el HCl formado por las sales del crudo, llevando a ensuciamiento.
- ✓ En el fondo corrosión bajo depósitos, debido a la precipitación de las sales.

El condensador de tope, 01-EA-10-11 A/B/C de la columna preflash fue instalado al igual que el equipo anterior en el año 2004. Los problemas de corrosión en el condensador, así como en las líneas asociadas podrían ser más severos debido a la condensación del agua. El equipo disminuye la temperatura de 136°C a 55°C, los mecanismos de corrosión posibles son:

- ✓ Corrosión por HCl, ya que el agua condensa y los ácidos se diluyen en la solución resultando altamente corrosivo.

- ✓ Corrosión por cloruro de amonio, formando depósitos que conlleva a su vez a la corrosión bajo depósitos y ensuciamiento del equipo, y la misma puede variar dependiendo de las composiciones de HCl y NH₃ en el sistema.
- ✓ Agrietamiento bajo tensión de sulfuros, ya que este mecanismo se activa en ambiente de H₂S húmedo y se hace más corrosivo cuando las temperaturas son menores a los 82°C.

En el punto de inyección de ácido sulfúrico en la tubería que va desde el tambor 01-V-10-01 a 01-V-10-02 (como se puede observar en la figura E.3, anexo E) se identificó corrosión por ácido sulfúrico, el cual se presenta cuando las concentraciones de ácido sulfúrico son bajas. La inyección de ácido se hace en el agua de lavado de los desaladores y por tanto el ácido es diluido. No es de esperarse en gran proporción al entrar al desalador ya que entra en contacto con el crudo, además de neutralizarse con las bases.

4.1.1.4.3 Tren de precalentamiento del crudo desalado y hornos

Al tren de precalentamiento de crudo desalado, en la parada del año 2004, se le realizó cambio de metalurgia a los intercambiadores de crudo desalado/HVGO, 01-E-10-07 B/C/D/F/J (ver figura E.3), en éstos, la carcasa era de acero al carbono con 3 mm de revestimiento interno de acero inoxidable del tipo 317L y tubos de acero al carbono. El cambio de metalurgia fue de los tubos por material acero inoxidable tipo 317L, debido a la alta severidad de corrosión por sulfuros y ácidos nafténicos, dadas por los fluidos a las temperaturas de operación. El acero inoxidable 317L es altamente resistente a la corrosión por sulfuros y ácidos nafténicos a las temperaturas de operación que se encuentran de 235 a 265°C para el lado tubo donde pasa el crudo desalado con contenido de azufre de 3,01% en peso y un TAN de 3,4mgKOH/g y 343 a 302 °C, para el lado carcasa donde pasa el HVGO con un contenido de azufre de

2,2% en peso y un TAN de 3,46 mgKOH/g. Estos mecanismos de corrosión son esperados en el equipo debido a las condiciones operacionales y los contaminantes de las corrientes, aunque la metalurgia de los equipos mitiga en gran proporción, el fenómeno de corrosión.

Los hornos atmosféricos también se encontraban afectados por estos mecanismos de corrosión. Sin embargo, en la parada del año 2004 los tubos de 9Cr-1Mo fueron cambiados por material acero inoxidable tipo 317L. Los aceros con un contenido mayor a 9% Cr son resistentes a la corrosión por sulfuros a altas temperaturas (como se mostró en la fig. 2.20). También será resistente a la corrosión por ácidos nafténicos, ya que, los medios acostumbrados para tratar este problema son emplear los aceros inoxidables austeníticos que contienen por lo menos 2,3-2,5% Mo. Puesto que para un acero inoxidable tipo 316, la cantidad especificada es de 2 a 3% Mo, y para el tipo 317 es de 3 a 4% Mo se prefiere generalmente en tuberías y equipos (como se mostró en la tabla 2.2), como es este caso. Los hornos operan a temperaturas desde los 265°C a 374°C, temperaturas que son ideales para que estos mecanismos se desarrollen. Cabe destacar que los mecanismos de corrosión seguirán prevaleciendo en los hornos, pero en menor grado debido al cambio de metalurgia.

4.1.1.4.4 Fraccionamiento de crudo

La columna de destilación atmosférica, 01-C-10-01 estaba conformada por 5 empaques estructurados (lechos) y 5 platos en la sección inferiores. La columna es de acero al carbono; en la sección de tope el lecho 5 era de acero inoxidable 410 con revestimiento interno de monel, en la sección intermedia los lechos 2/3/4 de acero inoxidable 410 y sin revestimiento, y en la sección inferior el lecho 1 y los platos de acero inoxidable 317L con revestimiento interno del mismo material. Debido a la alta velocidad de corrosión por ácidos nafténicos que se presentaba, fueron cambiados en

la sección intermedia y de tope los lechos 5 y 4 por material de acero inoxidable dúplex AXL6N en el año 2004, los cuales ofrecían una mayor resistencia debido a su alto contenido de cromo mayor a 18. Sin embargo, el mecanismo de corrosión continuó y por esa razón fue cambiado el lecho 5, en la parada del año 2008 por 4 platos de material hastelloy C-276, también se removió el recubrimiento interno de monel y se colocó uno de hastelloy C-279, y el lecho 4 fue cambiado por otro lecho de material hastelloy C-276. Éste material es el más resistente a la corrosión por ácidos nafténicos y por esa razón no se espera que éste mecanismo de corrosión prevalezca en estas secciones. Sin embargo, el mecanismo de corrosión seguirá presentándose pero en menor proporción. La figura 4.2 muestra la distribución de la columna de destilación atmosférica.

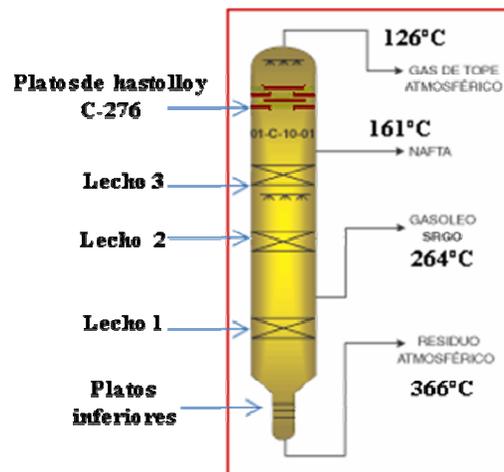


Figura 4.2. Columna de destilación atmosférica.

En la columna de destilación se identificaron 3 nuevos mecanismos de corrosión los cuales son:

- ✓ Corrosión por HCl, debido a la hidrólisis de las sales que contiene el crudo, y podría presentarse en la sección del tope de la columna, el cual opera a 126°C. La temperatura de operación de tope debe ser mantenida por encima del punto de rocío a la presión de operación de la misma que es 1,2 barg en el tope, ya

que si el agua condensa, el ácido se diluye en la solución resultando altamente corrosivo. También si en el reflujo de la torre se devuelve agua líquida los ácidos pueden de igual manera diluirse causando severos daños en la sección de tope de la torre.

- ✓ Corrosión por cloruro de amonio, resultante de la reacción entre el amoniaco y el HCl formado por la hidrólisis, formando depósitos que conlleva a su vez a corrosión bajo depósitos y ensuciamiento del equipo.

- ✓ Corrosión por erosión, la cual puede ser vista en mayor proporción en la sección de fondo de la torre y cercanas a la zona de alimentación del crudo donde el cambio de velocidad del fluido en conjunto con la corrosión.

La tubería de tope de la columna de destilación atmosférica donde se encuentran los puntos de inyección de inhibidor de corrosión, aminas neutralizantes y agua de lavado, eran de material acero al carbono calmado (KCS) con 6 mm de espesor de corrosión fue cambiada por material de acero al carbono (CS) con revestimiento interno de hastelloy C-276 en la parada del 2008 por los problemas de corrosión presentados, desde ésta sección hasta los enfriadores de tope, 01-EA-10-01 se reemplazo por mismo material acero al carbono con 6 mm de espesor de corrosión extra. Se identificaron dos nuevos mecanismo de corrosión: corrosión por HCl y corrosión por cloruros de amonio que podrían presentarse según el fundamento explicado en el párrafo anterior.

Estos mecanismos de corrosión también se identificaron en los condensadores de tope de la columna, 01-EA-10-01 A/C (ver figura E.4). También se agregó en los condensadores corrosión por HIC y/o SOHIC.

Se encontró que las bombas de residuo atmosférico, 01-P-10-06 A/S también podrían presentar corrosión por ácidos nafténicos debido a que el TAN es de 4,00 mgKOH/g. La corrosión por sulfuros a altas temperaturas también es de esperarse ya que el contenido de azufre es de 3,75% en peso y la temperatura de operación es de 366°C.

El despojador de destilado atmosférico (SRGO), 01-C-10-02 que opera a temperaturas entre 264 a 295°C, dependiendo la operación se le retiraron los platos en el año 2008 ya que algunos no se encontraron y los otros se encontraban caídos en condiciones deterioradas. Los internos del despojador eran de acero inoxidable 410, el contenido de azufre de la corriente de proceso es de 2,20% en peso y el TAN de 3,46 mgKOK/g, por lo cual se deduce que para altos contenidos de TAN el material 410 que también se encontraba anteriormente en la columna de destilación no ofrece una buena resistencia ante la corrosión por ácidos nafténicos.

El condensador de SRGO, 01-EA-10-04 A/B de acero al carbono opera a temperaturas de 209°C a 70°C y no se encontraba en la filosofía de control. El mismo se anexa con los siguientes mecanismos de corrosión: corrosión por ácidos nafténicos (NAC), agrietamiento bajo tensiones de sulfuro (SSC), debido al ambiente húmedo y a las temperaturas menores de 82°C y ensuciamiento. El acero al carbono no es el más resistente al primer mecanismo de corrosión identificado, sin embargo las temperaturas de activación de dicho mecanismo se encuentran entre 177°C y 371°C, y por la temperatura disminuir tan rápido no será altamente agresivo en este equipo.

El condensador de gasóleo liviano de vacío (LVGO), 01-EA-10-05 tampoco se encontraba en la filosofía de control, a pesar de que este equipo enfría LVGO que pertenece a la unidad de destilación al vacío, el mismo se encuentra en ésta unidad. Ésta construido de acero al carbono y enfría el LVGO desde 87 a 70°C. Los

mecanismos de degradación que podrían presentarse serán el ensuciamiento y SSC, ya que por su alto contenido de azufre de 3% en peso indica que podría existir H₂S.

El condensador de gasóleo pesado de vacío (HVGO), 01-EA-10-10, tampoco se encontraba en la filosofía de control, a pesar de que este equipo enfría HVGO pertenece a la unidad de destilación al vacío. Es de material acero al carbono y utiliza para mantener el HVGO a 90°C. Los mecanismos de degradación que podrían presentarse serán el ensuciamiento y SSC, ya que por su alto contenido de azufre de 3,43% en peso indica que podría existir H₂S.

El filtro de nafta de reflujo, 01-S-10-01 A/S del diseño original fue eliminado del proceso y por tanto se retiró de la filosofía de control de corrosión.

Se anexaron los paquetes de inyección de químicos que incluyen:

- ✓ Paquete de inyección de inhibidor de corrosión, 01-PG-1008 y bomba de inhibidor de corrosión 01-P-1021 A/S
- ✓ Paquete de inyección de amina neutralizante, 01-PG-1009 y bomba de amina neutralizante 01-P- 1022 A/S
- ✓ Paquete de inyección de ácido, 01-PG-1002 y bomba de inyección de ácido 01-P-10-19 A/C/S
- ✓ Paquete de inyección de inhibidor de corrosión, 01-PG-1003 y bomba de inhibidor de corrosión 01-P-1016 A/S
- ✓ Paquete de inyección de amina neutralizante, 01-PG-1005 y bomba de amina neutralizante 01-P- 1018 A/S

Presentando todos como único mecanismos de degradación el ensuciamiento.

Los mecanismos potenciales de degradación presentados en todos los equipos y tuberías críticas de esta unidad son mostrados en la tabla D.1 (anexos D) junto con las condiciones de operación, las composiciones de los fluidos y los materiales de construcción.

4.1.2 Unidad 1200, unidad de destilación al vacío

4.1.2.1 Características de las corrientes de proceso de la VDU

Las características más resaltantes de las corrientes de la VDU, determinadas como se explicó en el capítulo anterior se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Características de las corrientes de la VDU.

Corrientes	Propiedad	Unidad	Valor actual	Valor diseño
LVGO	TAN	mgKOH/g	3,91	----
	Contenido de S	%p	3,14	2,82
HVGO	TAN	mgKOH/g	5,50	5,8
	Contenido de S	%p	3,41	3,43
Residuo de vacío	Contenido de S	%p	4,71*	3.43

*Éste valor es el más recientes cuando la muestra era analizada, actualmente no se realiza ya que el toma muestras esta fuera de servicio.

Las impurezas de la VDU; son las provenientes del residuo atmosférico, los compuestos de azufre y los ácidos nafténicos. A partir de los parámetros expuestos en la tabla 1 se realizó el análisis explicado en la sección siguiente. La tabla 4.6 muestra las características del agua del tambor de tope de vacío.

Tabla 4.6. Características del agua agria del tambor de tope de la columna de destilación al vacío.

Propiedad	Unidad	Valor actual	Valor ideal
H ⁺	pH	4,60	4,5-5,5
Cloruros	(mg/L)	145,17	50
Amoniaco	(mgNH ₃ -N/L)	3,67	250
Sulfuros	(mg/L)	45,24	50
Hierro total	(mg/L)	5,64	2

Debido a los bajos valores de pH del agua agria (tabla 4.6), la corrosión por agua agria debe ser esperada, así como mecanismos de corrosión de H₂S en ambientes húmedos. Además, por encontrarse el contenido de cloruros por encima de los valores ideales, se planteó la hipótesis de posibilidad de presentarse la corrosión por HCl en el tope de vacío, aumentado la severidad debido a los niveles bajos de pH.

4.1.2.2. Mecanismos de corrosión en la VDU

Los mecanismos potenciales de degradación en la unidad de destilación al vacío se clasificaron en trece (13), y son:

1. Corrosión por erosión (EC)
2. Corrosión bajo depósitos (CUD)
3. Picadura
- 4. Ensuciamiento y/o taponamiento**
- 5. Agrietamiento inducida por hidrógeno (HIC)**
- 6. Agrietamiento inducida por hidrógeno orientado por tensiones (SOHIC)**
7. Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC)
8. Corrosión por ácidos nafténicos (NAC)

9. Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC)

10. Oxidación a altas temperaturas

11. Ruptura por tensión debido a sobrecalentamiento

12. Corrosión por HCl

13. Corrosión por aguas agrias

Comparando con la filosofía de corrosión existente, se identificaron en la unidad 1200, cinco (5) nuevos posibles mecanismos potenciales de degradación los cuales son los 4, 5, 6, 12 y 13.

✓ **Ensuciamiento y/o taponamiento**

Este mecanismo de degradación será visto en mayor intensidad en los tubos de los intercambiadores de calor, sobre todo en las secciones de residuo de vacío.

✓ **HIC-SOHIC**

Las corrientes de fluido que circulan por el lado casco de los intercambiadores 01-E-20-01A/B/C, 01-E-20-02/03 se encuentran sujetos a la existencia de este mecanismo de degradación. Sin embargo estos circuitos no poseen toma muestra por lo que se desconoce las características actuales del condensado que esta circulando a través de ellos.

✓ **Corrosión por HCl**

El cloruro de hidrógeno podría presentarse en los topes de la columna de vacío y el sistema de eyectores según las recomendaciones de la norma API 571. Sin embargo, se debe caracterizar el residuo atmosférico para observar si cloruro de hidrógeno esta presente. Se puede aclarar que la corrosión por HCl debe ser baja

debido a que en teoría la mayoría de ácido clorhídrico debe estar presente en el sistema de tope atmosférico, pero no se descarta la posibilidad de que ocurra.

✓ **Corrosión por agua agria**

La corrosión por agua agria se presenta debido a la acidez del agua debido al contenido de H_2S que se encuentran entre pH de 4,5 a 7,0. Si el agua contiene cantidades significantes de amoniaco, cloruros o cianuros puede afectar el pH. Afecta primeramente a los materiales de acero al carbono. Los aceros inoxidable, aleaciones de cobre y aleaciones de base níquel son usualmente resistente. Si las presiones aumentan, las concentraciones en el agua decrecen y la temperatura aumenta. Se presenta en concentraciones de H_2S mayores a 50 ppm y pH bajos menores a 4,5. Sin embargo, a pH alrededor de 4,5 se formará una capa de sulfuro de hierro protectora lo cual limita la velocidad de corrosión. Se presenta típicamente como adelgazamiento general. Sin embargo, puede ocurrir corrosión localizada o ataques bajo depósitos. Los circuitos que presentan este mecanismo de degradación son las tuberías de succión y descarga de la bombas de agua agria 01-P-20-06 A/S.

4.1.2.3 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la VDU.

4.1.2.3.1 Sección de alimentación y hornos

Los hornos de vacío se encontraban afectados por la corrosión. Sin embargo, en la parada del año 2004 los tubos de la sección de convección con metalurgia 9Cr-1Mo, fueron cambiados por material 317L. Los aceros con un contenido mayor a 9% cromo son resistentes a la corrosión por sulfuros a altas temperaturas, pero para los ácidos nafténicos no son la aleación con mayor protección en este equipo. Los hornos operan a temperaturas desde los 364°C a 407°C, temperaturas que son ideales para

que estos mecanismos se desarrollen. Con el cambio de metalurgia se ofrece una buena resistencia a la corrosión por ácidos nafténicos. Cabe destacar que los mecanismos de corrosión seguirán prevaleciendo en los hornos pero son afectados en menor grado debido al cambio de metalurgia. Se identificaron tres nuevos mecanismos de degradación, los cuales son:

- ✓ Ensuciamiento y/o taponamiento, que se presenta en los tubos por formación de coque.
- ✓ Corrosión por erosión, que se presentara por el arranque de las películas de coque y de óxidos formados en las tuberías de los hornos, en especial en las secciones donde pueda existir cambios brusco de velocidad como lo son los codos.
- ✓ Corrosión por ácidos nafténicos, debido al alto contenido de ácidos 3,75 mgKOH/g, (por encima de 1,5mgKOH/g ya son considerados corrosivos) cuyo mecanismo se presenta entre temperaturas de 177°C a 371°C, rango en el cual los hornos operan. Según la temperatura de operación de los hornos este mecanismo de corrosión debe disminuir a medida que la temperatura llega a los 371°C pero en la entrada y zona de convección de los hornos puede presentarse.

4.1.2.3.2 Sección de fraccionamiento y sistema de eyectores

La columna de destilación al vacío, 01-C-10-02 se encuentra conformada por 5 lechos, 3 distribuidores de líquidos y 3 platos de retiros de los cortes. La metalurgia de la columna es de acero al carbono, desde el fondo hasta la sección de transición cónica de la columna posee 3mm de revestimiento interno de 317L. Desde la sección cónica al tope posee 3mm de acero al carbono como espesor de corrosión. Los lechos y los platos eran antes de la parada de 317L. La figura 4.3 muestra el arreglo de la

columna de destilación al vacío. La columna tiene un perfil de temperaturas de tope a fondo de 66 °C a 346°C.

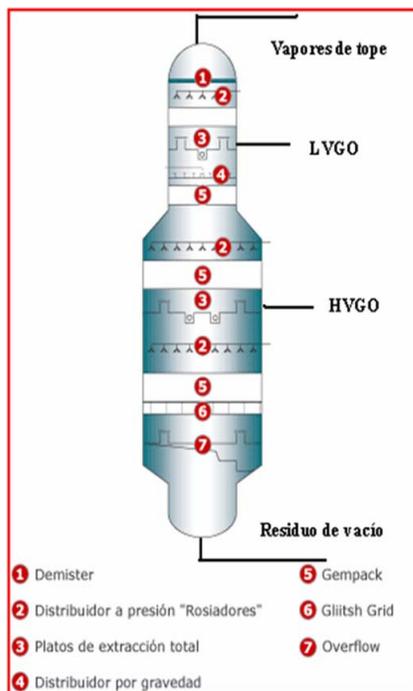


Figura 4.3. Columna de destilación atmosférica.

En el plato de retiro de tope se extrae el gasóleo liviano de vacío (LVGO) con un TAN de 3,90 mgKOH/g el cual se encuentra debajo del lecho 1, en el segundo plato de retiro se extrae el gasóleo pesado de vacío (HVGO) con un TAN de 5,50 mgKOH/g el cual se encuentra debajo de los lechos 2 y 3, estos conforman la zona intermedia alta de la columna. Debido a que la corrosión por ácidos nafténicos ha sido altamente notoria en la sección intermedia de la columna, ya que los contenidos de ácidos nafténicos son mucho mayores que en la unidad anterior, en la parada de planta del año 2004 se modificaron los lechos 5 y 4 por cambio de metalurgia de acero inoxidable AL6XN, los cuales preverían una mayor resistencia a la corrosión por ácidos nafténicos. En la parada de planta del año 2008, se cambió el lecho 1 y 2 a material 317L.

En la tubería de retiro de HVGO hasta la bomba de HVGO, 01-P-20-02 A/B/S, incluyendo la bomba se identificó corrosión por ácidos nafténicos ya que la temperatura se encuentra en los 267°C, la cual ésta por debajo de los 371°C, el cual es el límite donde teóricamente se presenta este mecanismo. Sin embargo, por ser la tubería de 9Cr-1Mo y la bomba de 317L presentarán una resistencia adecuada a este mecanismo pero no esta exenta de la ocurrencia del mismo.

En el enfriador de ajuste de LVGO de recicló, 01-E-20-05 que entra a la columna se identificó corrosión por agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC), la cual se presentan por tensiones de sulfuros primordialmente a temperaturas menores de los 82°C. Teniendo en cuenta que este enfriador opera desde 62 a 49°C y que el contenido de azufre del LVGO es de 3% en peso, este mecanismo se podría presentar. Es valido destacar que el contenido de azufre realizado en el laboratorio incluye todos los compuestos azufrados de la corriente.

Las líneas de tubería desde el plato de retiro de pesados hasta unos metros antes de la entrada de los hornos de 9Cr-1Mo, fueron remplazadas en la parada de planta del 2008, debido a los altos ataques por ácidos nafténicos con cambios de metalurgias de material acero inoxidable 317L, el cual provee una mejor resistencia a la corrosión.

En el filtro de recicló de LVGO, 01-S-20-01 A/B de acero al carbono que se encuentra aguas abajo del enfriador de ajuste 01-E-20-05 se incluye SSC, por las razones expuestas en el párrafo anterior.

Se identificó también la SSC, HIC-SOHIC en el tambor acumulador de tope de la columna de vacío, 01-V-20-02 y sistemas de eyectores, 01-PG-10-01, que debido a las condiciones húmedas de sulfuro de hidrógeno y las temperaturas de alrededor de los 66 a 49°C, enmarcándose SSC, ya que este se presenta con mayor

incidencia a temperaturas menores de los 82°C y los otros a temperaturas menores de los 180°C. En la bota del tambor y tuberías asociadas con agua se observará la corrosión por agua agria (ver figura E.5).

4.1.2.3.3 Generación de vapor

En el generador de vapor 01-E-20-04 (figura E.6), se eliminó la oxidación, ya que en principio la oxidación fue definida como un mecanismo de reacción que se desarrolla en presencia de oxígeno y este elemento no se encuentra en el sistema. En cambio si el agua desmineralizada de alimentación contiene dióxido de carbono u oxígeno, la corrosión por estos elementos podría activarse en el agua acumulada ocasionando picaduras. Sin embargo, estas condiciones no son esperadas.

Los mecanismos potenciales de degradación de los equipos y tuberías críticas de esta unidad son mostrados en la tabla D.2 (anexos D), junto con las condiciones de operación, las composiciones de los fluidos y los materiales de construcción.

4.1.3 Unidad 1300/1400/1500, unidad de coquificación retardada (DCU)

4.1.3.1 Caracterización de las corrientes en la DCU

Las impurezas en la unidad de coquificación retardada son las provenientes del residuo de vacío, así como también los complejos formados durante el proceso de coquificación que se muestran en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Características de las corrientes de la DCU.

Corrientes	Propiedad	Unidad	Valor actual	Valor diseño
Alimentación	Contenido de S	%p	4,57	4,49
	TAN	mgKOH	1,57	-----
LCGO	Contenido de S	%p	3,05	2,85
HCGO	Contenido de S	%p	3,46	3,74

	TAN	mgKOH/g	0,57	-----
--	-----	---------	------	-------

El valor de diseño o teórico de acidez de las corrientes de alimentación y HCGO no se realizan como un análisis rutinario en la planta. Sin embargo, observando las características de la corrientes de residuo de vacío y residuo atmosférico en las tabla 4.2 y 4.5, hizo necesario que se realizará un muestreo especial con dichas pruebas los cuales reportó los valores mostrados en la tabla 4.6. el valor de acidez en la alimentación indica que se activara existirán problemas de corrosión por ácidos nafténicos. En las corrientes de LCGO y HCGO, debido a su alto contenido de azufre se presentaran corrosión por sulfuros a altas temperaturas. Se debe destacar que en coquificación retardada no se espera que la corrosión por ácidos nafténicos, debido a que la mayoría de los estos ácidos se descomponen a las elevadas temperaturas de los hornos y revalecerá la corrosión por sulfuros a altas temperaturas.

El agua agria del tope del fraccionador nos indica como viene la corriente gaseosa del tope fraccionador como se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.8. Características del agua agria de la DCU.

Propiedad	Unidad	Valor actual	Valor ideal
H ⁺	pH	8,26	6,5-8,5
Cloruros	(mg/L)	14,46	<10
Amoniaco	(mgNH ₃ -N/L)	1985,25	<85
Sulfuros	(mg/L)	1789,20	<50
Cianuros	(mg/L)	4,65	<5

El valor alto de amoniaco y sulfuros que se muestran en la tabla 4.8 son indicativos del alto potencial de generación de bisulfuro de amonio, en la sección de tope del fraccionador. Cabe destacar, que estos no son los valores exactos de la corriente de tope, debido a que éste análisis de agua se realiza en la bota del tambor, y la misma se combina con otras aguas proveniente de la unidad de recuperación de gases. Sin embargo, permiten asumir que por el tope del fraccionador existen altas cantidades sulfuros, en especial sulfuro de hidrógeno formado en el proceso de

coquificación. También se puede observar en la tabla 4.8 que como el contenido de cloruros se encuentra por encima del valor ideal, podría existir posible formación de cloruro de amonio, pero en vista de que los valores de sulfuro son mayores, se verá favorecida la formación de bisulfuro de amonio.

Otras características importantes se muestran en la tabla 4.9 del agua de alimentación de calderas.

Tabla 4.9 Característica de agua de alimentación de calderas.

Propiedad	Unidad	Valor actual	Valor ideal
H ⁺	pH	9,50	8,2-9,2
Conductividad	μS/cm	14,17	<1
Hierro total	mg/L	0,127	<0,02

Los valores de alta conductividad que se observan en la tabla 4.9 son indicativos de contenido de iones en el agua. El contenido de iones generalmente refleja que existe un contenido alto de sales, entre ellas la de carbonato de calcio. Si vapor generado en el sistema de generación de vapor de la DCU condensa, puede dar inicio a la corrosión por CO₂. Éste mecanismo comienza a acelerar por debajo o por encima de los valores de pH ideales mostrados en la tabla 4.9.

4.1.3.2 Mecanismos de degradación en DCU

Los mecanismos potenciales de degradación en la unidad de coquificación retardada se clasificaron en diecinueve (19), y son:

1. Erosión/Corrosión por erosión (EC)
- 2. Corrosión bajo depósitos (CUD)**
3. Carburización

4. Ensuciamiento y/o taponamiento

- 5. Ruptura por tensión/Arrastre
- 6. Fatiga térmica

7. Choque térmico

- 8. Agrietamiento por H₂S húmedo:
 - 8.1 Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC)
 - 8.2 Ampollas de hidrógeno
 - 8.3 Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)
 - 8.4. Agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por tensiones (SOHIC)

9. Corrosión por ácidos nafténicos (NAC)

- 10. Oxidación a altas temperaturas
- 11. Corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC) o sulfidación.
- 12. Ruptura por tensión debido a sobrecalentamiento
- 13. Corrosión por bisulfuro de amonio (NH₄HS)
- 14. Corrosión por cianuro de hidrógeno (HCN)

15. Corrosión por cloruro de amonio (NH₄Cl)

- 16. Fragilidad por enfriamiento

17. Corrosión por agua agria

- 18. Corrosión bajo aislamiento

19. Corrosión por CO₂

Comparando con la filosofía de corrosión existente se identificaron en la unidad 1300/1400/1500, siete (7) nuevos posibles mecanismos potenciales de degradación: corrosión bajo depósitos (CUD), ensuciamiento y/o taponamiento,

choque térmico, corrosión por ácidos nafténicos, corrosión por cloruros de amonio, corrosión por agua agria y corrosión por CO₂.

✓ **Corrosión bajo depósitos (CUD)**

Este mecanismo puede presentarse en los lugares donde existan arrastres de sólidos, como por ejemplo, zonas donde se presente coquificación inesperada, y secciones donde se pueda formar sólidos, como el caso del tope de la fraccionadora, debido a formación de bisulfuro de amonio y cloruro de amonio.

✓ **Ensuciamiento y/o taponamiento**

Este mecanismo de degradación será visto en mayor intensidad en los tubos de los intercambiadores de calor, donde el crudo es muy viscoso y en las secciones donde se puede coquificar tubos o formar sólidos.

✓ **Choque térmico**

Ocurre cuando largas y no uniformes tensiones térmicas se desarrollan en un tiempo relativamente corto en una pieza de un equipo debido a la expansión diferencial o contracción causada por los cambios de temperatura. En las refinerías, el choque térmico es causado por breves flujos interrumpidos o durante incendios. El choque térmico podría presentarse en los tambores de coque según las mejores recomendaciones y experiencia mostrada por la API 571.

✓ **Corrosión por ácidos nafténicos (NAC)**

Este tipo de corrosión es más común en las unidades de destilación atmosférica y al vacío, sin embargo, si las características y las condiciones de temperaturas son propicias, la unidad de coquificación retardada puede estar sujeta a presentar este mecanismo de degradación. Este mecanismo puede ser visto, en las líneas de tuberías de alimentación en la entrada del fraccionador, en las tuberías de recirculación de fondo del fraccionador, en las líneas aguas arriba de los hornos y en la sección de fondo de la columna de recuperación de hidrocarburos.

✓ **Corrosión por cloruros de amonio (NH_4Cl)**

Este mecanismo de degradación es muy perjudicial cuando se activa. Los sistemas susceptibles a presentar este mecanismo de degradación es el sistema de tope de la fraccionadora. Este mecanismo se podría decir, que está en competencia con el bisulfuro de amonio, ya que si la cantidad de sulfuro de hidrógeno es mucho mayor a la de cloruros, el amoniaco tenderá a reaccionar con el que se encuentre en mayor proporción. Sin embargo, el cloruro de amonio podría presentarse si las condiciones están dadas.

✓ **Corrosión por agua agria**

Los circuitos que presentan este mecanismo de degradación son las tuberías de succión y descarga de la bombas de agua agria 01-P-30-11 A/S, tuberías de salida de agua agria del tambor de alimentación al compresor de gas húmedo, 01-V-30-12 y pote de goteo, 01-V-30-13.

✓ **Corrosión por CO_2**

El CO_2 es un corrosivo encontrado en los sistemas de condensado de vapor. Los carbonatos que permanecen en el agua de alimentación de caldera se descomponen a elevadas temperaturas para formar CO_2 , óxidos e hidróxidos. En la fase vapor, no corre aceleración de la corrosión pero, cuando el vapor condensa, el CO_2 se disuelve en el condensado, resultando en una rápida corrosión ácida de tuberías de condensado y equipos. El CO_2 se disuelve en el agua para la formación de las especies químicas que van a formar parte de la reacción, generándose un ácido débil (ácido carbónico). El H_2CO_3 obtenido sufre una doble disociación, formando en primer lugar iones bicarbonatos y en segundo carbonatos. El carbonato ferroso obtenido como producto de corrosión precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa de FeCO_3 proporcionando cierto grado de protección contra la corrosión cuando ésta no es removida. Una manera de predecir la corrosividad del gas es por las presiones parciales. Este mecanismo podría presentarse en los tambores de generación de vapor, si el vapor condensa.

4.1.3.3 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la DCU.

4.1.3.3.1 Sección de coquificación

Se eliminó la corrosión por agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) en la bomba de carga de los hornos, 03-P-30-01 A/B/S, debido a que las temperaturas de operación de la bomba es de 348°C , encontrándose ésta muy superior a la temperatura de activación de este mecanismo que es por debajo de los 82°C , según el fundamento de la tabla 4.1. Se identificó la corrosión por ácidos nafténicos, debido a que la alimentación contiene un TAN de $1,57 \text{ mgKOH/g}$, lo cual puede hacer que este mecanismo se active ya que las temperaturas son menores de los 371°C , temperatura en la cual este mecanismo aún es activo.

Los hornos de coque, 03-F-30/40/50-01 (figura E.7) de material 9Cr-1Mo operan en temperaturas desde 348°C a 484°C, e incluso pueden llegar a 492°C dependiendo de la necesidad operacional. La carga de los hornos es alta en compuestos de azufre, se identificó:

- ✓ Ruptura por sobrecalentamiento, que se podría presentar por quemadores defectuosos, inadecuado control de la temperatura en los hornos, y coque o depósitos dentro de los tubos lleva a sobrecalentamiento y muchos puntos locales calientes en los hornos.
- ✓ La corrosión por agrietamiento de sulfuros (SSC) fue descartada de este equipo debido a que las temperaturas de operación son muy superiores para que este se presente.

En la línea de tope de los tambores de coque se identificó la fatiga térmica debido a los grandes cambios de temperatura que se presentan en los tambores entre temperaturas de 110 a 449°C. En la sección de tope de los tambores se identificó el agrietamiento por H₂S húmedo, la cual implica ampollas, HIC, SOHIC y SSC, así como la corrosión bajo aislamiento (CUI) que se puede presentar en las zonas exteriores de los tambores debido a la humedad y a los cambios bruscos de temperaturas. En la sección del cuerpo de los tambores se identificó los mecanismos de corrosión expuestos anteriormente, además se identificó la ruptura por tensión/arrastramiento, debido a que esta secciones se presentarían mayores turbulencias del fluido y las más altas temperaturas durante el ciclo de coquificación, lo cual puede impactar en el material, además del choque térmico recomendado por las normas API 571, que podría presentarse por los cambios bruscos de temperaturas.

4.1.3.3.2 Fraccionamiento

La mezcla de residuo de vacío y atmosférico que entra a la columna se encuentra a 343°C y contiene sulfuro de hidrógeno, otros compuestos de azufre y amoniaco. La corrosión por agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) se eliminó de las secciones intermedias y fondo de la columna debido a que las temperaturas son muy altas para que este mecanismo se presente, según lo mostrado en la tabla 4.1. En las secciones intermedias de la columna se manejan temperaturas entre 205 a 357°C (ver figura E.9), es por esta razón que se identificó la corrosión por ácidos nafténicos como posible mecanismo de degradación.

Se identificó en el fraccionador la corrosión por ácidos nafténicos en la sección de fondo, y parte de la corriente que ascienda a la zona intermedia baja. Debido al contenido de ácidos nafténicos proveniente de la alimentación, ya que las temperaturas se encuentran entre la sección intermedia baja por los 350°C y el fondo 348°C, temperaturas en las cuales se activa este mecanismo. En principio toda la alimentación que entra a la columna debería salir por el fondo hacia los hornos de coque. Sin embargo, parte de la corriente podría vaporizarse, ascendiendo hacia la sección intermedia baja del fraccionador. Los vapores que se enriquecen en más livianos en el fraccionador son los provenientes de los toques de los tambores de coque. Se debe aclarar, que por estar las condiciones estén dadas en estas secciones para que se presente el mecanismo de corrosión por ácidos nafténico, el mismo no es esperado en gran proporción, debido a que competirá con el de sulfidación, y siendo el contenido de azufre mucho mayor que el de la acidez, prevalecerá sobre el mencionado primeramente.

Se integró a la filosofía de control la bomba de HCGO de reciclaje PA, 01-P-10-14 A/S, bomba de HCGO, 01-P-30-15 A/S y el paquete de filtración de HCGO, 01-PG-30-05 (ver figura 4.14). Según la temperatura alrededor de 350°C y el contenido de azufre de 3,46 % en peso, la mayoría de los equipos están expuestos a corrosión por sulfuros a altas temperaturas (HTSC) o sulfidación, y corrosión por

erosión, a excepción del paquete de filtración de HCGO, 01-PG-30-05 que se le incluye ensuciamiento. El enfriador de HCGO, 01-E-30-04 por sus condiciones de temperaturas de 180 °C a 90°C estará expuestos a agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) y ensuciamiento, propio del fluido

Se integró también en la sección de fraccionamiento, lado LCGO (ver figura 4.16):

- ✓ Generador de vapor de BP LCGO PA, 01-E-30-06
- ✓ Enfriador de LCGO PA, 01-EA-30-05 A/B
- ✓ Generador de vapor de BP LCGO, 01-E-30-07
- ✓ Precalentador de agua desmineralizada, 01-E-10-08
- ✓ Enfriador de LCGO, 01-EA-30-06.
- ✓ Bombas de LCGO, 01-P-30-13 A/S
- ✓ Bombas de LCGO PA, 01-P-30-12 A/S

La corriente de LCGO (3,05 %p de contenido de azufre) es retirada de la columna y dividida en dos partes. La primera parte se dirige al despojador de LCGO, 01-C-30-02. La corriente del fondo del despojador a 205°C calienta parte de una corriente de la unidad GRU por medio de la bomba de LCGO PA, 01-P-30-12 A/S, en el calentador 01-E-60-01, el cual se discutirá en la próxima unidad. El LCGO deja el calentador a 193°C y entra en lado tubo del generador de vapor de BP/LCGO PA, 01-E-30-06 y seguido al enfriador de LCGO PA, 01-EA-30-05 A/B hasta una temperatura de 145°C. La otra parte de la corriente se dirige a la bomba de LCGO, 01-P-30-13 A/S donde se enfría por el lado tubo del generador de vapor BP LCGO, 01-E-30-07 hasta 165°C, seguido del precalentador de agua desmineralizada, 01-E-30-08, por el lado carcasa, hasta una temperatura de 140 y finalmente al enfriador de LCGO, 01-EA-30-06 hasta 130°C. En todos los generadores de vapor se identificó el

ensuciamiento y la corrosión bajo depósitos, que podría formarse por los posibles sólidos precipitados por el agua de generación de vapor. En las bombas se identificó la corrosión por erosión. Se identificó el agrietamiento por H₂S húmedo, presentándose en los equipos con temperaturas menores de los 182°C.

Los vapores que salen del tope del fraccionador a 125°C son enfriados en el condensador de tope, 01-EA-30-03 hasta 49°C. Ese equipo no presentaba mecanismos de degradación en la filosofía de control de corrosión de diseño, por esa razón se identificaron: el agrietamiento por H₂S húmedo (ampollas, HIC, SOHIC, SSC), la cual se presentará debido a las temperaturas y al alto contenido de sulfuro de hidrógeno que contiene esta corriente, la corrosión por bisulfuro de amonio, cuyo compuesto se forma de la reacción del sulfuro de hidrógeno con el amoniaco, formando el de bisulfuro de amonio sólido, que conlleva a ensuciamiento y corrosión bajos los depósitos formados. También se anexa la posibilidad de corrosión por cloruro de amonio según la recomendación de las normas API 571. Estos cuatro últimos mecanismos de degradación fueron identificados para el tambor de tope, 01-V-30-04 a donde se dirigen los vapores y condensados del condensador de tope. En este último equipo se identificaron la corrosión por HCN y corrosión por agua agria.

Las bombas de reflujo al fraccionador, 01-P-30-09 A/S, nafta inestable, 01-P-30-10 A/S y de agua agrias, 01-P-30-11 A/S no se encontraba en la filosofía de control. Por las dos primeras de éstas fluye nafta inestable a 49°C del tambor de tope y se identificó que podría presentarse erosión. En la última fluye agua agria a 49°C y se identificó la corrosión por agua agria y corrosión por agrietamiento sulfuros (SSC), el cual se presenta a temperaturas menores de los 82°C y en zonas de alta dureza de los materiales, como los impulsores de las bombas.

Los vapores de tope se dirigen al tambor de succión del compresor, 01-V-10-12 y el líquido separado al tambor de pote de goteo, 01-V-10-13, estos equipos

integrados a la unidad en la parada del año 2004. Los vapores de tope contienen alto contenido de sulfuro de hidrógeno, compuestos de cianuros son formados en el proceso de craqueo de las moléculas a coque, llevando este gas a la salida de los gases del fraccionador. El cianuro de hidrógeno (HCN) acelera los procesos corrosivos que se puedan presentar. Estos dos equipos no se encontraban en la filosofía de corrosión, y se identificó que los mecanismos de degradación son: el agrietamiento por H₂S húmedo (ampollas, SSC, HIC y SOHIC), corrosión por bisulfuro de amonio y la corrosión por HCN.

4.1.3.3.3 Sistema de recuperación de hidrocarburos

Al sistema de recuperación de hidrocarburos se integró el condensador de tope de la columna de recuperación de hidrocarburos, 01-EA-10-01, el cual opera a temperatura a la de 170°C, la corriente se encuentra conformada por hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno y amoniaco, el mecanismo de degradación que se identificó fue el agrietamiento por H₂S húmedo.

En el tambor de tope de recuperación de hidrocarburos, 01-V-30-03 se identificaron dos nuevos mecanismos, HIC y SOHIC, debido a que la temperatura se encuentran por debajo a la que activan éstos mecanismos (182°C) y a la presencia de sulfuro de hidrógeno en conjunto con humedad (ver figura E.8).

Se anexó las bombas de circulación de recuperados, 01-P-30-04 A/W y de aguas agrias, 01-P-30-05 A/S en las cuales se identificó la corrosión por erosión, el ensuciamiento y SSC, debido a la dureza del impulsor y la temperatura.

También se integraron a la filosofía de control los filtros de circulación de recuperados, 01-S-30-02 A/S, filtros de condensado de coque, 01-S-30-01 A/S y bombas de condensado de coque, 01-P-30-02 A/S. A los dos primeros se le determinó que los mecanismos de degradación serían el ensuciamiento y la erosión,

exceptuando que en el segundo también se presentaría HTSC debido a las altas temperaturas (238°C) a la que son sometidos.

El paquete de inyección de desemulsificante, 01-PG-30-02, utilizado en este sistema también fue integrado con el ensuciamiento como el mecanismos potencial de degradación.

4.1.3.3.4 Sistema de generación de vapor

En éste sistema se integró en los tambores de vapor media presión y baja presión, 01-V-30-05 y 01-V-30-06 (figura E.10) respectivamente la corrosión por CO₂, la cual puede formarse si vapor llega a condensar en estos sistemas llevando a la formación de carbonatos que se incrustarán y por ende puede formar depósitos que lleven a puntos anódicos, susceptibles a corrosión, y un taponamiento severo de las tuberías asociadas. Un buen tratamiento de químicos y purga constantes son la clave para evitar estos mecanismos de degradación. Éste sistema genera el vapor mediante calentamiento del agua con los fluidos de HCGO y LCGO, ya explicados en la sección de fraccionamiento.

Los mecanismos potenciales de degradación de los equipos y tuberías críticas de esta unidad se muestran en la tabla D.3 (anexos D) junto con las condiciones de operación, las composiciones de los fluidos y los materiales de construcción. Estos diagramas incluyen los mecanismos originales de la filosofía con los identificados en ésta actualización.

4.1.4. Unidad 1600, unidad de recuperación de gases (GRU)

4.1.4.1 Caracterización de las corrientes en la GRU

Las características más relevantes de las corrientes en la unidad de recuperación de gases, se muestran en la tabla 4.10, determinadas como se explicó en el capítulo anterior (sección 3.1).

Tabla 4.10. Características de las corrientes de la GRU.

Corrientes	Propiedad	Unidad	Valor
Gases de alimentación	Composición	% fracción molar	H ₂ S: 10,00 H ₂ : 5,60 H ₂ O: 7,84 NH ₃ : 1635 ppm Restante HC
Nafta de coque	Contenido de S	%p	1,50
Gas agrio	Composición	% fracción molar	H ₂ S: 15,58 H ₂ : 6,75 CH ₄ : 45,33 Restante HC
Gas de coque	Composición	% fracción molar	H ₂ S: 0,27 H ₂ : 8,37 CH ₄ : 54,10 Restante HC

Tabla 4.10. Características de las corrientes de la GRU (Continuación).

Corrientes	Propiedad	Unidad	Valor
Amina pobre	H ₂ S	g/L	4,07
Amina rica	H ₂ S	g/L	33,45

Como se observa en la tabla 4.10 ésta unidad maneja un alto contenido de sulfuro de hidrógeno, por lo cual los mecanismos asociados con éste compuesto serán los que presenten el mayor grado de corrosión, en forma general como agrietamiento por H₂S húmedo. Las aguas son parte del reflejo de cómo viene las corrientes gaseosas y de identificación de los posibles mecanismos que se pueden presentar, en la tabla 4.11 se muestra los análisis realizados a las corrientes de agua agria del tambor 01-V-60-02 y 01-V-60-03 (ver figura E.11). La amina es utilizada en la última columna como se explicó en la descripción del proceso en el capítulo 2, para el endulzamiento del gas agrio. Las tuberías y bombas de amina rica estarán

sujetas a agrietamiento bajo tensión de sulfuros debido al elevado contenido de H₂S

Tabla 4.11. Características del agua agria del tambor 01-V-60-03.

Propiedad	Unidad	Valor actual de agua de 01-V-60-02	Valor actual de agua de 01-V-60-03	Valor normal
H ⁺	pH		7,49	7,5-8,5
Cloruros	(mg/L)	4,68	---	<10
Amoniaco	(mgNH ₃ -N/L)	3603,21	2071,89	<85
Sulfuros	(mg/L)	4269,59	3302,71	<50
Cianuros	(mg/L)	16,63	----	<5
Hierro total	(mg/L)	0,148	0,136	<2

El alto contenido de sulfuro y amoniaco que se muestra en la tabla 4.11 indica que los mecanismos de corrosión por H₂S en ambientes húmedos y bisulfuro de amonio se presentaran en las secciones de agua agria. Además, el alto contenido de cianuro ocasionará la corrosión por HCN y acelerará el fenómeno de la corrosión.

4.1.4.2 Mecanismo de degradación en la GRU

Los mecanismos potenciales de degradación en la unidad de recuperación de gases se clasificaron en ocho (8), y son:

1. Erosión/Corrosión por erosión (EC)
2. **Ensuciamiento y/o taponamiento**
3. Agrietamiento por H₂S húmedo:
 - 3.1 Agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC)
 - 3.2 Ampollas de hidrógeno
 - 3.3 Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)
 - 3.4. Agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por tensiones (SOHIC)
4. Corrosión por bisulfuro de amonio (NH₄HS)

5. Corrosión por cianuro de hidrógeno (HCN)
6. Corrosión por agrietamiento bajo tensiones alcalinas (ASCC)
7. Corrosión bajo aislamiento
- 8. Corrosión por agua agria**

Comparando con la filosofía de corrosión existente se identificó en la unidad 1600, dos (2) posibles mecanismos potenciales de degradación: ensuciamiento y la corrosión por agua agria. En general aparecen 8 mecanismos de degradación pero debido a que el agrietamiento por H₂S húmedo abarca 4 mecanismos, esto implica que en realidad existen 12 mecanismos de degradación.

A pesar de las dos paradas de plantas presentas en la empresa, en ésta unidad no existieron cambios de metalurgias en los equipos estudiados, que es fundamental para entender si un mecanismo de degradación ha sido mitigado.

✓ **Ensuciamiento y/o taponamiento**

Este mecanismo de degradación será visto con mayor intensidad en los tubos de los intercambiadores de calor, y líneas de tuberías donde el fluido sea amina.

✓ **Corrosión por agua agria**

Afecta primeramente a los materiales de acero al carbono. Los aceros inoxidables, aleaciones de cobre y aleaciones de base níquel son usualmente resistente. Los circuitos que presentan éste mecanismo de degradación son las botas y tuberías de salida de agua agria del tambor 01-V-60-02 y 01-V-60-03.

4.1.4.3 Análisis de los mecanismos de degradación identificados en las secciones presentes de la GRU.

4.1.4.3.1 Sección de compresión interetapa

Se identificó en el tambor interetapa, 01-V-60-02, el agrietamiento por H_2S húmedo y corrosión por HCN. Este tambor es de material de acero al carbono calmado (KCS) con 3 mm de espesor de corrosión permitida (CA) con tratamiento térmico post soldadura (PWHT). Los KCS durante la manufactura se le añade silicio o aluminio en el cucharón de los hornos. Esta desoxidación sirve para remover boquetes, espacios de aire y óxidos que pueden aparecer durante la solidificación. Esto disminuye los efectos que podrían presentarse luego, como puntos de tensiones o áreas en las cuales el hidrógeno pueda difundirse con facilidad y formar ampollas. A pesar de que el material posee estas características igual estarán presentes estos mecanismos de degradación, aunque no con tanta severidad como para un acero al carbono (CS).

El cianuro de hidrógeno (HCN) puede promover la entrada de hidrógeno dentro de los aceros ocasionando ampollas y agrietamiento del tambor, el cual opera a presiones alrededor de los 4 barg y temperaturas alrededor de los $49^{\circ}C$. El HCN también destruye la capa protectora de sulfuro de hierro normalmente presentes en los aceros, convirtiéndolos en complejos de ferrocianuros solubles. El acero expuesto se corroe rápidamente sin la capa protectora y el hidrógeno puede penetrar rápidamente. El ensuciamiento y la corrosión bajo depósitos que se pueden presentar en éste tambor se deberán principalmente a las sales de bisulfuro de amonio formadas. Se identificó en este tambor la corrosión por agua agria. La corrosión por bisulfuro de amonio también fue identificado en el condensador de tope del compresor inter etapa 01-EA-60-01 que enfría los gases de la primera etapa del compresor de gas húmedo, 01-K-60-01 desde una temperatura de $89^{\circ}C$ hasta los $49^{\circ}C$, éste mecanismo fue identificado debido a que la corriente de gases posee amoníaco y sulfuro de hidrógeno que llevan a la formación de bisulfuro de amonio sólido. Éste mecanismo lleva a problemas de ensuciamiento y corrosión bajo depósitos. Este equipo es de

KCS, por lo que proporcionará resistencia al agrietamiento por H_2S . El agua agria del tambor interetapa diluye casi todo el amoniaco presente y por tanto no son esperados problemas de bisulfuro de amonio aguas abajo de este equipo. Estos mecanismos también aplican para condensador de alimentación del absorbedor/despojador, 01-EA-60-02 y el tambor de alimentación del absorbedor/despojador, 01-V-60-03.

En esta sección se anexó a la filosofía de control, las bombas del tambor interetapa, 01-P-60-02 A/S y bomba del tambor de alimentación del absorbedor/despojador, 01-P-60-03 A/S, que manejan los hidrocarburos recuperados de los tambores del tambor inter etapa, 01-V-60-02 y del tambor de alimentación a la absorbedora/despojadora, 01-V-60-03, en los cuales se identificó la corrosión por erosión y la corrosión por agrietamiento bajo tensión de sulfuro (SSC), éste último debido al ambiente y las altas durezas de las piezas dentro de las bombas que permiten que el mismo se presente con mayor incidencia.

4.1.4.3.2 Absorbedora/despojadora

Muchos de los equipos que comprenden ésta sección son de material de acero al carbono calmado, la mayoría con tratamiento térmico post soldadura, como se muestra en la figura E.11, requerido para servicios de sulfuro de hidrógeno en ambientes húmedos, disminuyendo así la dureza de las piezas, esencial para evitar los agrietamientos. Éstos equipos presentaran alta resistencia a la corrosión por agrietamiento por H_2S húmedo, sin embargo, dicho mecanismo estará presente. Se identificó como nuevo mecanismos de degradación de los equipos que conforman esta sección la corrosión por HCN.

Se integró a la filosofía de corrosión:

- ✓ Rehervidor del despojador, 01-E-60-01. Éste equipo de acero al carbono calienta la nafta de la columna despojadora desde 122 a 140°C por el lado carcasa, y enfría LCGO de la unidad de coquificación retardada desde 205 a 193°C por el lado tubo. Se identificó agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) por el lado carcasa y el ensuciamiento en general.
- ✓ Separador de agua despojada, 01-V-10-07. Construido en acero al carbono calmado, retendrá el agua despojada, la cual se encuentra con sulfuro de hidrógeno disuelto y a temperaturas cercanas de los 97°C, por esta razón se identificó en el mismo el agrietamiento bajo tensión por sulfuros (SSC). Debido a que las cantidades de H₂S disuelta esperadas son bajas, el mismo será muy resistente a este tipo de corrosión.
- ✓ Rehervidor lateral del despojador, 01-E-60-02, calienta la nafta lateral desde 78°C a 90°C por el lado carcasa con nafta producto del despojador que se enfría 140 a 100°C.
- ✓ Enfriador de nafta, 01-EA-60-03, enfría la nafta proveniente del rehervidor lateral desde 90 a 65°C.
- ✓ Tambor de oleaje de nafta, 01-V-60-06, almacena nafta para distribuirla a la unidad de hidrot ratamiento.
- ✓ Bomba de nafta, 01-P-60-06.

Los últimos cuatro equipos son de acero al carbono y manejan nafta, la cual contiene aproximadamente 1,50 % en peso de contenido de azufre como se mostró en la tabla 4.9. Todos estos expuestos al ensuciamiento y al agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC) por ser las temperaturas idóneas para que éstos mecanismos se activen (ver tabla 4.1).

4.1.4.3.3 Absorbedor esponja

Se integra a la filosofía en esta sección:

- ✓ Bomba de aceite esponja, 01-P-60-04 A/S, que opera a 205°C. Éste equipo de acero al carbono estará expuesto a la erosión. Es valido recordar que este aceite es el mismo LCGO.
- ✓ Enfriador de aceite esponja, 01-EA-60-04, opera a temperaturas desde 205 a 65 °C. Éste equipo de acero al carbono está sujeto al agrietamiento bajo tensión de sulfuros (SSC), erosión y ensuciamiento.
- ✓ Enfriador de ajuste de aceite esponja, 01-E-60-03, opera a temperaturas desde 65°C a 55°C mediante el uso de agua de enfriamiento. Este equipo también de acero al carbono estará sujeto a SSC y ensuciamiento.

4.1.4.3.4 Absorbedor con aminas

El enfriador de gas agrio, 01-E-60-04 de material de acero al carbono calmado disminuye la temperatura de los gases ácidos saliente del absorbedor (ver figura E.12) desde 53 a 44°C mediante agua de enfriamiento. Los gases contienen alrededor de 16% molar de sulfuro de hidrógeno, como se mostró en la tabla 4.9 (gas agrio). Éste equipo estará sujeto a las ampollas, HIC y SOHIC además de los mecanismos de degradación ya identificados en la filosofía existente.

Se integró a la filosofía el filtro de amina pobre, 01-S-60-01, en el cual se identificó ensuciamiento por sales estables presentes en la amina y compuestos resultados de las degradaciones de las aminas.

También se integraron los siguientes equipos:

- ✓ Tambor de polisulfuro de amonio, 01-V-6009 y bombas de polisulfuro de amonio, 01-P-6008 A/S sujetas a ensuciamiento por degradación de este compuesto químico.
- ✓ Enfriador de agua de lavado, 01-E-6005 tambor de oleaje de agua de lavado, 01-V-6008 y bomba de agua de lavado, 01-P-60-07 A/S. El enfriador maneja agua desmineralizada, por lo que no son esperados problemas de corrosión en éste equipo. El tambor y la bomba manejan una mezcla de agua desmineraliza con agua agria despojada. Aquí se identificó como posible mecanismo de degradación el SSC debido al contenido de sulfuro de hidrógeno del agua agria. Sin embargo, es poco probable que ocurra. En la bomba se identificó la erosión, característico de las bombas en servicios con sulfuro de hidrógeno.

La filosofía de control mencionaba la corrosión por agrietamiento bajo tensión alcalina, éste tipo de mecanismo se presenta en ambientes donde existe hidróxido de sodio, amina y soluciones de carbonato. Es decir, que podría presentarse en la sección del absorbedor con aminas. Sin embargo, éste mecanismo sólo se presentará cuando los equipos sean abiertos, es decir, en paradas ya que según las normas NACE para que este mecanismo ocurra en las aminas debe encontrarse en temperaturas alrededor de 23,9 °C y la temperaturas de operación en estas secciones son superiores a estas (60°C).

Los mecanismos potenciales de degradación de estos equipos y tuberías críticas de ésta unidad son mostrados en la tabla D.4 (anexos D) junto con las condiciones de operación, las composiciones de los fluidos y los materiales de construcción en forma práctica.

En todas las tablas de los anexos D se muestran los mecanismos de degradación de la filosofía de diseño, incluyendo los identificados en éste capítulo.

4.2 VERIFICACIÓN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD EN QUE NIVEL SE ENCUENTRAN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE CADA UNIDAD

4.2.1 Predictibilidad de la falla

Para cada equipo estático de las unidades estudiadas se estimaron tres tipos de predictibilidades potenciales de ocurrencia de una falla, que son: predictibilidad de corrosión externa, predictibilidad de corrosión interna y predictibilidad por fallas mecánicas.

Todos los parámetros empleados para la evaluación de estas potencialidades se encuentran expresados en la tabla 3.1, del capítulo anterior. Los resultados de las predictibilidades de cada de las unidades se muestran en las tablas 4.12 hasta la 4.15.

Tabla 4.12. Predictibilidad de la falla en CDU.

Equipo	01-E-10-01 A/D	01-E-10-02 A/B	01-E-10-03 A/F	01-E-10-04 A/B	01-V-10-01 A/C	01-V-10-02 A/C	01-C-10-03	01-EA-10-11 A/B/C	01-E-10-05 A/S	01-E-10-06 A/B	01-E-10-07 A/J	01-E-10-08 A/D	01-F-10-01 A/B	01-C-10-01	01-EA-10-01 A/C	01-V-10-04	01-EA-10-07 A/B	01-EA-10-08	01-EA-10-10	01-EA-10-03 A/H	01-EA-10-02 A/B	01-EA-10-04 A/B
Pred	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Niv	R	R	R	R	R	R	D	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R

Donde:

Pred: Predictibilidad

Niv: Nivel de predictibilidad

D: Deficiente

R: Regular

Tabla 4.13. Predictibilidad de falla en VDU.

Equipo	01-F-20-02 A/B	01-C-10-02	01-PG-20-01	01-V-20-01	01-V-20-03	01-V-20-02	01-EA-20-01 A/D	01-EA-20-02	01-V-20-05	01-V-20-06	01-V-20-04
Pred	0,5	0,7	0,7	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,7	0,7
Niv	D	R	R	B	R	R	R	R	B	R	R

Donde:

B: Bueno

Tabla 4.14. Predictibilidad de falla en DCU.

Equipo	01-P-30-01 A/S	01-F-30/40/50-01	01-V-30/40/50-01/51	01-T-30-01	01-C-30-01	01-S-30-03A/S	01-C-30-03	01-C-30-02	01-EA-30-03	01-V-30-04	01-V-30-12	01-V-30-13	01-EA-30-05	01-EA-30-06	01-V-30-06	01-V-30-05	01-V-30-07
Pred	0,5	0,7	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9
Niv	D	R	D	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	B	B	B

Tabla 4.14. Predictibilidad de falla en DCU (continuación).

Equipo	01-E-30-03	01-E-30-04	01-E-30-05	01-E-30-06	01-E-30-07	01-E-30-08	01-C-30-04	01-EA-30-01	01-V-30-03	01-E-30-01	01-S-30-02	01-EA-30-02	01-V-30-02	01-S-30-01 A/S	01-PG-30-02	Herramienta de cortado de coque	01-E-30-02
Pred	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	0,5	0,7
Niv	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	MB	D	R

Donde:

MB: Muy bueno

Tabla 4.15. Predictibilidad de falla en GRU.

Equipo	01-K-60-01	01-EA-60-01	01-V-60-02	01-EA-60-02	01-V-60-03	01-C-60-01	01-C-60-02	01-E-60-01	01-E-60-02	01-EA-60-03	01-V-60-06	01-V-60-07	01-EA-60-04	01-E-60-03	01-C-60-03	01-E-60-04	01-C-60-04	01-V-60-05	01-S-60-01 A/S
Pred	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,7	0,7
Niv	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	D	R	R

La predictibilidad de falla estuvo mayormente influenciada por la categoría de corrosión interna, en especial por la falta de investigación hechas por especialistas en la materia, por la dificultad de predecir exactamente donde están ocurriendo los

mecanismos de degradación y de detección de los mismos, por la poca data histórica disponible y por la falta de monitoreo en algunos de los equipos. La potencialidad de corrosión externa fue muy variante, principalmente al desconociendo de los estados de recubrimientos, siendo en la mayoría de los casos descartado con el fin de no alterar resultados de manera significativa. La potencialidad de fallas mecánicas que determinaron la predictibilidad fueron en su mayoría por efectos de sobre diseño de las condiciones, por posibles condensaciones que se pueden presentar en ciertos sistemas, así como el ensuciamiento que presentan muchos de los equipos.

Los valores de predictibilidad abarcaron todos los rangos en las cuatro unidades, desde 0,5 a 1. La menor predictibilidad de corrosión se presentó en la columna de preflash, 01-C-10-03, debido a que este equipo es el más reciente de la unidad y poca o casi ninguna información se dispone como para generar una data confiable de predicción y probabilidad de ocurrencia de falla. En la unidad de destilación al vacío se encontró la menor predicción en los hornos de vacío, 01-F-20-01 A/B y el enfriador de LCGO, 01-EA-20-01 A/D, en gran medida por desconocimiento de ciertas variables. En la unidad de coquificación retardada la menor predictibilidad fue mostrada por las bombas de alimentación, 01-P-30-01 A/S, en los tambores de coque, 01-V-30/40/50-01/51 y en la herramienta de cortado. En las bombas de alimentación poca o ninguna investigación y técnicas de monitoreo se tienen presentes, por lo que es muy dificultosa su predicción. Los tambores de coque y la herramienta de cortado se encuentran sujetos a significativos cambios de condiciones de operación, así como a alta exposición a ambientes corrosivos, sin embargo, no se tiene un sistema fiable de control de corrosión por lo que los valores de predictibilidad fueron bajos. En la unidad recuperación de gases, se obtuvieron cuatro equipos con bajo nivel de predicción de corrosión: el compresor interetapa, 01-K-60-01, la columna absorbadora, 01-C-60-01, el tambor de alimentación a la absorbadora/despojadora, 01-V-60-03 y la columna de absorción con aminas, 01-C-

60-04. En principio por ambientes corrosivos de sulfuro de hidrógeno en presencia de humedad y en particular a la falta de monitoreo y control de corrosión en los mismos.

4.2.2 Consecuencia de la falla

Debido a la dificultad que resulta al evaluar con exactitud la magnitud de la consecuencia asociada con una falla, ésta se estimó basándose en casos hipotéticos en los que se suponía condiciones extremas en cada caso. Todos los criterios para este paso se encuentran expresados en la tabla 3.2, del capítulo anterior. Los resultados de la evaluación se muestran en las tablas 4.16 hasta la 4.19.

Tabla 4.16. Consecuencia de falla en CDU.

Equipo	01-E-10-01 A/D	01-E-10-02 A/B	01-E-10-03 A/F	01-E-10-04 A/B	01-V-10-01 A/C	01-V-10-02 A/C	01-C-10-03	01-EA-10-11 A/B/C	01-E-10-05 A/S	01-E-10-06 A/B	01-E-10-07 A/J	01-E-10-08 A/D	01-F-10-01 A/B	01-C-10-01	01-EA-10-01 A/C	01-V-10-04	01-EA-10-07 A/B	01-EA-10-08	01-EA-10-10	01-EA-10-03 A/H	01-EA-10-02 A/B	01-EA-10-04 A/B
Con	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Niv	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	A	A	A	A	M	M	M	M	M	M	M

Donde:

Con: Consecuencia

Niv: Nivel de consecuencia

M: Media

A: Alta

Tabla 4.17. Consecuencia de falla en VDU.

Equipo	01-F-20-02 A/B	01-C-10-02	01-PG-20-01	01-V-20-01	01-V-20-03	01-V-20-02	01-EA-20-01 A/D	01-EA-20-02	01-V-20-05	01-V-20-06	01-V-20-04
Con	0,6	0,6	0,9	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,9	0,9	0,7
Niv	A	A	B	M	M	A	M	M	B	B	M

Donde:

B: Baja

Tabla 4.18. Consecuencia de falla en DCU.

Equipo	01-P-30-01 A/S	01-F-30/40/50-01	01-V-30/40/50-01/51	01-T-30-01	01-C-30-01	01-S-30-03A/S	01-C-30-03	01-C-30-02	01-EA-30-03	01-V-30-04	01-V-30-12	01-V-30-13	01-EA-30-05	01-EA-30-06	01-V-30-06	01-V-30-05	01-V-30-07
Con	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9
Niv	A	A	A	M	A	M	M	M	A	A	A	A	M	M	B	B	B

Tabla 4.18. Consecuencia de falla en DCU (continuación).

Equipo	01-E-30-03	01-E-30-04	01-E-30-05	01-E-30-06	01-E-30-07	01-E-30-08	01-C-30-04	01-EA-30-01	01-V-30-03	01-E-30-01	01-S-30-02	01-EA-30-02	01-V-30-02	01-S-30-01 A/S	01-PG-30-02	Herramienta de cortado de coque	01-E-30-02
Con	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,6	0,6
Niv	M	M	M	M	M	B	M	M	M	A	M	M	M	M	B	A	A

Tabla 4.19. Consecuencia de falla en GRU.

Equipo	01-K-60-01	01-EA-60-01	01-V-60-02	01-EA-60-02	01-V-60-03	01-C-60-01	01-C-60-02	01-E-60-01	01-E-60-02	01-EA-60-03	01-V-60-06	01-V-60-07	01-EA-60-04	01-E-60-03	01-C-60-03	01-E-60-04	01-C-60-04	01-V-60-05	01-S-60-01 A/S
Con	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Niv	A	A	A	A	A	A	A	M	M	M	M	M	M	M	A	A	A	M	M

Como puede observarse en las tablas 4.15 hasta la 4.18, la consecuencia total se estimó con valores que van desde 0,9 (baja) hasta 0,6 (alta), que fueron asignadas de acuerdo a la peligrosidad y/o toxicidad del fluido (consecuencias de salud y seguridad), impacto ambiental de un derrame (consecuencia ambientales), y costos asociados al mantenimiento y pérdidas de producción derivadas de una falla (impacto económico). Esto influye notablemente en la determinación del riesgo, debido a que este depende tanto de la predictibilidad de corrosión como a la consecuencia.

En las unidades de destilación atmosférica, vacío y coquificación retardada la consecuencia resultó mayor en los equipos asociados al sistema de crudo con condiciones operacionales altas, principalmente, al impacto a la salud y seguridad, debido a que manejan fluidos tóxicos y combustibles. Otro factor de gran influencia

fue el impacto económico, ya que de llegar a fallar, no se tendría fluidos para los demás procesos responsables de la obtención de los productos principales.

En la unidad de recuperación de gases, la principal fuente de consecuencia estuvo marcada por el impacto a la salud y seguridad, ya que la mayoría de los fluidos en esta unidad contienen alto grado de sulfuro de hidrógeno, el cual es altamente tóxico para los seres humanos.

4.2.3 Factor de criticidad

De acuerdo a los valores obtenidos de predictibilidad y consecuencia, se obtuvieron los valores de criticidad en cada una de las unidades, y se muestran en las tablas 4.20 hasta la 4.23.

Tabla 4.20. Factor de criticidad de CDU.

Equipo	Factor de criticidad	Nivel
01-E-10-01 A/D	0,5	Media
01-E-10-02 A/B	0,5	Media
01-E-10-03 A/F	0,5	Media
01-E-10-04 A/B	0,5	Media
01-V-10-01 A/C	0,5	Media
01-V-10-02 A/C	0,5	Media
01-C-10-03	0,5	Media
01-EA-10-11 A/B/C	0,4	Alta
01-E-10-05 A/S	0,5	Media
01-E-10-06 A/B	0,5	Media
01-E-10-07 A/J	0,5	Media
01-E-10-08 A/D	0,5	Media
01-F-10-01 A/B	0,4	Alta
01-C-10-01	0,4	Alta
01-EA-10-01 A/C	0,4	Alta
01-V-10-04	0,4	Alta

01-EA-10-07 A/B	0,5	Media
01-EA-10-08	0,5	Media
01-EA-10-10	0,5	Media
01-EA-10-03 A/H	0,5	Media
01-EA-10-02 A/B	0,5	Media
01-EA-10-04 A/B	0,5	Media

Tabla 4.21. Factor de criticidad en VDU.

Equipo	Factor de criticidad	Nivel
01-F-20-02 A/B	0,4	Alta
01-C-10-02	0,4	Alta
01-PG-20-01	0,4	Alta
01-V-20-01	0,8	Baja
01-V-20-03	0,5	Media
01-V-20-02	0,4	Alta
01-EA-20-01 A/D	0,5	Alta
01-EA-20-02	0,5	Media

Tabla 4.21. Factor de criticidad en VDU.

Equipo	Factor de criticidad	Nivel
01-V-20-05	0,8	Baja
01-V-20-06	0,8	Baja
01-V-20-04	0,5	Media
01-E-20-04 A/B	0,5	Media
01-E-20-05	0,5	Media

Tabla 4.22. Factor de criticidad en DCU.

Equipos	Factor de criticidad	Nivel
01-P-30-01 A/S	0,3	Alta
01-F-30/40/50-01	0,4	Alta
01-V-30/40/50-01/51	0,3	Alta
01-T-30-01	0,5	Media
01-C-30-01	0,4	Alta
01-S-30-03A/S	0,5	Alta
01-C-30-03	0,5	Media

01-C-30-02	0,5	Media
01-EA-30-03	0,4	Alta
01-V-30-04	0,4	Alta
01-V-30-12	0,4	Alta
01-V-30-13	0,4	Alta
01-EA-30-05	0,5	Media
01-EA-30-06	0,5	Media
01-V-30-06	0,8	Baja
01-V-30-05	0,8	Baja
01-V-30-07	0,8	Baja
01-E-30-03	0,5	Media
01-E-30-04	0,5	Media
01-E-30-05	0,5	Media
01-E-30-06	0,5	Media
01-E-30-07	0,5	Media
01-E-30-08	0,6	Baja

Tabla 4.22. Factor de criticidad en DCU (continuación).

Equipos	Factor de criticidad	Nivel
01-C-30-04	0,5	Media
01-EA-30-01	0,5	Media
01-V-30-03	0,5	Media
01-E-30-01	0,4	Alta
01-S-30-02	0,5	Media
01-EA-30-02	0,5	Media
01-V-30-02	0,5	Media
01-S-30-01 A/S	0,5	Media
01-PG-30-02	0,9	Baja
Herramienta de cortado de los tambores de coque	0,3	Alta
01-E-30-02	0,4	Alta

Tabla 4.23. Factor de criticidad en GRU.

Equipos	Consecuencia	Nivel
01-K-60-01	0,4	Alta
01-EA-60-01	0,4	Alta
01-V-60-02	0,4	Alta
01-EA-60-02	0,4	Alta
01-V-60-03	0,4	Alta
01-C-60-01	0,4	Alta
01-C-60-02	0,4	Media
01-E-60-01	0,5	Media
01-E-60-02	0,5	Media
01-EA-60-03	0,5	Media
01-V-60-06	0,5	Media
01-V-60-07	0,5	Media
01-EA-60-04	0,5	Media
01-E-60-03	0,5	Media
01-C-60-03	0,5	Media
01-E-60-04	0,4	Alta

Tabla 4.23. Factor de criticidad en GRU (continuación).

Equipos	Consecuencia	Nivel
01-V-60-04	0,4	Alta
01-C-60-04	0,3	Alta
01-V-60-05	0,5	Media
01-S-60-01 A/S	0,5	Media

Para verificar los equipos críticos de cada una de las unidades, que es el objetivo de ésta sección se procedió a comparar los equipos críticos (aquellos con factores de criticidad igual a 0,3 o 0,4) determinados mediante el análisis de criticidad realizado en este estudio con los equipos críticos de la filosofía de corrosión antigua y se muestran en la tabla 4.24 y 4.25.

Tabla 4.24. Equipos críticos según la filosofía de corrosión existente [7].

CDU	VDU	DCU	GRU
Hornos 01-F-10-01 A/B	Pote de sello 01-V-20-03	Hornos de coque 01-F-30/40/50-01	Torre absorbadora 01-C-60-01
Columna de destilación 01-C-10-01 y tuberías asociadas	Hornos de vacío 01-F-20-01	Tambores de coque 01-V-30/40/50-01/51	Condensador inter etapa 01-EA-60-01
Condensador de tope 01-EA-10-01 A/H y tuberías asociadas	Paquete de eyectores 01-PG-20-01	Tambor de acumulación de condensado de coque 01-V-30-02	Tambor de condensador inter etapa 01-V-60-02
Tambor de tope de columna de crudo 01-V-10-04 y tuberías	Acumulador de condesado de vacío 01-V-20-02	Condensador de tope del fraccionador 01-EA-30-03	Condensador de absorbedor/despojador 01-EA-60-02
Puntos de inyección	Columna de vacío 01-C-20-01 y tubería de salida del residuo	Tambor de tope del fraccionador 01-V-30-04	Enfriador de gas agrio 01-E-60-04
		Fraccionador 01-C-30-01	Tambor de absorbedor/despojador 01-V-60-03
			Absorbador con aminas 01-C-60-04

Tabla 4.25. Equipos críticos del análisis de criticidad.

CDU	VDU	DCU	GRU
Hornos 01-F-10-01 A/B	Hornos de vacío 01-F-20-01 A/B	Bomba de alimentación 01-P-30-01 A/S	Compresor de gas húmedo 01-K-60-01
Columna de destilación 01-C-10-01	Paquete de eyectores 01-PG-20-01	Hornos de coque 01-F-30/40/50-01	Condensador interetapa 01-EA-60-01
Condensador de tope 01-EA-10-01 A/H	Acumulador de condesado de vacío 01-V-20-02	Tambores de coque 01-V-30/40/50-01/51	Tambor de condensador inter etapa 01-V-60-02
Tambor de tope de columna de crudo 01-V-10-04 asociadas	Columna de vacío 01-C-20-01	Fraccionador 01-C-30-01	Condensador de alimentación al absorbedor/despojador 01-EA-60-02
Condensador de tope de preflash 01-EA-10-11 A/C		Condensador de tope del fraccionador 01-EA-30-03	Tambor de alimentación al absorbedor/despojador 01-V-60-03
		Tambor de tope del	Torre absorbadora

		fraccionador 01-V-30-04	01-C-60-01
		Tambor de alimentación al compresor 01-V-30-12	Enfriador de gas agrio 01-E-60-04
		Pote de goteo 01-V-30-13	Tambor de amortiguación de gas agrio 01-V-60-04
		Calentador de la torre de recuperación de hidrocarburos 01-E-30-01	Absorbedor con aminas 01-C-60-04
		Intercambiador de alimentación/HCGO PA 01-E-30-02	
		Herramienta de cortado de los tambores de coque	

Comparando los equipos críticos que se muestran en las tablas 4.24 y 4.25, en la unidad de destilación atmosférica se encontró que los equipos críticos fueron los mismos a los de la filosofía existente, sin incluir los puntos de inyección ya que los mismos no fueron analizados, todos ellos presentando un nivel de riesgo con una ponderación de 0,4 (tabla 4.20). Sin embargo, por ser los resultados idénticos se deduce que no es necesario realizar un análisis en los puntos de inyección. Además, el análisis arrojó como nuevo equipo crítico el condensador de tope la columna preflash.

En la unidad de destilación al vacío los resultados no fueron totalmente acordes, debido a que el pote de sello, 01-V-20-03, no resultó ser un equipo crítico como la filosofía lo establecía. Sin embargo, este pote debe ser considerado como crítico debido a que el recibe los gases de la última etapa de los eyectores, y de fallar el mismo no se podría mantener las condiciones de vacío de la columna por lo cual no

se lograría la separación requerida en la columna. Todos los equipos críticos de ésta unidad resultaron con un valor de 0,4 (tabla 4.21).

En la unidad de coquificación retardada se corroboraron los equipos críticos establecidos obteniéndose entre ellos los tambores con el mayor factor de criticidad de 0,3 a excepción del tambor de condensado de coque, 01-V-30-02, el cual según el análisis obtuvo una criticidad media de 0,5 (tabla 4.22). El tambor de condensado de coque maneja la corriente de condensado de los tambores de coque mientras estos se encuentran en proceso de descoquificación. A pesar de ser importantes, no resultó como un equipo altamente crítico por lo cual debería ser descartado como tal.

Además de los equipos mencionados se obtuvieron otros equipos críticos en la unidad de coquificación retardada que se incluyen en la nueva filosofía, ya que los valores actuales están basados en el histórico de fallas de equipos y condiciones actualizadas. Los nuevos equipos críticos son: bomba de alimentación a los hornos, 01-P-30-01 A/B/S con una factor de 0,3. La bomba por ser un equipo rotativo no se encontraba estipulado en el análisis pautado inicialmente pero se incluyó debido a recomendaciones la superintendencia de operaciones; el calentador de la torre de recuperados, 01-E-30-01 y el intercambiador de HVGO PA, 01-E-30-02.

Otros de los equipos que resultaron críticos fueron el tambor de alimentación al compresor, 01-V-30-12 y el pote de goteo, 01-V-30-13, éstos equipos fueron instalados en la parada del año 2004, por lo cual no aparece en los equipos críticos de la filosofía de diseño con valores de 0,4 (tabla 4.22).

Como un análisis especial se estudiaron las herramientas de cortado de los tambores de coque debido a las múltiples fallas a que éstas han presentando y a las que se encuentran expuestas, a pesar de que pueden ser considerados como parte de los tambores. La herramienta de cortado resultó crítica con un valor de 0,3, es decir,

el máximo valor de criticidad de acuerdo al análisis realizado, esto se debe a los ambientes a que son expuestos, a las tensiones mecánicas, y a la alta consecuencia de que todas fallen, en caso hipotético.

En la unidad de recuperación de gases se verificaron todos los equipos considerados como críticos obteniéndose un mayor grado de riesgo de 0,4 (tabla 4.23), a excepción de la columna de absorción con aminas, que obtuvo un valor de 0,3.

El análisis arrojó dos nuevos equipos críticos debido al ambiente de sulfuro de hidrógeno húmedo, encontrándose con factores de criticidad de 0,4, el tambor amortiguador de gas agrio, 01-V-60-04 y el compresor inter etapa, 01-K-60-01. Por ser el compresor un equipo rotativo en principio no se encontraba estipulado en el análisis, pero por sugerencia de la superintendencia de operaciones se incluyó en el mismo. El compresor inter etapa se podría considerar altamente crítico desde el punto de vista de corrosión y operacional, ya que las consecuencias de falla del mismo son elevadas.

Con los resultados obtenidos se realizaron gráficas con los promedios de criticidad (figura 4.4), con los equipos críticos en función del total de equipos por unidad y de los equipos críticos en función del total de equipo críticos de todas las unidades; con el fin de observar el porcentaje de incidencia en cuanto a criticidad de cada uno de ellos. Los porcentajes de criticidad son mostrados en la tabla 4.25.

Tabla 4.26. Promedios de factores de criticidad.

Unidades	Promedios	Porcentaje (%)
CDU	0,48	24,24

VDU	0,54	27,78
DCU	0,50	25,25
GRU	0,45	22,73
Total	1,98	100

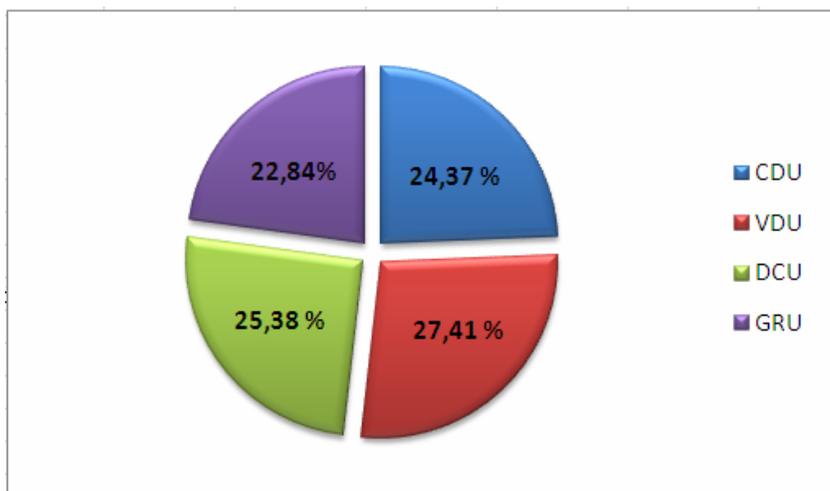


Figura 4.4 Gráfico de criticidad de las unidades.

Los menores valores de porcentajes representan las unidades más críticas, teniendo en cuenta lo fundamentado en el capítulo 3, que mientras menor sea el factor de criticidad más crítica es la unidad. La unidad más críticas esta encabezada por recuperacion de gases, seguida destilación atmosférica, luego coquificacion retardada y finalmente por destilacion al vacio. Los valores mostrado en la tabla 4.25, se deben al resultado de la predictibilidad y la consecuencia, y a los mecanismos de degradacion presentando, que influyen en los resultados, debido a que no todos tienen una ponderacion igual en el analisis. También se debe tener en cuenta, que no todos las unidades tienen el mismo número de equipo, y por ende, los resultados de los demás equipos afectan el resultado promedio de criticidad de las unidades en general.

Se debe destacar, que los factores de criticidad fueron a grosso modo para equipos idénticos, es decir, que para varios equipos como el caso de los hornos de

coquificación, 01-F-30/40/50-01, el estudio se realizó como un solo equipo, lo cual deja de representar que los tres equipos aportan un factor de criticidad. Esto en cierto modo no es cierto debido a que el factor de criticidad debería ser 3 veces el valor aportado por el estudio.

Teniendo en cuenta lo fundamentado en los párrafos anteriores, se procedió a comparar los equipos críticos resultantes de las unidades como se muestra en la tabla 4.22 en función del total de equipos estudiados por unidad y por el número de equipos críticos aportados en total por todas las unidades y reflejado gráficamente en las figuras 4.5 y 4.6.

Tabla 4.27. Porcentaje de los equipos críticos sobre el total de equipos estudiados por unidades y el total de equipos críticos resultantes de las unidades.

Unidades	Equipos críticos (EC)	Total de equipos estudiados (TE)	EC/total de equipos estudiados por cada unidad (%)	EC/Total EC de las unidades (%)	Criticidad total de todas las unidades (Total de EC/Total de equipos estudiados) (%)
CDU	5	22	22,73	16,67	32,58
VDU	4	13	30,77	13,33	
DCU	11	34	32,25	36,67	
GRU	9	20	45,00	33,33	
Total de equipos	29	88	----	100,00	

criticos de todas las unidades (TEC)					
---	--	--	--	--	--

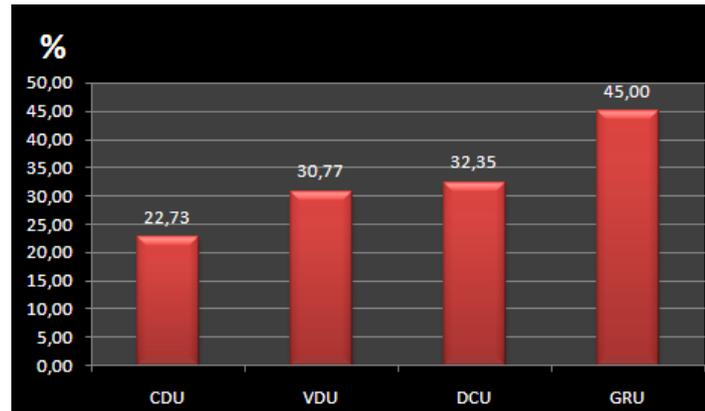


Figura 4.5 Porcentaje de equipos críticos en función del total de equipos analizados en cada unidad.

Desde el punto de vista de criticidad por equipos en cada unidad, se pudo evidenciar que la unidad con mayor equipos criticos resultó ser la de recuperacion de gases, ya que de 20 equipos analizados, resultaron como criticos 9, lo cual representa, que el 45% son equipos que se deben mantener en constante monitoreo para verificar su buen funcionamiento, enfocando esfuerzos en mitigar en mayor grado los problemas de corrosión presentes. Luego le sigue la unidad de coquificación retardada, y finalmente las unidades de destilacion al vacío y atmosférica respectivamente.

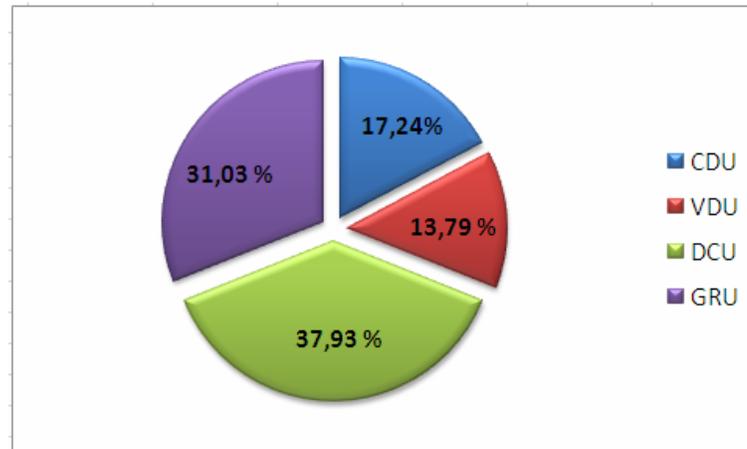


Figura 4.6 Porcentaje de equipos críticos de cada unidad en función del total de equipos críticos aportados por todas las unidades.

Desde el punto de vista de equipos críticos en función del total de equipos críticos, la unidad de coquificación retardada prevaleció como la unidad que aporta mayor cantidad de equipos críticos en todas las unidades (figura 4.6), seguida de la unidad de recuperación de gases y de las unidades de destilación atmosférica y vacío.

Cabe destacar que estas unidades comprenden el área 1 de la empresa, obteniéndose de la misma, que el 32,58% de los equipos estudiados aportan la mayor criticidad del área.

La mayoría de los equipos rotativos no son considerados críticos ya que desde el punto de vista de fallas, para la mayoría de los casos, éstos son de fácil reparación y/o remplazo, además de contar todas con otro equipo auxiliar, lo cual disminuye el nivel de riesgo. Si el análisis incluyera los equipos rotativos, muy probablemente los porcentajes de equipos críticos en función del total de equipos estudiados y el total de equipos críticos resultantes sería mucho menor. Es ésta la razón por la cual los valores son apreciablemente altos.

Estos valores no pueden ser comparados con los resultantes del factor de criticidad debido a que estos factores representan la mayor potencialidad cuando tienden al menor valor, siendo ésto contrario para la última comparación realizada desde el punto de vista de equipos, donde el mayor porcentaje representa el mayor aporte de equipos criticos. Todos los equipos criticos son resaltados en negrilla en las tablas de los anexos D.

4.3 REVISIÓN DE LAS CONSIDERACIONES DE INSPECCIÓN EN LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, ROTATIVOS Y TUBERÍAS CRÍTICAS QUE CONFORMAN LAS UNIDADES

Luego de revisar cada una de las consideraciones de inspección mostradas por la filosofía de control de corrosión existente, se compararon con consideraciones prácticas de inspección determinadas por las normas API 580 “inspección basada en riesgo”, API 510 “código de inspección de tambores a presión” y API 570 “código de inspección de tuberías”, y consideraciones prácticas de la superintendencia de inspección de la empresa.

Según la superintendencia de inspección, se anexa que dependiendo del tipo de corrosión se aplicará el nivel de inspección, en notas generales que si se forman grietas se debe aplicar tintes penetrantes, si la corrosión es generalizada se debe aplicar prueba por ultrasonidos. Se incluye una nueva referencia de inspección, de acuerdo la experiencia e historial obtenido del mejorador y otras industrias, el gamma scannig, el cual es un tipo de inspección utilizado para observar el desempeño de las columnas y ver si existen irregularidades dentro de la columna como platos caídos o inundación, con el fin último de tomar decisiones acertadas en ajustes de condiciones operacionales y procura de piezas para una próxima parada.

Las consideraciones de inspección resultantes se muestran en la tabla 4.28, clasificándose cada una de éstas en orden de menores esfuerzos de inspección ha mayores con la denominación de letras.

Tabla 4.28. Nivel de inspección.

Nivel	Descripción
A	Medición de los espesores en el proceso es suficiente para que los equipos limpios no requieran limpieza superficial, ni incluso requieran ser abiertos durante las paradas.
B	Medición de espesores + inspección visual para condición general. Esto es suficiente para la mayoría de los equipos.
C	Medición de espesores + inspección visual para condición general + Evaluación de Ampollas (tamaño, localización, área, densidad, facilidades para reparación) + Fluorescencia de partículas magnéticas, WFMP (o en ingles Wet Fluorescence Magnetic Particle). Si grietas son encontradas ir a plan D. Si ampolla son encontradas ir al plan E.
D	Si se encuentran grietas o fisuras, proceder con la reparación de acuerdo a NACE Standard RP0296: Desgacificación, remoción por rutina o rutina de calibración por aireación, usar apropiadamente el procedimiento de soldadura (con precalentamiento), PWHT (o en ingles Post Weld Heat Treatent) tratamiento térmico post soldadura, o usar el control de dureza para un buen procedimiento de soldadura según NACE 0472. Si la dureza esta por debajo de 200 HB, PWHT no es requerido.
E	Si ampollas son encontradas, proceder con medición de tamaño y densidad de las ampollas, cuantas, donde, área cubierta. Someter el tambor a la evaluación FFS (Fitness for Service), Servicio para buen estado, para decidir si las ampollas encontradas, se perforaran con venteo de gas, se cortan el área afectada y soldar un inserto, o renueva completamente el tambor.

Tabla 4.28. Nivel de inspección (continuación).

Nivel	Descripción
F	Medición de espesores durante parada + inspección visual para condiciones generales + Inspección UT (Ultra sonido) para la detección de grietas o ampollas. Si grietas son encontradas ir al plan D. Si solo se encuentran ampollas ir al plan E.
G	En caso de revestimiento, inspección visual para condición general +

	chequeo con tintes para detección de grietas.
H	Gamma Scanning. Se utiliza para observar los líquidos de proceso (líquidos, espuma y vapor) en tiempo real y determinar la condición de componentes dentro de las torres. La exploración gamma es eficaz tanto en lechos como en platos. La exploración de la torre se clasifica como herramienta primaria de la investigación en los diagnósticos y la localización de averías de la torre debido a la calidad y a la cantidad de información obtenidas. Esta clasificación es realizada por el coste barato de una exploración gamma comparada a la producción perdida.

Los niveles de inspección E y F aplican sólo a las unidades coquificación retardada y recuperación de gases, ésto debido a que las condiciones de H₂S en ambiente húmedo puede promover el desarrollo de ampollas en dichas unidades, resultando para éstas unidades en una mayor cantidad en cuanto a los criterios de inspección en comparación con las unidades destilación. La unidad recuperadora de gases es más susceptible a las ampollas, es por esa razón que los equipos de esta poseen tratamiento térmico para mitigar la difusión del hidrógeno dentro de las aleaciones.

A cada uno de los equipos estudiados de todas las unidades se le asignó un criterio de consideración de inspección basándonos en los mecanismos de corrosión que pueden presentarse, ya que los mismos determinan que tipo de inspección es la adecuada. Por ejemplo, para el tambor de compresión de gas de coque, 01-V-30-12 que opera a temperatura de 50 °C y con altas condiciones de H₂S, se identificó que los mecanismos de corrosión serian la agrietamiento por H₂S húmedo (ampollas, HIC, SOHIC, SSC) y la corrosión por HCN, lo que indica que podría presentarse ampollas de hidrógenos o grietas debido a la tensión de sulfuros, por lo que se le asignó un nivel de consideración de inspección C. Sin embargo, ésto es como una guía de referencia y no como un todo absoluto, debido a que constantemente van creándose nuevas técnicas de inspección con mejores y más fáciles formulaciones para su aplicación. Ésto no indica que necesariamente debe regirse por esa consideración.

Debe seguirse los criterios de juicio del inspector, supervisor e ingeniero en tuberías o un especialista en corrosión, basado en condiciones operacionales, historial de inspecciones previas, resultados de la inspección actual, y las condiciones que puedan garantizar inspecciones suplementarias.

Debido a que la mayoría de los equipos de las unidades son estáticos, las consideraciones de inspección deben ser realizadas durante las paradas de plantas, el cual es el momento adecuado para realizar las respectivas inspecciones internas y externas.

Además de las consideraciones de inspección establecidas previamente, se destacan algunas técnicas especiales que deben realizarse en algunos equipos, tales como, termografía en los hornos que se incluyen en las tablas de los anexos D. Para el caso de las tuberías, las cuales comprenden la mayoría de todas las unidades se utiliza actualmente el programa ULTRAPIPE.

El uso del programa ULTRAPIPE el cual estima el tiempo en que debe realizarse la inspección. El programa ya se le ha suministrado las características de los materiales, así como los espesores de diseño y solo requiere de los espesores de las tuberías actuales para determinar mediante ecuaciones avanzadas el tiempo para próxima inspección. El programa a su vez, también determina la velocidad de corrosión estimando el comportamiento desde el último espesor medido con el actual, y desde la primera medición hasta la actual. Sin embargo, para el control de velocidad de corrosión es preferible utilizar otros métodos, que se presentan en el último objetivo.

De manera alternativa se elaboraron dos medios adicionales de determinación de tiempo de inspección, de acuerdo a herramientas que minimicen los esfuerzos y

predigan de manera efectiva cuando las mismas deben volver a ser inspeccionadas y/o remplazadas. Los métodos determinados fueron:

El primero es el principio empleado en los sistemas de inspección de lazos para la confiabilidad de operacional (SILCO), utilizado en las mayorías de las empresas petroleras venezolanas. La utilización de SILCO es una filosofía de trabajo que integra las metodologías de lazos de corrosión e inspección basada en riesgo (IBR) con el sistema de inspección en marcha para diseñar y llevar a cabo planes selectivos óptimos 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 seleccionados, denominados puntos de control. También realiza un seguimiento al comportamiento de las variables operacionales específicas que afectan a la degradación por corrosión de los equipos y tuberías contenidos en un lazo, mediante monitoreo continuo. SILCO consta de dos partes. La primera parte consiste en el diseño de los planes selectivos de inspección, que comprende el análisis de lazos de corrosión, seccionando la planta en lazos o circuitos. Luego evalúa el riesgo mediante un análisis de criticidad y se define el plan de inspección. La segunda parte se encarga de la aplicación de los planes de inspección. Luego los datos obtenidos se registran y almacenan en un sistema computarizado denominado SILCO (desarrollado por INTEVEP-CRP) el cual transforma los resultados de las inspecciones 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, entre otras funciones.

El principio de este programa es la utilización del factor de criticidad. El factor de criticidad permite el cálculo de la frecuencia de inspección y además constituye un indicador de tiempos de servicios (vida útil) de los equipos y líneas, mediante el valor del espesor de integridad, velocidad de corrosión y espesor de retiro (ver ecuaciones desde la 2.41 hasta 2.44), es decir, que a las líneas de procesos y

equipos estáticos con valores de criticidad bajos (factor de criticidad igual a 0,4 o 0,3), les corresponde una frecuencia de medición mayor, para de esta manera tener bajo control la operación sin que, en ningún momento, se vea comprometida la confiabilidad operacional, consecuencia de un seguimiento continuo y análisis de cada uno de los factores que contribuyen con su carácter crítico.

Y el segundo plan consiste en utilizar las correlaciones dadas por las normas API 510 “código de inspección en tuberías. Los resultados de las consideraciones de inspección son mostradas en las tablas desde la D.1 hasta la D.4 de los anexos D. Vale destacar que para la mayoría de los equipos las consideraciones de inspección en marcha y durante paradas fueron la A, B y C.

4.4 ACTUALIZACIÓN DE LOS TIPOS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN, CORROSIÓN Y CONDICIONES DE OPERACIÓN EN LOS DIAGRAMAS DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (MOC)

Una vez verificados, identificados y/o eliminados los mecanismos potenciales de degradación, anexado o eliminados equipos y tuberías, identificados cambios de metalurgias, modificados condiciones de operación y composiciones de los fluidos se realizaron los diagramas de materiales de construcción con cada una de las características nombradas, incluyendo ubicación de las sondas o probetas de corrosión. Éstos diagramas cuentan con una leyenda de los mecanismos de degradación presente en cada unidad, los cuales hacen el fácil reconocimiento. Los diagramas son mostrados en los anexos E.

4.5 REALIZACIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN LAS UNIDADES

4.5.1 Unidad de destilación atmosférica y al vacío

4.5.1.1 Desaladores

La unidad de destilación de crudo 1100 tiene dos estaciones de desaladores, los cuales reducirán por diseño el contenido de sal de la alimentación de aproximadamente 70 PTB a 1,5 PTB, es decir, que los desaladores trabajaran con una eficiencia en diseño de aproximadamente 98%. Una operación confiable del desalador es crucial para el control de corrosión en los equipos y tuberías aguas abajo de los mismos, para evitar la formación de ácido clorhídrico (HCl), debido a la hidrólisis de las sales de cloruro de magnesio ($MgCl_2$) y cloruro de calcio ($CaCl_2$) a temperaturas aproximadas de $149^{\circ}C$ y de cloruro de sodio (NaCl) a temperaturas próximas de $426^{\circ}C$, sobre todo en los sistemas de tope de las columnas. Además de remover las sales, también se remueve sólidos, cera, barro, arena, oxido de hierro, entre otras, las cuales se presentan en el crudo y pueden actuar como catalizadores en la formación de coque en las tuberías de los hornos [8]. Remover éstos contaminantes, ayuda a disminuir el ensuciamiento y taponamiento en los intercambiadores de precalentamiento del crudo desalado.

A las temperaturas de los hornos (aproximadamente a los $371^{\circ}C$), la hidrólisis del cloruro de magnesio tiene un porcentaje de conversión alrededor del 95 %, para el cloruro de calcio alrededor de un 15% de conversión y el cloruro de sodio poca o ninguna reacción ha comenzando. La figura 4.7 muestra el porcentaje de conversión.

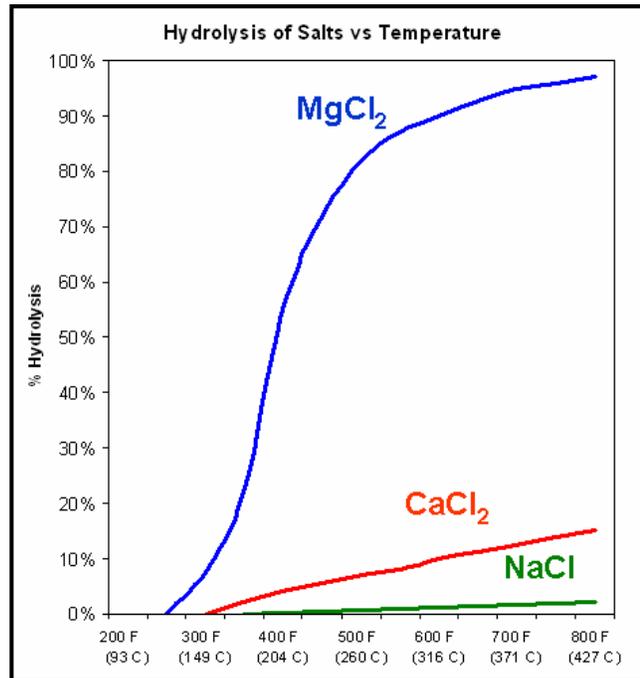


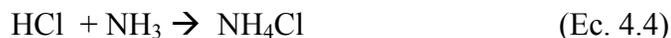
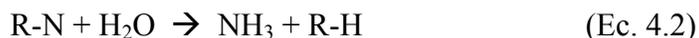
Figura 4.7. Hidrólisis de las sales en función de la temperatura [22].

El ácido clorhídrico no es corrosivo en el crudo mientras se encuentre en la fase de vapor, pero al disolverse en el agua condensada comienza a ser altamente corrosivo. El mayor impacto del ácido clorhídrico está reflejado en los sistemas de topos de la columna atmosférica y columna preflash, ya que si las temperaturas disminuyen hasta el punto de rocío del agua a la presión de operación, el HCl se disolverá en las gotas de agua condensada, iniciando de esta manera su ataque.

El funcionamiento de los desaladores de la unidad 1100 consta de la inyección de agua, para disolver las sales minerales e impurezas presentes en el fluido. La mezcla (crudo-agua) se somete a una turbulencia para que el mezclado sea lo más uniforme y eficiente posible. Antes de entrar a los desaladores se inyecta desemulsificantes a la mezcla, para favorecer la separación del agua y el crudo y la electricidad, acelera la separación del agua y el crudo, creando campos magnéticos positivo y negativo, que induce la unión de pequeñas gotas de agua que se irán

atrayendo, para formar gotas cada vez más grandes que terminan separándose del crudo por diferencia de densidades. La tasa de agua debe ser de 3-10% del volumen de carga total. Menos de 3% no causará un efecto significativo para la tasa de coalescencia.

Sabiendo que el crudo contiene compuestos sulfurosos, que el 50% de las aminas del agua de lavado es transferido durante el proceso de desalación; que 80% del sulfuro de hidrógeno del agua es absorbido por el crudo, y que parte del amoníaco del crudo es transferido al agua, un mal proceso de desalación será la principal fuente de corrosión aguas abajo, ya que si las sales y el agua no son removidas con eficiencia, ocasionará a la hidrólisis y deposición de sales como se muestra a continuación:



Es importante utilizar agua de lavado en los sistemas de tope de las columnas con el fin de disolver las sales formadas y diluir el ácido clorhídrico formado, evitando así el taponamiento y ensuciamiento de los condensadores de tope y mitigar los fenómenos de corrosión. Si el agua es devuelta a la torre como reflujo, permitirá la condensación del agua en las secciones de tope conllevando a problemas serios de corrosión. Se debe mantener la temperatura de tope de los sistemas de las columnas a una temperatura mayor que el punto de rocío del agua. En la figura 4.8 se muestra las temperaturas de deposición de la sal de cloruro de amonio (NH_4Cl), donde comienzan a formar sólidos.

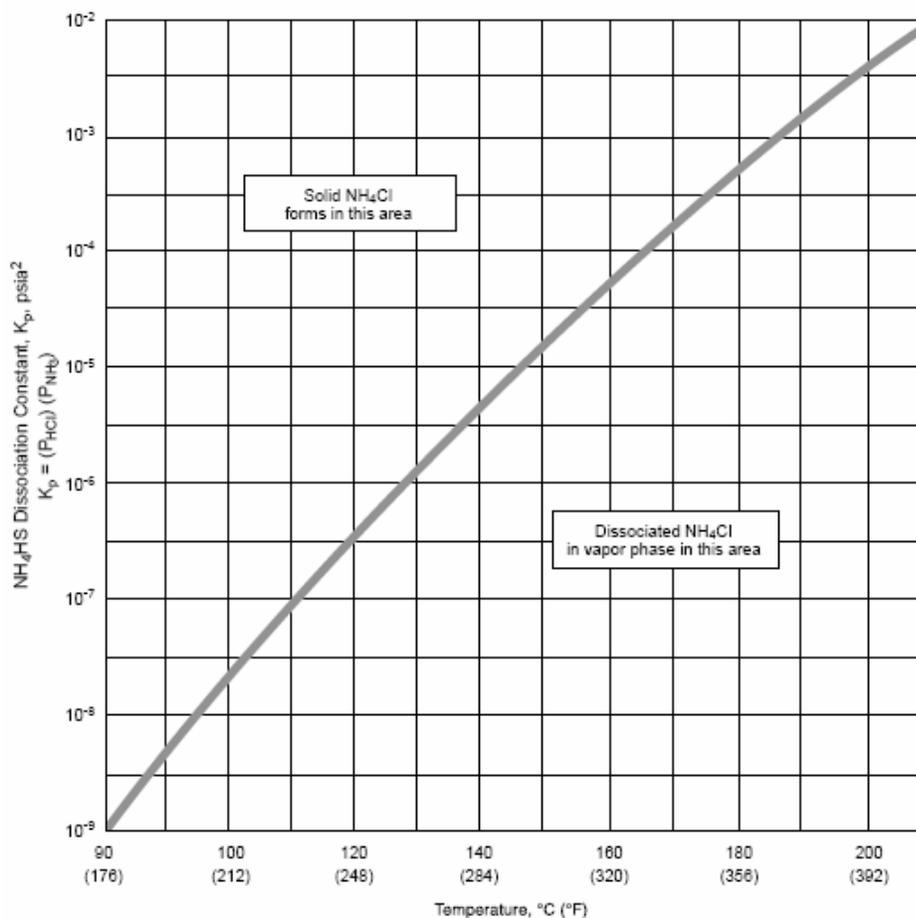


Figura 4.8. Temperatura de deposición de NH_4Cl [23].

En aquellos casos en los cuales el amoníaco está presente en el sistema de condensado del tope de la torre de destilación se puede observar que el efecto corrosivo a la temperatura de rocío es menor. Por esta razón, el amoníaco es usualmente un neutralizador deseable para la etapa de condensación inicial en el tope de la torre de destilación. Por otro lado, el amoníaco es muy volátil para disolverse en los condensados que resultan, debido a la temperatura de condensación. Si las sales de cloruro de amonio se disuelven en el condensado a las altas temperaturas resultantes, se logrará que hierva parte de este amoníaco, esto permite que quede ácido clorhídrico de la sal original. La sal de amonio eventualmente se hace soluble en el agua

condensada y permite que se incremente el pH. Por esta razón si existe contaminación apreciable de amonio en el cabezal de la torre de destilación, el pH en el acumulador puede ser mucho más alto que en las áreas de punto de rocío. Ésto puede conducir a un programa de corrosión pobre e ineficiente en la región del punto de rocío y principalmente si se usa como pH de referencia el que se obtiene en el acumulador, el cual no es el valor correcto para todo el sistema del cabezal de la torre.

4.5.1.2 Neutralizantes

Son provistos por el paquete de aminas neutralizantes. La adición de éstas conlleva a la neutralización de los ácidos orgánicos e inorgánicos que se encuentran en el crudo con el fin de hacer la mezcla menos corrosiva. Componentes neutralizantes básicos, tales como amoniaco o aminas de bajos peso molecular, son utilizados para controlar el pH lo más neutral posible (5,5 a 6,5), y así reducir el potencial de corrosión. Una inapropiada selección de la amina neutralizante puede llevar a un potencial negativo del efecto del neutralizador, ya que pueden resultar en la formación de sales cercanas al punto de rocío del agua, causando tanto ensuciamiento como corrosión bajo depósitos.

Las sales de los neutralizantes pueden presentarse tanto como sólidos o líquidos de bajo punto de fusión, dependiendo de la naturaleza de la sal y la temperatura de la formación de sales. Las sales que son sólidas a las temperaturas de precipitación de la sal tienden a incrementar el riesgo a la restricción de flujo y la corrosión bajo depósitos ya que pueden aglomerarse en puntos en forma de capas de sales. Las sales líquidas tienden a ser más corrosivas que las solidas por proveer un contacto más íntimo en la superficie del metal.

Actualmente existen relaciones de aminas neutralizantes con HCl en la fase vapor, así como se mostró en la figura 4.8 para el amoníaco. En ellas se encuentran las diferentes temperaturas de condensación que tienen las diferentes sales de aminas.

La selección de la mejor amina neutralizante, o combinación de aminas ayuda a prevenir la corrosión causada por los ácidos fuertes en los sistemas de tope de condensado y está relacionado con las propiedades de las aminas neutralizante y su formación de sales.

Existen muchas aminas cuyas propiedades deben ser consideradas cuando se escoge, así como los parámetros de diseño de la torre pueden afectar la escogencia de las aminas. Algunas de las propiedades de escogencia de las aminas incluyen:

- ✓ Punto de ebullición, que tan fuerte es la base, peso equivalente.
- ✓ Punto de fusión de las sales de hidroclouros, constante de formación de sales de hidrocloruro.
- ✓ Constante de equilibrio vapor-líquido (VLE), interacción de aminas.

Es importante tener claro que todas estas propiedades no pueden ser modificadas, mostradas en la tabla 4.29. Por ejemplo, el amoníaco no puede disolverse en la primera gota de condensado rápidamente, debido a que su bajo punto de ebullición, hará que este gas se encuentre en fase gaseosa, no logrando disolverse en la primera gota.

Tabla 4.29. Propiedades de algunas aminas [25].

<i>Amina</i>	<i>Peso equivalente</i>	<i>Punto de ebullición (°C)</i>	<i>Punto de fusión de sales hidroclo­ru­ros (°C)</i>	<i>Constante de base fuerte</i>	<i>Constante de equilibrio vapor-líquido</i>
Amoniaco (NH ₃)	17	-33	350	1,77 E-5	346
Dimetiletanol amina (MDEA)	89,1	133	57	2,40 E-5	5,43
Etil – enediamina (EDA)	30,0 --	118 ---	>300 ---	5,15E-5 3,66E-7	1,03 ---
Monoetanol amina (MEA)	61,1	170	85	2,75E-5	1,00
Morfolina 2, 3- (Morph) y picolina (Pic)	87,1 100,2 ---	129 128-145 ----	174 -- --	1,99E-6 --- 9,77E-9	15,2 -- --
Trimetil etilamina (TMA)	59,1	37	283	6,31E-5	173

La neutralización de ácido con una base (una fuente de iones de hidróxido) es una práctica muy común en refinerías y plantas petroquímicas, como se muestra en la ecuación 4.5. La neutralización del ácido es alcanzada por la formación de sal y agua, y la corrosión usualmente decrece.



El amoniaco fue la primera base usada para reducir la corrosión en sistemas de tope, cuya reacción se muestra en la ecuación 4.6:



Las aminas orgánicas son las utilizadas en la actualidad para neutralizar el ácido clorhídrico:



4.5.1.2.1 Propiedades físicas de los neutralizantes

El *punto de ebullición* es importante tenerlo en cuenta. Por ejemplo, como se mostró en la tabla 4.29, para el amoníaco es -33°C y para la MEA es 170°C , y para otras aminas se encuentra entre $90\text{-}120^{\circ}\text{C}$. Si la temperatura del sistema de tope es baja, por debajo de los 90°C , una amina con alto punto de ebullición como la MEA no se evaporará completamente. Si la amina no se evapora y no se encuentra presente en la fase vapor no podrá alcanzar todos los lugares en los sistemas de condensación donde el ácido clorhídrico estará presente.

Por otro lado, si el ácido se disuelve en el agua condensada y no está presente la amina, ocurrirán severos daños de corrosión. Si no hay suficiente energía térmica, o suficiente tiempo, las aminas con alto punto de ebullición no se evaporarán completamente y no proveerán una buena protección al sistema de condensado.

La *constante de equilibrio vapor-líquido (VLE)* de una sustancia es la relación entre la concentración de la fase vapor sobre la concentración en la fase líquida ($k_i=y_i/x_i$) en un sistema de dos fases. Típicamente agua es la segunda fase. El VLE puede cambiar con el pH del sistema. Algunos compuestos como amoníaco y TMA, tienen altas constantes de VLE (tabla 4.29). Ésto significa que relativamente grandes cantidades de éstas bases estarán presentes en la fase vapor y relativamente pequeñas cantidades estarán en la fase líquida, especialmente cuando ocurre la condensación de la primera gota. Otros compuestos como MEA, EDA y HCl tienen bajas constante VLE, indicando que relativamente grandes cantidades de éstos condensarán dentro de la fase líquida (figura 4.9).

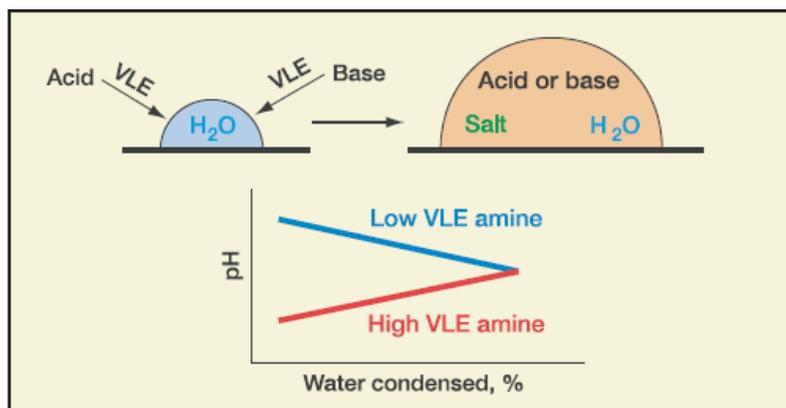


Figura 4.9. Control cinético del pH de la primera gota condensada [24].

Teniendo en cuenta que el VLE del HCl es bajo, el pH en la primera gota condensada será muy bajo, y será controlado por la cinética de difusión de la amina neutralizante dentro de la gota para neutralizar el ácido. La figura 4.10 muestra el pH calculado del ácido clorhídrico con la MEA, Morfolina y TMA [24].

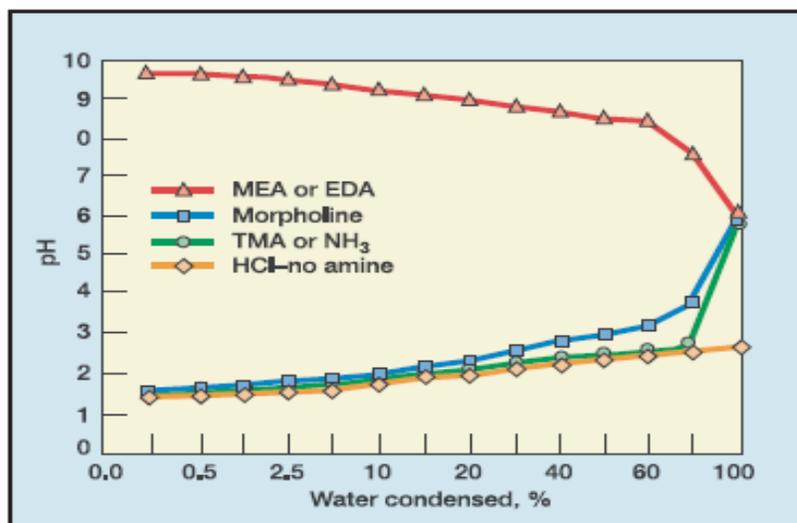


Figura 4.10. Perfil del pH: control cinético [24].

Como se puede observar en la figura 4.10, cuando no hay tiempo para que la fase vapor reaccione completamente con el ácido clorhídrico, el perfil del pH de la

condensación de agua es diferente. El pH para los sistema MEA o EDA comienza alto debido a que las aminas difunden primero que el HCl y comienzan a disminuir a medida que el contenido de agua condensada aumenta. En cambio, para los otros sistemas el HCl se disuelve primero en la gota y los pH son bajos, a medida que el contenido de agua condensada aumenta comienzan a disolverse, los neutralizantes aumenta de ésta forma el pH de la solución. Sin neutralizantes se observa que el pH de la mezcla completamente condensada es menor a 3, lo cual lo caracteriza como un sistema muy ácido.

4.5.1.2.2 Potencial de formación de sales

La formación de sales de amina neutralizante depende de una amplia variedad de parámetros, los más importantes son: temperatura, presión, tasa de vapor y composición, presión parcial de HCl presente en el sistema de tope, presión parcial de la amina neutralizante presente en el sistema de tope y amina neutralizante usada.

Las bajas temperaturas favorecen a la formación de las sales. Una de las ecuaciones para determinar la estabilidad de las sales ésta en función de la temperatura y la presión parcial del ácido y la base, y es:

$$\text{Log}([\text{ácido}][\text{base}]) = (M/T) + b \quad (\text{Ec. 4.8})$$

La concentraciones del ácido y la base son las presiones parciales de éstos y la temperatura es la del sistema en grados kelvin; M es la pendiente de la línea y b es el intercepto. La figura 4.11 muestra la grafica de formación de sales para algunas aminas.

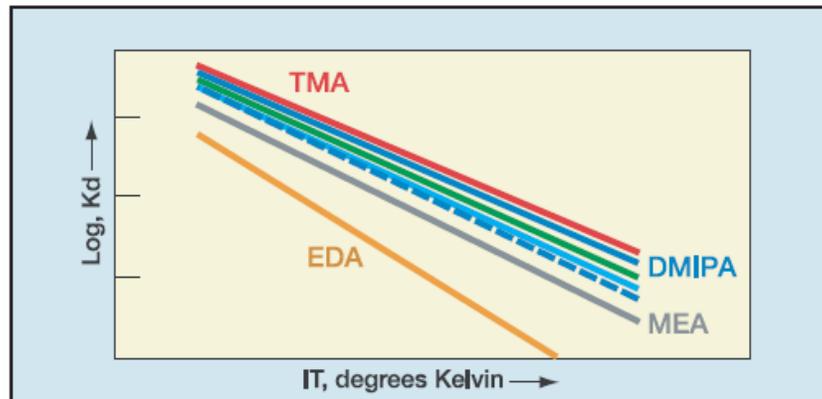


Figura 4.11. Constante de formación de sales para algunas aminas [24].

Cuando el producto de la presión parcial excede la constante de formación a la temperatura del sistema (se encontrara por arriba de la línea de la figura 4.11), la formación de sal ocurrirá, de acuerdo a la termodinámica. Si el punto cae por debajo de la línea, la formación de sales no ocurrirá.

La dosificación óptima de los neutralizadores dependerá de las características de las aminas y de los puntos de inyección. Las propiedades de las aminas dependerán de la amina escogida, y ésta a su vez dependerá del precio.

El punto de inyección de neutralizante es un punto de atención. Si la concentración de NH_3 o HCl son bajos, las aminas neutralizantes tienen un uso limitado. Si el HCl está en niveles altos (igual o mayor de 50 ppm) las aminas neutralizantes también comienzan a ser no fiables. Los costos aumentan y el riesgo por ensuciamiento de sales de aminas crece.

4.5.1.3 Agua de lavado

El objetivo de la inyección de agua de lavado es disolver y remover los depósitos de sales que se forman como resultado de la neutralización y diluir la concentración de ácido clorhídrico. Los puntos de inyección de agua de lavado son el

tope de las torres de destilación atmosférica y columna preflash y la entrada de la segunda estación de desaladores.

Es importante considerar los siguientes factores durante operación del sistema de inyección de agua de lavado:

- ✓ Suministrar agua suficiente para mantener la fase líquida en el sistema de tope.
- ✓ Suficientes puntos de inyección, para proveer una buena distribución del líquido en todos los enfriadores aguas abajo y condensadores.
- ✓ Los sistemas deben ser monitoreados para medir la cantidad de agua inyectada.
- ✓ El sistema operará continuamente. El flujo de agua intermitente dificulta la optimización del proceso y puede aumentar la corrosión. El agua intermitente sólo puede ser considerada cuando el flujo de agua continuo no es posible debido a problemas en el proceso.
- ✓ La tasa de inyección ideal de agua 5-10% en las corrientes de tope. El exceso de agua puede causar agua extra en el sistema. Agua que no podrá ser separada en los separadores de tope, por lo que retornaran a la torre y causarán problemas de corrosión tanto en la torre como en la línea de tope.

4.5.1.4 Inhibidores de corrosión

Estos son químicos que son inyectados para la formación de una película protectora en la superficie del metal con la finalidad de evitar que los compuestos ácidos penetren al metal y den inicio a un proceso corrosivo. En teoría estos inhibidores previenen la adherencia de las sales y también la adherencia de los compuestos corrosivos en la fase acuosa. Sin embargo, si las sales se adhieren en la superficie del metal, no permitirá la adsorción del inhibidor. Los inhibidores de

corrosión utilizados en el mejorador son las aminas filmicas para proteger los sistemas de tope de las columnas. Para maximizar los resultados, el control del pH en el sistema es esencial. Algunas de las aminas filmicas utilizadas son aminoamidas, amidas, imidazolinas, aminas cuaternarias, alquil piridinas. Básicamente la amina filmica provee una barrera entre el metal y el ambiente acuoso corrosivo.

La cola del inhibidor atrae al hidrocarburo (por ser no polar) ésta cola previene que el metal esté siendo humedecido por el agua. La cabeza polar del inhibidor son atraídas por la superficie del metal por la fuerzas débiles de Van der Waals. La película está en equilibrio con el ambiente y las moléculas del inhibidor son constantemente adsorbidas y desorbidas de la superficie.

4.5.1.5 Preflash

La columna preflash tiene por finalidad la remoción temprana de compuestos de hidrocarburos livianos, sales y agua que contiene el crudo desalado. Ésto se alcanza mediante el calentamiento previo de crudo desalado y luego la expansión de la mezcla vapor-liquido formada por la evaporación súbita en el separador; aumentando la eficiencia del proceso. Los vapores de tope contienen H_2S removido el cual es enviado al sistema de tope para finalmente enviarlo a unidades de gases. Ésta sección de tope es muy susceptible a corrosión por HCl y por sulfuros, para evitar ésto se inyectan inhibidores de corrosión y aminas neutralizantes para regular la acidez de la mezcla. Se debe mantener la temperatura de tope por encima del punto de rocío con la finalidad de que el agua no condense, y evitar la precipitación de sales en los platos, causantes de corrosión. La fase líquida es retornada al precalentamiento de crudo de desalado hasta los hornos. Ésta torre permite que los sistemas aguas abajo presenten menor riesgos de ser sometidos a problemas de corrosión por HCl.

4.5.1.6 Puntos de inyección

Los puntos de inyección deben ser considerados como un importante punto de activación de mecanismos potenciales de degradación. La corrosión acuosa es el mecanismo que se presenta como principal problema asociado a éstos puntos. Eso es porque la inyección tiene especial atención durante el diseño y siempre es especificado un especial monitoreo y/o inspección durante operación. El daño por corrosión asociado con el punto de inyección aparece para producir tasa de corrosión en un orden de magnitud más alto que los reportados por las corrientes principales de procesos. Por ejemplo, si la tasa de corrosión de las principales corrientes está en un rango de 0 a 60 mpy, los puntos de inyección relacionados deben estar por 5 a 500 mpy, con pérdida de material localizada como la forma más común de corrosión. La máxima corrosión ha sido localizada por inspección aguas arriba y abajo del punto de inyección, con mayor frecuencia aguas abajo. Basado en lo que se mencionó, es importante establecer:

- i. El criterio de diseño de los puntos de inyección. Por el ejemplo, si el propósito es inhibir la corrosión entonces los pasos u objetivos deben ser establecidos, tal como forma de mezclado, contacto, propiedades de los fluidos, etc.
- ii. Materiales de construcción. Éste es un proceso complicado y dependerá de las altas temperaturas, flujo o turbulencia, concentraciones de evaporación, entre otros.
- iii. Tipo de inyector y geometría.
- iv. El lugar y la orientación del inyector.
- v. Continuidad de inyección.
- vi. Programa de monitoreo del sistema de inyección. Los sistemas de inyección incluyen: tuberías de abastecimiento a tanques, co-inyectores, tanques, bombas, mirilla de nivel de vidrio del tanque, entre otros.

4.5.2 Unidad de coquificación retardada y recuperación de gases

4.5.2.1 Agua de lavado

El objetivo de la inyección de agua de lavado es disolver y remover los depósitos de sales que se forman como resultado de la neutralización y evitar la corrosión por cianuro aguas abajo. El agua de la DCU proviene de las aguas ácidas de los separadores de los tambores de la GRU y del tope de la fraccionadora. Los criterios de inyección de agua son los mismos a los descritos en los párrafos anteriores para las CDU y VDU.

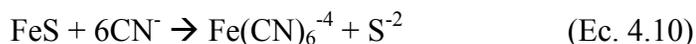
4.5.2.2 Polisulfuro de amonio

Los polisulfuros son compuestos que contienen ciertos átomos de azufre conectados a un átomo de azufre de él mismo, como se muestra en la fórmula:

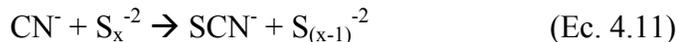


donde M es usualmente amoníaco o sodio.

Los polisulfuros son usados para ayudar a combatir las ampollas de hidrógeno, agrietamientos y problemas con fragilidades. Las ampollas de hidrógeno generalmente requieren la presencia de un ácido débil, que en la mayoría de los casos es sulfuro de hidrógeno. Hidrógeno atómico es el primer producto en la reducción de protones del hidrógeno gas. Usualmente, dos hidrógenos atómicos se combinan rápidamente. Si por alguna razón, los átomos no son combinados, ellos migrarán dentro del metal y combinarán dentro de los límites del grano del metal, inclusiones e imperfecciones del metal. También, pueden combinarse para formar reaccionar con carburos para formar metano gaseoso, incrementando la presión en esos puntos. Eventualmente las ampollas se formarán en el metal, disminuyendo su tensión. Los cianuros juegan un papel importante en las ampollas de hidrógeno como se muestra:



Donde el cianuro reacciona con el sulfuro de hierro, para formar un complejo de ferrocianuro y ayudar a la destrucción de la capa semi protectora de sulfuro de hierro, exponiendo al metal a ataques por los ácidos presentes. Los polisulfuros proveen protección generalmente por dos mecanismos. El primero, es que ellos reaccionan con el cianuro para formar tiocianato como se muestra:



Químicamente, un átomo de azufre del polisulfuro es requerido para reaccionar con un ión de cianuro. Secundariamente, los polisulfuros están creados para estabilizar la naturaleza de las películas pasivas de sulfuros en la superficie del metal.

Con los criterios fomentados por las normas NACE y la filosofía de corrosión existente se procedió a la escogencia de los mejores rangos de variables determinantes para un fiable y seguro control de corrosión. En las tablas de la 4.30 a la 4.35 se muestran las consideraciones para el control de corrosión.

Tabla 4.30. Control de corrosión en la CDU.

<i>Equipo /Tubería</i>	<i>Variables a Monitorear</i>	<i>Criterio para Control de Corrosión</i>
Segunda Estación de Desaladores 01-V-1002 A/B/C	Eficiencia de Desaladores	Crudo desalado debe ser igual a 1,5 PTB
Puntos de Inyección Tubería de 01-C-1003 a 01-EA-1011 A/C.	-pH para el Agua de Lavado	5,5<pH<6,5
Hornos Atmosféricos 01-F-1001 A/B	-Temperatura -Flujo	Análisis de Termografía en puntos calientes.
Puntos de Inyección Tubería de 01-C-1001 a 01-EA-1001 A/C.	-pH para el Agua de Lavado -Velocidad de corrosión	5,5<pH<6,5 -Velocidad de corrosión<5mpy

Tubería desde el condensador de tope 01-EA-1001 al Tambor de Tope 01-V-1004	-Velocidad de corrosión.	Velocidad de corrosión < 5 mpy
Tambor de Tope Atmosférico 01-V-1004	-Velocidad de Corrosión -Análisis de muestra: Cl ⁻ , pH, Fe, NH ₃ , H ₂ S	-Vel. de corrosión < 5 mpy -Cl ⁻ < 20 ppm; -Fe < 2 ppm NH ₃ < 250 ppm; - H ₂ S < 50 ppm pH: 5,5-6,5
Tubería de agua agria del tambor 01-V-1004	-Velocidad de Corrosión	Velocidad de Corrosión < 5 mpy

Una de las formas de combatir la corrosión por HCl, es mantener la temperatura de tope por encima del punto de rocío de la mezcla. Otra técnica es la inyección de agua, con el fin de diluir el ácido clorhídrico y llevarlo a concentraciones mínimas. Y por supuesto, el uso de neutralizantes e inhibidores.

El contenido de hierro en el agua del acumulador de tope debe ser monitoreado para chequear la eficiencia de las aminas filmicas. El contenido de hierro en el agua debe ser menor a 2 ppm (tabla 4.30). Éste análisis debe incluir también cloruros (<20 ppm), azufre (<50 ppm). Si el contenido de Fe total > 2 ppm presencia de corrosión, y parte del contenido de hierro de las aleaciones están reaccionando y disolviéndose en el agua que sale en el tope de la columna. Si el cloruro está en exceso (>20 ppm) y el pH es bajo puede dar paso a altas tasa de corrosión.

La velocidad de corrosión fué ajustada a un valor menor de 5 mpy (0,0125 mmpa) según lo establecido por las normas API y lo recomendado por la superintendencia de inspección de la empresa, con el fin de predecir la eficiencia de los inhibidores de corrosión y predecir la vida de las tuberías. Éste parámetro era anteriormente de 10 mpy establecido por el documento de filosofía de control de corrosión de diseño, pero debido a que la mayoría de las tuberías poseen un espesor de corrosión permitida de 1,5 mm o 3 mm éste parámetro fue modificado. Ésto indica que para 1,5 mm a ésta nueva velocidad de corrosión (5 mpy) la tubería debería ser remplaza en aproximadamente 10 años, que a diferencia de 10 mpy, debería ser

reemplazada en aproximadamente 6 años. Éstos valores sirven sólo para estimar, porque la variable que indica si una tubería deber ser o no reemplazada es la medición de espesores por pruebas de ultrasonido, en principio porque la velocidad de corrosión mostrada por una sonda (probeta) de corrosión no es exactamente igual a la de la tubería debido a que los materiales de construcción no son los mismos. La velocidad de corrosión de una sonda indica la corrosividad del fluido en el material de la sonda. Sin embargo, es muy útil para estimar y entender el comportamiento del fluido.

En los tambores de tope si el pH está por debajo de 5,0 se pueden activar los mecanismos de corrosión debido a los ambientes ácidos, particularmente por el ácido clorhídrico. Aunque no puedan controlarse el NH_3 y H_2S por inyección de neutralizante estos límites facilitan la eficiencia de inyección.

Tabla 4.31. Control de corrosión en la VDU.

<i>Equipo/Tubería</i>	<i>Variables a monitorear</i>	<i>Criterio para control de corrosión</i>
Tubería desde el acumulador de condensado de vacío 01-V-2002 a la Bomba de Aguas Efluentes 01-P-2006 A/S	-Velocidad de Corrosión -Análisis de muestra: Cl^- , pH, Fe, H_2S , NH_3	Velocidad de corrosión < 5mpy pH: 5,5 a 6,5 - Cl^- < 20ppm; -Fe < 2ppm H_2S < 50ppm; NH_3 < 250ppm
Tubería de Retiro de HVGO a Bomba de HVGO 01-P-2002	-Prueba de contenido de Fe -Medición de espesores	Hierro disuelto.

Como se muestra en la tabla 4.31, concentraciones de cloruro > 20ppm y bajo pH indican que se puede presentar posibles problemas de corrosión. Alto Fe > 2ppm indica actividad corrosiva. Si el pH esta por debajo de 5 se pueden activar mecanismos de corrosión por ambientes ácidos.

Tabla 4.32. Control de corrosión en la DCU: Sección de coquificación.

<i>Equipo/Tubería</i>	<i>Variables a Monitorear</i>	<i>Criterio para el control de corrosión</i>
Bomba de Carga a los Hornos 01-P-30-01 A/B/S	Composición de Alimentación: S, N ₂ , Na, Asfáltenos	-N ₂ : máx. 7474ppmp. -Na < 20ppmp. Asfáltenos: máx. 14%.
Hornos de Coque 01-F-30/40/50-01	Temperatura en la piel de los tubos, caída de presión a través de los hornos, temperatura fuera de los hornos.	-Temperatura a la salida de los hornos: 480<T<492 °C -La caída de presión en los hornos debe ser 37 bar.
Tuberías de Agua de Enfriamiento Tanque de Agua de Decoquificación 01-T-3001	H ₂ S, NH ₃ , Cl ⁻ , CN ⁻ , contenido de sólido	H ₂ S < 10 ppm NH ₃ < 85 ppm Cl ⁻ < 10 ppm %pNH ₃ x%pH ₂ S > 0,5
Tuberías de Agua de cortado. Tanque de Agua de descoquificación 01-T-3001	H ₂ S, NH ₃ , Cl ⁻ , CN ⁻ , pH, contenido de sólido.	H ₂ S < 10 ppmp NH ₃ < 85 ppmp Cl ⁻ < 10 ppmp %pNH ₃ x%pH ₂ S > 0,5
Boquillas de cortado hidráulico	Coque, %VCM	%VCM: 10-14.
Línea de tubería desde Torre de Recuperación de Hidrocarburos 01-C-3004 hasta tambor de tope 01-V-30-03	Velocidad de corrosión	Velocidad de corrosión < 5mpy
Tambor de tope de la columna de recuperación de hidrocarburos 01-V-30-03	H ₂ S, NH ₃ , CN ⁻ ,	CN ⁻ < 5 ppmp 6,5 < pH < 8,5 %pNH ₃ x%pH ₂ S > 0,5

Tabla 4.32. Control de corrosión en la DCU: Sección de coquificación (continuación).

<i>Equipo/Tubería</i>	<i>Variables a Monitorear</i>	<i>Criterio para el control de corrosión</i>
Enfriador de Aceite de circulación de aceites	H ₂ S	Cl ⁻ < 10 ppmp 6,5 < pH < 8,5

recuperados. 01-EA-3002		%pNH ₃ x%pH ₂ S>0,5 CN- <5 ppmp
----------------------------	--	--

Como se observa en la tabla 4.32, si el N₂ es mayor de 7474 ppmp tiende a la formación de NH₃ y HCN aguas abajo. El Na debe ser menor 20 ppmp. Si es mayor indica la formación de coque prematuramente. Si los asfáltenos son mayores a 14% tienden a precipitar. Éstos parámetros pueden ser controlados por la mezcla de alimentación.

La temperatura de la superficie de los tubos no debe exceder los 670 °C. A temperaturas mayores la velocidad de oxidación se incrementa y el mecanismo de arrastre puede ser activado. Cuando la temperatura alcanza los 670 °C, se deben realizar procesos de descoquificación de los tubos.

Si la temperatura del fluido a la salida de los hornos es mayor a 492°C se formará coque prematuro en los tubos de los hornos, llevando a problemas de ensuciamiento, ruptura y tensión. Si la T < 480°C se formará breca o un coque blando en los tambores de coque. Si la caída es mucho mayor a la mostrada en la tabla 4.29 para los hornos, implica ruptura o taponamiento de los tubos.

Si %VCM > 14 tiende a la alta generación de coque fino, lo cual contamina el agua de cortado. Si %VCM < 10, el coque tiende ha ser muy duro, difícil de cortar. El porcentaje de materia de combustible volátil (VCM) se forma cuando las temperaturas no alcanzan los 482°C, formando una breca alta en VCM.

Tabla 4.33. Control de corrosión en la DCU: Sección de fraccionamiento.

<i>Equipo/Tubería</i>	<i>Variables a Monitorear</i>	<i>Criterio para el control de corrosión</i>
Línea de tubería desde la torre	Velocidad de corrosión	Velocidad de corrosión < 5mpy

01-C-30-01 hasta el tambor de tope del fraccionador 01-V-30-04		
Tambor de tope del fraccionador 01-V-30-04	pH, H ₂ S, NH ₃ , Cl ⁻ y CN ⁻ , T Velocidad de corrosión en la tubería de agua agria	pH: 6,5-8,5 Cl ⁻ < 10ppmp; CN ⁻ < 5ppmp %pNH ₃ x %pH ₂ S > 0,5
Filtro de Recirculación de fondo 01-S-3003 A/S	Diferencial de Presión	Chequear el diferencial de presión para saber si esta limpio o sucio, o debe ser remplazado.
Líneas de Recirculación de Fondo desde 01-P-3016 A/W a Fondo de la Torre 01-C-3001	Temperatura	Máxima temperatura: 282 °C

Para acero al carbono si el agua tiene un pH > 8, se forma la capa protectora de FeS disminuyendo así la velocidad de corrosión. La capa protectora de FeS se forma a T > 66°C, por debajo de esta temperatura se forma una capa inestable y frágil.

El control del pH, puede ser logrado con suficiente agua de lavado. Si el %pNH₃ x %pH₂S > 0,5, incida la formación de bisulfuro de amonio, que lleva a problemas de ensuciamiento y alta corrosión. Si el contenido de CN⁻ es mayor a 5 ppmp, indica que la capa de sulfuro de hierro se destruirá y la velocidad de corrosión aumentará.

Tabla 4.34. Control de corrosión en la DCU: Generación de vapor.

<i>Equipo/Tubería</i>	<i>Variables a Monitorear</i>	<i>Criterio para el control de corrosión</i>
Tambor de Vapor de LP 01-V-3006 Tambor de Vapor de MP	pH, Alcalinidad OH ⁻ , Conductividad, O ₂ y CO ₂ .	El agua de alimentación debe de estar con un pH entre 10-11. En el tambor la alcalinidad OH ⁻ ,

01-V-3007 Tambor de Recuperados de Vapor de MP 01-V-3007		debe de estar entre 14 a 30 mg/L de CaCO ₃ .
--	--	---

Para los rangos de pH mostrado en la tabla 4.34, la corrosión en agua desmineralizada es mucho menor. Si el contenido de CaCO₃ es mayor a 30mg/L, llevará a la precipitación de depósitos, los cuales forman incrustaciones en estos equipos. En especial, en los intercambiadores que generan los vapores ya que aumenta la temperatura considerable, teniendo en cuenta que la solubilidad de éste compuesto es inversamente proporcional a la temperatura.

Tabla 4.35. Control de corrosión en la GRU.

<i>Equipo/Tubería</i>	<i>Variables a Monitorear</i>	<i>Criterio para el control de corrosión</i>
Compresor de Gas húmedo 01-K-6001 Puntos de inyección de nafta para minimizar el ensuciamiento en el rotor.	% de Sólidos	Presión de succión y descarga y, temperatura de acuerdo a las condiciones normales de operación.
Tambor del compresor inter etapa 01-V-6002 Tambor de la alimentación del absorbedor- despojador 01-V-6003	-H ₂ S, pH, NH ₃ Cl-, O ₂ en el -Agua Agria -% de sólidos. -Velocidad de Corrosión.	7 < pH < 8,5 H ₂ S<10 ppm; NH ₃ <85ppm Cl-<10 ppm; O ₂ <0,02 ppm CN<5ppm Si %pH ₂ Sx%pNH ₃ <0,5 Velocidad de corrosión<5mpy

Si la presencia de oxígeno y cianuro son mayores a los límites indicados en la tabla 4.35, ocasionará que éstos actúen como catalizadores, aumentando la velocidad de corrosión. Si los límites de cianuro se encuentran por encima del mostrado en la tabla 4.35, la inyección de polisulfuro de amonio debe ser requerida para su control.

Finalmente se estableció una frecuencia de monitoreo para las corrientes en forma general para todas las unidades.

Tabla 4.36. Frecuencias de monitoreo.

<i>Monitoreo</i>	<i>Arranque</i>	<i>Operación normal</i>
Pruebas de corrosión	Diariamente	Bi-semanal o mensualmente
Análisis de agua	Diariamente	Semanalmente
Medición de espesores	-----	Dependerá del programa de inspección utilizada.

Se debe tener en cuenta que el análisis de agua es el primordial indicador de los posibles problemas de corrosión.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

1. Los nuevos posibles mecanismos de degradación identificados en la unidad de destilación atmosférica son: ensuciamiento, agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC), agrietamiento inducido por hidrógeno orientado bajo tensiones (SOHIC), corrosión por cloruro de amonio (NH_4Cl) y corrosión por HCl; en la unidad de destilación al vacío son: ensuciamiento, HIC, SOHIC, corrosión por HCl y corrosión por aguas agrias; en la unidad de coquificación retardada fueron: corrosión bajo depósitos, ensuciamiento, choque térmico, corrosión por ácidos nafténicos, corrosión por cloruro de amonio (NH_4Cl), corrosión por agua agria y corrosión por CO_2 ; y en la unidad de recuperación de gases fueron: ensuciamiento y corrosión por agua agria.

2. La unidad con mayor criticidad resultó ser la de recuperación de gases con un promedio de 0,45, seguido de la unidad de destilación atmosférica con un promedio de 0,48, luego la unidad de coquificación retardada con 0,50 y finalmente la unidad de destilación al vacío con 0,54.

3. Los equipos con mayor criticidad en la unidad de destilación atmosférica fueron 5, de un total de 22 analizados lo cual representa que el 22,76% de los equipos de esta unidad son críticos. Todos los equipos resultaron con una criticidad igual a 0,4.

- 4.** Los equipos con mayor criticidad en la unidad de destilación al vacío fueron 4 de un total de 13 analizados lo cual representa que el 30,77% de los equipos de esta unidad son críticos. Todos los equipos resultaron con una criticidad igual a 0,4.
- 5.** Los equipos con mayor criticidad en la unidad de coquificación retardada fueron 11 de un total de 34 analizados lo cual representa que el 32,25% de los equipos de esta unidad son críticos. Resultando los tambores de coque, la bomba de alimentación de coque y la herramienta de cortado de los tambores de coque con una criticidad de 0,3 y los restantes equipos críticos con una criticidad de 0,4.
- 6.** Los equipos con mayor criticidad en la unidad de recuperación de gases fueron 9 de un total de 20 analizados lo cual representa que el 45% de los equipos de ésta unidad son críticos. Resultando la columna de absorción con aminas con una criticidad de 0,3 y los demás equipos críticos con un valor de 0,4.
- 7.** La unidad con mayor criticidad comparando los equipos críticos en función del total de equipos críticos de las unidades analizadas resultó ser la unidad de coquificación retardada, con un 36,67%, seguido de la unidad de recuperación de gases con 33,33%, luego la unidad de destilación atmosférica con 16,67% y finalmente la unidad de destilación al vacío con 13,33%.
- 8.** El área 1, la cual comprende todas las unidades estudiadas resultó tener 29 equipos críticos de un total de 88 a los que se le aplicó el análisis de criticidad, lo cual representa que el 32,58% de los equipos del área 1 son críticos.
- 9.** El análisis de criticidad caracteriza el riesgo asociado a equipos y tuberías que intervienen en el proceso, permitiendo un correcto manejo de los recursos para la ejecución de actividades de mantenimiento, prevención e inspección, estableciendo

prioridades que permiten comenzar por los equipos que presentan un alto nivel de riesgo hasta los que presentan un bajo nivel.

10. Las consideraciones de inspección es una herramienta que facilita al inspector, supervisor e ingeniero en tuberías o un especialista en corrosión, basado en condiciones operacionales, historial de inspecciones previas, resultados de la inspección actual, y las condiciones que puedan garantizar inspecciones suplementarias, la escogencia y aplicación de métodos de inspección durante paradas y en operación.

11. La utilización de los diagramas de materiales de construcción sirve de herramienta para la identificación de los mecanismos potenciales de degradación en las unidades, obtención de las condiciones de procesos y características de las corrientes en forma fácil y práctica.

12. La metodología seguida en este trabajo representa una herramienta práctica y eficiente al momento de estudiar los fenómenos de degradación. Además, por medio de esta se logra conocer el riesgo presente en las instalaciones, lo que permite una adecuada toma de decisiones en cuanto a control y prevención.

5.2. RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio en los desaladores, en función de las mejores condiciones de operación, como lo son caídas de presión de válvulas de mezclado, temperatura, niveles, flujos, porcentaje de agua de lavado, entre otras, con el fin de incrementar la eficiencia obteniendo rangos de condiciones de operación y dosificación del químico.

2. Reparar las sondas de corrosión de las CDU, DCU y GRU con la finalidad de obtener una data confiable de la velocidad de corrosión en las mismas, que permitan la toma de decisiones correctas.
3. Reemplazar las tuberías en el sistema de HVGO por material acero inoxidable 317L en las líneas que no se hayan reemplazado (ver diagramas de materiales de construcción: sistema de HVGO). Mantener un monitoreo constante en todas la líneas que no fueron reemplazadas por este material en la parada de 2008.
4. Ajustar las matrices de cálculo, por ser estas muy conservadoras al momento de determinar la predictibilidad y la consecuencia de falla o implementar un análisis de inspección basada en riesgo de mayor severidad y profundidad, apoyándose en mejores técnicas determinadas por la norma API 580 “Risk based-inspection” o conocida como RBI o en español IBR.
5. Modificar los datos presentes en este trabajo cada parada de planta que se presenten en la empresa con el fin de obtener la data más actualizada en cuanto a condiciones de operación y técnicas de monitoreo y en especial en cuanto a los materiales de construcción y el control de corrosión.
6. Evaluar los mecanismos de degradación identificados y actualizados en este trabajo, con el fin de determinar si los mismos se presentan, y de presentarse, determinar en que grado se presentan.
7. El número de neutralización NN o Número Total de ácidos TAN es la forma en que comúnmente se mide la acidez de los crudos o sus derivados mediante un ensayo de titulación potenciométrica. Sin embargo, éste ensayo no es concluyente, considerar el ensayo desarrollado por PDVSA INTEVEP llamado FeNCOR

- 8.** Preparar planes de contingencia para los equipos y tuberías que presenten un mayor nivel de riesgo en las unidades, como por ejemplo, medidas constantes de los espesores de las tuberías asociadas a estos equipos.

- 9.** Caracterizar la corriente de alimentación a la unidad de coquificación retardada en cuanto al contenido de ácidos nafténicos con mayor frecuencia, para descartar o afirmar con mayores bases si la corrosión por ácidos nafténicos esta presente en este sistema.

- 10.** Suspender la inyección de agua antes de realizar la toma de muestra a la salida del condensador de tope de la columna de fraccionamiento, 01-EA-30-01 con el fin de tener una idea del potencial corrosivo y de formación de sales que conlleven al ensuciamiento de los gases antes de ser condensados y sin ser diluidos.

- 11.** Retomar la inyección de ácido sulfúrico en la unidad de destilación atmosférica para el control de pH del agua de lavado de los desaladores ya aumentar la eficiencia de desalado y la calidad de la salmuera.

- 12.** Estudiar y evaluar el efecto de polisulfuro de amonio en función de la velocidad de corrosión y composiciones de las calidades de las aguas agrias de los acumuladores en la unidad de recuperación de gases, con el fin determinar si es conveniente realizar la inyección o no la utilización del mismo.

- 13** Reparar los dispositivos para la recolección de muestra del residuo atmosférico y del residuo de vacío, y caracterizar éstas corrientes específicamente en el contenido de azufre y ácidos nafténicos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Keyser C. **“Ciencia de Materiales para Ingeniería”**, Editorial Limusa Wiley, México.(1972)
2. Rojas C. **“Evaluación de la influencia de las variables de operación de corrosión de la unidad hidrotadora de diesel (DHT) en la refinería Puerto la Cruz”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2005)
3. Berbín E. **“Evaluación del proceso corrosivo en oleoducto de campos caracoles”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2004)
4. González R. **“Procesamiento de crudos de alto TAN”**. Herramientas para control de corrosión. ESSO P.A.S.R.L. Argentina. (2004)
<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/CONAID2/119trabajo.pdf>
5. Cortés R., Rodríguez R. y Capra A. **“Caracterización de aceros alonizados resistentes a la corrosión utilizados en la industria de petróleo”**, Revista de Facultad de Ingeniería, Universidad de Tarapaca, Arica, Chile. (2004)
6. Fernández G. **“Programa de monitoreo y reporte de las variables operacionales que influyen en la corrosión de líneas y equipos de las unidades de Destilación Atmosférica y al Vacío (CDU y VDU),**

- Coquificación Retardada (DCU), Hidrotratamiento de Nafta y Destilados (NDHDT) y Craqueo Moderado (MHC) de SINCOR ubicado en Jose-Edo Anzoátegui**". Trabajo de Grado, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela. (2004)
7. Specht M. **"Filosofía de Corrosión del complejo Mejorador de SINCOR ubicado en Jose- Edo. Anzoátegui"**, Proyecto Sincor, Jose, Edo. Anzoátegui, Venezuela. (1999)
 8. NACE. **"Corrosion Control in the Refining Industry"**, NACE International, USA. (2006)
 9. Uglih H., **"Corrosión y Control de Corrosión"**, segunda edición, ediciones URMO, S.A. España. (1975).
 10. Castillo R. **"Electroquímica Aplicada"**, Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio José de Sucre", Puerto Ordaz, Venezuela. (1996)
 11. Fernández J. **"Corrosión de los Metales y sus Aleaciones"**. Trabajo de Post Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (1998)
 12. Durning E., **"Corrosion Atlas"**, third expanded and revised edition, Elsevier, Holanda (1997).
 13. Manual de **"Sistemas de lazos para la confiabilidad operacional"**. PDVSA-Centro de Refinación Paraguaná. Paraguaná. Venezuela. (1998)
 14. NACE MR 0175. **"Petroleum and natural gas industria-materials for use in H₂S- contains enviroments in oil and gas production"**. USA. (2005)

15. API 571. **“Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”**. USA. (2003)
16. ASTM G96. **“Standard Guide for On-Line Monitoring of Corrosion in Plant Equipment Electrical and Electrochemical Methods”**. USA. (2001)
17. ASTM G4. **“Standard Guide for Conducting Corrosion Coupon Tests in Field Applications”**. USA. (2001)
18. ASTM G59, **“Standard Practice for Conducting Potentiodynamic Polarization Resistance Measurements”**. USA. (2004)
19. API 580. **“Risk-based Inspection”**. USA. (2002)
20. Manual de **“Procedimiento para la Aplicación de Inspección Basada en Riesgos”**. Sincor. Jose. Venezuela. (2005)
21. Perry R., Green D. **“Manual del Ingeniero Químico”**, Editorial Mc-Graw Hill, Séptima edición, Volumen IV, Madrid, España. (2001).
22. Manual de **“Adiestramiento de las unidades de destilación”**. Mejorador Sincor. Jose. Venezuela.
23. API 932-B. **“Design, Materials, Fabrication, Operation, and inspection Guidelines for Corrosion Control in Hydroprocessing Reactor Effluent Air Cooler (REAC) System”**. USA. (2004)

24. Petersen P., Lordo S., McAteer G. **“choosing a neutralising amine corrosion inhibitor”**, PTQ summer, Texas, USA. (2004)

25. 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”**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2006)

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

TÍTULO	“Actualización de la filosofía del control de corrosión de las unidades de destilación atmosférica (CDU) y vacío (VDU), coquificación retardada (DCU) y recuperación de gases (GRU), de Petrocedeño”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Campos González, Kendel Enrique	CVLAC: 17.733.147 EMAIL: kendel86@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Corrosión

Electroquímica

Reacción química

Aleación

Acero al carbono

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El trabajo realizado consistió en la actualización de la filosofía de control de corrosión de las unidades de: destilación atmosférica (CDU) y de vacío (VDU), coquificación retardada (DCU) y recuperación de gases (GRU) de Petrocedeno. Para ello, se recopilaron datos operacionales a través del uso del programa PI process book, como temperatura y presión, se caracterizaron las corrientes de proceso mediante pruebas de laboratorio cuyos datos se obtuvieron con ayuda del programa M-Pro, se estudiaron los materiales de construcción y los cambios de metalurgias realizados en planta con el fin de identificar otros posibles mecanismos de corrosión que se presentaron en las unidades. Para verificar cuales de los equipos eran críticos se aplicó una matriz de criticidad desarrollada por INTEVEP, en la cual se obtuvo que la unidad más crítica fue la GRU con un valor promedio de 0,45, seguido de la DCU y finalmente por la CDU y la VDU. Con el fin de programar planes de inspección enfocando esfuerzos en los equipos de mayor nivel de criticidad se prepararon consideraciones de inspección para aplicarlas a los equipos. Mediante el uso del programa AUTOCAD, se actualizaron los diagramas de materiales de construcción, en los cuales se presentan nuevos equipos, cambios de metalurgia, condiciones y características de las corrientes y los mecanismos potenciales de degradación. Finalmente, y para mitigar los mecanismos potenciales de degradación se realizó la actualización de la metodología para el control de corrosión, en las cuales se destacó el uso de aminas filmica y neutralizante de acuerdo a las mejores prácticas recomendadas por las normas NACE y API 571.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Moncada, Fidelina	CVLAC:	V- 8.478.649			
	e-mail:	fidelinam@gmail.com			
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Specht, María	CVLAC:	V- 4.251.758			
	e-mail:	mspecht@citgo.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
Hernán, Raven	CVLAC:	V- 4.136.007			
	e-mail:	Hraven1@yahoo.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
Frank, Parra	CVLAC:	V-1.195.743			
	e-mail:	frankparrag@gmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	05
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Filosofia_controldecorrosion_Petrocedeno.doc	Aplicación/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: Petrocedeno (OPCIONAL)

TEMPORAL: 8 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

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

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

Campos González, Kendel Enrique.

AUTOR

Ing. Fidelina Moncada

TUTOR

Ing. Hernán Raven

JURADO

Ing. Frank Parra

JURADO

Ing. María Specht

TUTOR

Prof. Yraima Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS