

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



**ACTUALIZACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN ASOCIADOS A LA
COLUMNA DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA DE LA UNIDAD DE
CRUDO DE LA PLANTA MEJORADORA DE CRUDO EXTRAPESADO DE
PDVSA – PETROPIAR**

PRESENTADO POR:

GABRIELA JOSÉ RODRÍGUEZ GÓMEZ

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

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Diciembre de 2011

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



ACTUALIZACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN ASOCIADOS A LA
COLUMNA DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA DE LA UNIDAD DE
CRUDO DE LA PLANTA MEJORADORA DE CRUDO EXTRAPESADO DE
PDVSA – PETROPIAR

Ing. Quím. Fidelina Moncada M. Sc.

Asesor Académico

Ing. Quím. Nancy Cordero

Asesor Industrial

Barcelona, Diciembre de 2011

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



**ACTUALIZACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN ASOCIADOS A LA
COLUMNA DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA DE LA UNIDAD DE
CRUDO DE LA PLANTA MEJORADORA DE CRUDO EXTRAPESADO DE
PDVSA – PETROPIAR**

Ing. Quím. Fidelina Moncada M. Sc.

Asesor Académico

Ing. Quím. Hernán Raven M. Sc.

Jurado Principal

Ing. Quím. Frank Parra M. Sc.

Jurado Principal

Barcelona, Diciembre de 2011

RESOLUCIÓN

*De acuerdo al **artículo 41** del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:*

“LOS TRABAJADOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LE PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi suficiencia en todo momento, por todas las bendiciones que trajo a mi vida, y por poner a mi lado personas maravillosas que me apoyaron en todo momento.

A mis padres que se merecen todos mis logros, porque ésta es una de las muchas metas que estoy segura que me apoyarán, como lo han hecho hasta ahora.

AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente por darme toda la sabiduría, inteligencia y fuerza para culminar esta meta, por siempre estar conmigo en todo momento de mi carrera y de mi vida.

A mis padres por ser mi mejor ejemplo de constancia y dedicación, por confiar en mí, y siempre darme todo el apoyo que necesité, por velar que nunca me faltara nada, por darme todo su amor y comprensión todos los días.

A mi hermano por ayudarme siempre en todo, por estar ahí cuando lo necesité, y por darme el mejor ejemplo de que siempre se puede ayudar a los demás.

A mis abuelos por haberme puesto en una familia tan maravillosa con valores bien arraigados.

A mis tias Angela, Carolina y Mariela por siempre estar pendiente de mí y por brindarme todo su amor. A mis tios Julian, Hernán y Freddy por darme todo su afecto y cariño.

A Antonio por ser mi apoyo, por ayudarme en todo y siempre recordarme de alguna manera que las cosas se pueden hacer con éxito si se tiene dedicación. Por momentos especiales y por todo su cariño que hizo de este trabajo un paso más llevadero

A mis primos César, Ana Cristina, José Manuel, Anadel, Pamela y Sael por estar ahí siempre y por disfrutar conmigo momentos sin igual.

A la familia Strocchia por brindarme todo su cariño y por ayudarme a cumplir esta meta.

A la familia Bejarano Aguilar por todo su apoyo, a la sra Magalys por abrirme las puertas de su casa y darme todo ese amor de familia, a Claudia Alejandra por ser tan especial conmigo y por tenderme siempre la mano para lo que sea, y a Claudia Sarita por toda su cariño y apoyo incondicional.

A mis amigos Sonia, Mafe, Edgar, Pedro, Nahir, Manuela y Magaby por compartir conmigo los mejores momentos en la universidad, noches de estudio y de mucha risa, por brindarme su amistad, y por tenderme la mano cada vez que los necesite, son personas super especiales para mí, los quiero demasiado! También les agradezco a mis amigos Jet, Blanco, Moira, Roberth, Yaneska, Fergie, Marybeth, Kenny, Diego, Maria F, Mariana, por disfrutar buenos momentos con ustedes y por ser personas únicas para mí.

A Juan Enet, Luis Baldomir, Tomás Ascanio, Nancy Cordero y Hon Ng por todo lo que aprendi en el poco tiempo de mi pasantía, por transmitirme sus conocimientos, y por prestarme toda la ayuda necesaria. A todo el equipo de equipo de inspección de PDVSA-PetroPiar por recibirme con los brazos abiertos y ayudarme cuando lo necesité.

A la profesora Fidelina Moncada por todos sus consejos y conocimientos, a los profesores Frank Parra y Hernán Raven por todo el apoyo prestado para la culminación de esta meta.

A la Universidad de Oriente por abrirme sus puertas, por todos los momentos irrepetibles que pasé en ella, por todos los profesores que poco a poco me fueron formando como ingeniero con todos sus conocimientos y experiencias, y por todas las personas que allí conocí que hicieron de mi carrera un momento único.

Finalmente gracias a todas las personas que no nombre y que de alguna u otra forma me ayudaron a culminar con éxito esta meta.

RESUMEN

En el presente trabajo se actualizaron los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica, que pertenece a la unidad de crudo del mejorador PDVSA-PetroPiar, con el fin de verificar los componentes y mecanismos de corrosión existentes en cada uno de éstos. Para ello se identificaron los lazos de corrosión que fueron propuestos por diseño, a través del trazado en los planos de tuberías e instrumentación, donde se identificaron nueve lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica. Se logró ubicar los equipos y líneas que pertenecen a cada lazo, así como también los que no estaban asociados a ninguno de ellos, contemplando los mecanismos de corrosión correspondiente a dichos lazos de corrosión. Para verificar los componentes y mecanismos de corrosión existentes, se definieron los parámetros claves de control que activan los mecanismos de corrosión presentes en los lazos asociados a la columna atmosférica, haciendo uso de las normas API 571, NACE y de recomendaciones por parte de los expertos en corrosión. Resultando como parámetros posibles a controlar directamente en la planta, la temperatura, pH, TAN, cantidad de azufre, H₂S, agua y sal. Con la ayuda de éstos, se analizaron en cada uno de los lazos de corrosión, mediante los historiales de condiciones operacionales obtenidos en Aspen Process Explorer y el portal UIS de laboratorio, la posible activación de los mecanismos de corrosión, empleando las velocidades de corrosión reportadas en equipos y líneas, así como también los historiales de fallas de los equipos. Se determinó que en el lazo 10-004 es posible la activación del mecanismo de sulfidación, y en el lazo 10-007 es posible la activación de la corrosión bajo aislamiento. También se pudo determinar que en los lazos 10-001, 10-002 y 10-013 no es posible la activación del mecanismo de corrosión bajo tensión por H₂S

húmedo. Posteriormente se presentan los lazos de corrosión actualizados, con los mecanismos definitivos para cada uno de ellos, y la asignación de aquellos activos que no estaban asociados a éstos. Se pueden observar los cambios en cuanto a los componentes que pertenecen a dichos lazos, el nombre y el color que los definen, y los mecanismos de corrosión existentes. Uno de los cambios más importantes fue la fusión de los lazos 10-005 y 10-006, quedando ocho lazos asociados a la columna de destilación atmosférica. Finalmente se propusieron planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo. Una de las propuestas comprende el monitoreo de las variables críticas que sugieren la activación de los mecanismos de corrosión susceptibles.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	ix
TABLA DE CONTENIDO	xi
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Reseña histórica de la empresa	1
1.2 Ubicación geográfica.....	2
1.3 Visión del Mejorador.....	3
1.4 Misión del Mejorador	3
1.5 Mejorador	3
1.5.1 Área de crudo	3
1.5.2 Área de coquificación retardada	4
1.5.3 Área de hidroprocesamiento.....	4
1.5.4 Área de azufre	6
1.6 Planteamiento del problema.....	8
1.7. Objetivos	10
1.7.1. Objetivo general.....	10
1.7.2 Objetivos específicos.....	10
CAPÍTULO 2	11
MARCO TEÓRICO	11
2.1. Antecedentes	11
2.2. Descripción general del proceso	13
2.3. Unidad de crudo	16

2.3.1. Unidad de destilación.....	16
2.3.1.1. Destilación atmosférica	16
2.3.1.2. Destilación al vacío	20
2.3.2. Unidad de manejo de crudo.....	22
2.4. Descripción del proceso de la unidad de destilación atmosférica	24
2.4.1. Sección de precalentamiento.....	24
2.4.2. Sección de desaladores.....	26
2.4.3. Sección de calentamiento.....	27
2.4.4. Sección de destilación atmosférica.....	27
2.5. Corrosión.....	29
2.6. Importancia de la corrosión	30
2.7. Pasividad.....	31
2.8. Morfologías de daño.....	32
2.8.1. Corrosión uniforme	32
2.8.2. Corrosión galvánica	33
2.8.3. Picaduras.....	34
2.8.4. Hendiduras	35
2.8.5. Corrosión selectiva	36
2.8.6. Corrosión intergranular	36
2.8.7. Corrosión por grietas	37
2.9. Clasificación de la corrosión.....	38
2.9.1. Corrosión a bajas temperaturas.....	39
2.9.1.1. Corrosión por bisulfuro de amonio	39
2.9.1.2. Corrosión por cloruro de amonio.....	40
2.9.1.3. Corrosión por HCl.....	41
2.9.1.4. Corrosión por ácido fluorhídrico (HF)	42
2.9.1.5. Corrosión bajo aislamiento (CUI)	44
2.9.1.6. Corrosión por CO ₂	45
2.9.1.7. Corrosión por aminas	45

2.9.2. Corrosión a altas temperaturas.....	47
2.9.2.1. Corrosión por ácidos nafténicos (NAC)	47
2.9.2.2. Termofluencia (creep)	48
2.9.2.3. Sulfidación.....	50
2.9.2.4. Corrosión por sulfuros a altas temperaturas H ₂ /H ₂ S	50
2.9.3. Corrosión/erosión	51
2.9.4. Corrosión atmosférica/corrosión externa	52
2.9.5. Corrosión bajo tensiones (SCC)	53
2.9.5.1. SCC por ácidos politiónicos	54
2.9.5.2. SCC por ácido fluorhídrico	55
2.9.5.3. Agrietamiento por H ₂ S húmedo (ampollas/HIC/SOHIC/SSC).....	56
2.9.5.4. SCC por carbonatos.....	58
2.9.6. Corrosión bajo depósitos	58
2.10. Lazos de corrosión	59
2.11. Aceros	59
2.11.1. Aceros al carbono	60
2.11.2. Aceros aleados	60
2.11.3. Aceros inoxidables.....	60
2.11.3.1. Martensíticos-Serie 400	61
2.11.3.2. Ferríticos-Serie 400.....	61
2.11.3.3. Austeníticos-Serie 300	61
2.11.3.4. Aceros inoxidables dúplex.....	62
2.12. Ensayos no destructivos (END).....	62
2.12.1. Inspección visual	63
2.12.1.1. Inspección visual directa	63
2.12.1.2. Inspección visual remota.....	63
2.12.2. Boroscopia.....	64
2.12.3. Ultrasonido.....	64

2.12.4. Líquidos penetrantes	65
2.12.5. Inspección con corrientes inducidas	66
2.13. Velocidad de corrosión	66
2.14. Análisis de falla	67
CAPITULO 3	68
DESARROLLO DEL PROYECTO	68
3.1. Identificación de los lazos de corrosión según diseño asociados a la columna de destilación atmosférica, basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos...	68
3.1.1 Trazado de lazos de corrosión.....	69
3.1.1.1. Lazo 10-001: Intercambiadores de precalentamiento de crudo y entrada a los desaladores	70
3.1.1.2. Lazo 10-002: Desaladores y efluentes de los desaladores ...	70
3.1.1.3. Lazo 10-003: Crudo desalado con $T < 450^{\circ}\text{F}$	72
3.1.1.4. Lazo 10-004: Crudo desalado con $T > 450^{\circ}\text{F}$	74
3.1.1.5. Lazo 10-005: Horno de carga.....	75
3.1.1.6. Lazo 10-006: Líneas de transferencia de crudo, fondo de la columna de crudo y corrientes asociadas, con $T > 450^{\circ}\text{F}$	76
3.1.1.7. Lazo 10-007: Sección media de la columna atmosférica y corrientes asociadas, con $T < 450$	77
3.1.1.8. Lazo 10-008: Tope de la columna atmosférica y vapores	77
3.1.1.9. Lazo 10-013: Agua agria	79
3.1.2. Identificación de los equipos y tuberías que no estaban asignadas a ningún lazo de corrosión	81
3.2. Definición de nuevos mecanismos de corrosión y parámetros claves de control en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos	81
3.2.1. Parámetros claves para los mecanismos posibles	82

3.2.2. Condiciones de diseño.....	82
3.2.3. Condiciones de operación actuales	84
3.2.4. Historiales de medición de espesores	85
3.2.5. Historiales de fallas de equipos	86
3.3. Realización del mapa de los lazos de corrosión actuales asociados a la columna de destilación atmosférica de la unidad de crudo en función de los mecanismos de corrosión existentes	87
3.4. Proposición de actividades o planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica en función de las condiciones actuales de la planta.....	88
CAPÍTULO 4	90
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
4.1. Discusión de resultados	90
4.1.1. Identificación de los lazos de corrosión según diseño asociados a la columna de destilación atmosférica, basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos.....	90
4.1.1.1. Trazado de lazos de corrosión	90
4.1.2. Identificación de los equipos y tuberías que no estaban asignadas a ningún lazo de corrosión	104
4.2. Definición de nuevos mecanismos de corrosión y parámetros claves de control en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos	106
4.2.1. Parámetros claves para los mecanismos posibles	106
4.2.2. Condiciones de diseño, historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos	113

4.2.2.1. Lazo 10-001	113
4.2.2.2. Lazo 10-002	120
4.2.2.3. Lazo 10-003	125
4.2.2.4. Lazo 10-004	139
4.2.2.5. Lazo 10-005	144
4.2.2.6. Lazo 10-006	151
4.2.2.7. Lazo 10-007	157
4.2.2.8. Lazo 10-008	173
4.2.2.9. Lazo 10-013	191
4.3 Realización del mapa de los lazos de corrosión actuales asociados a la columna de destilación atmosférica de la unidad de crudo en función de los mecanismos de corrosión existentes	199
4.3.1. Lazo 10-001: Intercambiadores de precalentamiento de crudo y entrada a los desaladores	200
4.3.1.1 Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-001	200
4.3.2. Lazo 10-002: Desaladores y efluentes de los desaladores.....	201
4.3.2.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-002	202
4.3.3. Lazo 10-003: Crudo desalado con T <350°F	203
4.3.3.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-003	205
4.3.4.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-004	207
4.3.5.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-005	209
4.3.6. Lazo 10-006: Sección media de la columna atmosférica y corrientes asociadas, con T<450°F	210
4.3.6.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-006	210
4.3.7. Lazo 10-007: Tope de la columna atmosférica y vapores.....	211
4.3.7.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-007	212
4.3.8. Lazo 10-011: Agua agria.....	213
4.3.8.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-011	214

4.4 Proponer actividades o planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica en función de las condiciones actuales de la planta.....	214
4.4.1 Monitoreo de variables claves de proceso.....	215
4.4.2 Solicitud de análisis de laboratorio	220
4.1.3. Elaboración de una curva para la apertura de la válvula de mezcla de los desaladores	223
4.1.5. Cambio de metalurgia.....	225
4.5 Conclusiones	227
4.6 Recomendaciones.....	228
BIBLIOGRAFIA.....	230
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	232

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña histórica de la empresa

PDVSA PetroPiar (anteriormente llamada Petrolera Ameriven, S.A.) se formó en 1997 siendo una de las operadoras, de las cuatro asociaciones estratégicas, que formó PDVSA para la explotación del crudo extrapesado de la Faja del Orinoco. En esta sociedad participaron PDVSA (30%), Conoco Phillips (40%) y Chevron Texaco (30%). Esta asociación era también conocida como Proyecto Hamaca, porque así se llamaba el área de la faja donde están ubicados los yacimientos adjudicados a esta empresa, actualmente recibe el nombre de campo Ayacucho y cuenta con un área de 463,07 km².

La firma del convenio de asociación se efectuó en julio de 1997 e inmediatamente arrancó la fase de ingeniería básica. En mayo de 1998 se comenzó con la sísmica tridimensional y a mediados del año 1999 la empresa comenzó con la licitación de los paquetes de ingeniería, procura y construcción, proceso que concluyó en agosto de 2000 con la adjudicación del mismo consorcio liderado por Fluor Daniel y la empresa venezolana Inelectra. La producción temprana se inició en 2002, y el mejoramiento se comenzó en el último trimestre de 2004.

Según el artículo 5200 publicado en gaceta oficial el 26 de febrero de 2007, Petrolera Ameriven pasó a ser empresa mixta, siendo ahora una asociación entre PDVSA (70%) y Chevron Texaco (30%). El 1 de mayo de

2007, la empresa se nacionalizó, y a partir del 1 de enero de 2008, pasó a ser PDVSA PetroPiar. En el mejorador PDVSA PetroPiar el crudo extrapesado es tratado bajo procesos químicos que lo mejoran considerablemente, tomando en cuenta que proviene de la Faja Petrolífera del Orinoco (específicamente del campo Ayacucho) y es transportado por el terminal de almacenamiento y embarque de crudo en Jose (TAEJ), estado Anzoátegui, a través del puerto de despacho hacia las refinerías en el exterior. Las actividades propuestas están pautadas para desarrollarse en un período de 35 años con una inversión cercana a los 4 mil millones de dólares.

En dicho mejorador se procesa la mezcla de 190.000 barriles estándar por día (BSPD) de crudo extrapesado de 8,5°API, diluido con 58.000 BSPD de nafta de 47°API, para una carga total de crudo diluido de 248.000 BSPD de 16°API. El crudo diluido contiene los siguientes contaminantes: 3,16% de azufre (S), 1.244ppm de nitrógeno básico (N), 4.577ppm de nitrógeno total, 63ppm de níquel (Ni) y 249ppm de vanadio (V). Al final del proceso se obtiene 180.000 BSPD de crudo sintético de 26°API, al cual se le ha mejorado considerablemente su calidad, con un menor contenido de contaminantes: 1,6% de azufre, 2.700ppm de nitrógeno, 49ppm de níquel y 171ppm de vanadio, de mayor valor comercial en los mercados internacionales. De esa forma se obtiene un crudo cuyas características corresponden a las de un crudo mediano, por eso se habla de producción de crudo mediano sintético a partir de crudo extrapesado.

1.2 Ubicación geográfica

PDVSA Petropiar se encuentra ubicada en el estado Anzoátegui en el Complejo Petrolero, Petroquímico e Industrial José Antonio Anzoátegui

(sector Jose entre Barcelona y Puerto Píritu) limitando al norte con Pequiven, al sur con la autopista Barcelona – Puerto Píritu, al oeste con una zona baldía y al oeste con PDVSA PetroMonagas.

1.3 Visión del Mejorador

Maximizar el valor de la producción y mejoramiento de crudo extrapesado mediante una filosofía operativa libre de accidentes, mejoramiento continuo y capacitación de oportunidades de crecimiento en un ambiente dinámico de trabajo.

1.4 Misión del Mejorador

Operar una empresa competitiva reconocida por producir un crudo de alta calidad de forma más segura, confiable, innovadora y rentable, con la mayor conciencia ambientalista y socialmente responsable.

1.5 Mejorador

El Mejorador de crudo extrapesado lleva la calidad del crudo, desde 8,5°API hasta 26°API, mediante la remoción de carbono en forma de coque, y la disminución de los contaminantes de azufre y nitrógeno. Para llevar el crudo extrapesado a un crudo mediano o liviano, el mejorador consta de las siguientes áreas:

1.5.1 Área de crudo

El área de crudo está dividida en: unidad de destilación (unidad 10) y unidad de manejo de crudo (unidad 61). La unidad de destilación de crudo

está conformada por los procesos de destilación atmosférica y destilación al vacío, que son procesos de separación física de hidrocarburos. El área de crudo también incluye la unidad de manejo de crudo, la cual está diseñada para almacenar crudo diluido como alimentación al proceso del mejorador, productos e inventarios intermedios.

1.5.2 Área de coquificación retardada

El área de coquificación retardada abarca la unidad de coquificación (unidad 12), la unidad de recuperación de gases (unidad 18), unidad de gas combustible (unidad 45) y la unidad de manejo de coque (unidad 68). La unidad de coquificación procesa el residuo de vacío proveniente de la unidad 10. La unidad de recuperación de gas, recupera los líquidos de las corrientes gaseosas que se obtienen en la unidad de coquificación retardada. Los gases son tratados en un absorbedor de aminas para la remoción del sulfuro de hidrógeno, la amina rica en sulfuro de hidrógeno, resultado del proceso de absorción, es regenerada en la unidad de regeneración de aminas (unidad 24). La unidad de gas combustible es la que se encarga de mezclar y distribuir el gas obtenido en las plantas de proceso y el gas natural importado. Y, finalmente la unidad de manejo de coque, en donde el coque obtenido en la unidad de coquificación retardada es acondicionado para su almacenamiento y traslado en cisternas.

1.5.3 Área de hidrogenación

El área de hidrogenación abarca todas las unidades cuyos procesos utilizan o producen hidrógeno. Ésta se divide en la unidad de producción de hidrógeno (unidad 22), unidad de hidrot ratamiento de aceites

livianos (unidad 14), unidad de hidrocraqueo de gasóleos pesados (unidad 16) y la unidad de soporte al hidroprocesamiento (unidad 15).

La unidad de producción de hidrógeno provee el hidrógeno necesario en los procesos de hidrotratamiento e hidrocraqueo de las unidades 14 y 16, respectivamente. La unidad consta de dos trenes, donde se obtiene hidrógeno de alta pureza (99,9 %vol) a través de la reformación de gas natural con vapor de agua. Para alcanzar la pureza deseada, la corriente de hidrógeno se hace pasar por un proceso de purificación, que se lleva a cabo en el proceso de adsorción con presión oscilante (psa), ubicado en el límite de batería.

En la unidad de hidrotratamiento de aceites livianos, los destilados vírgenes de la unidad de crudo, gasóleo liviano de la unidad de coquificación retardada, livianos y nafta del área del cóquer, se hacen reaccionar con hidrógeno sobre un catalizador para promover las reacciones de hidrotratamiento. De esta forma se remueven contaminantes como lo son el azufre, nitrógeno y metales, y se saturan olefinas, lo que maximiza la producción de nafta de rango completo, kerosén y diesel.

En la unidad de hidrocraqueo de gasóleos pesados, el gasóleo pesado virgen de la unidad de crudo y el gasóleo pesado de la unidad de coquificación retardada se hacen reaccionar con hidrógeno sobre un catalizador para promover las reacciones de hidrocraqueo. De esta forma se remueven contaminantes como azufre, nitrógeno y metales, y se maximiza la producción de naftas, kerosén, diesel. Estas dos unidades tienen torres de absorción con amina.

La unidad de soporte al hidroprocesamiento consta de todas aquellas facilidades en común para separación de productos y tratamiento con amina,

requeridos por los productos de las unidades de hidrotratamiento e hidrocrackeo. Aquí también se lleva a cabo la mezcla del crudo comercial.

1.5.4 Área de azufre

El complejo de azufre está constituido por la unidad de regeneración de aminas (unidad 24), unidad de aguas agrias (unidad 26), unidad de recuperación de azufre (unidad 28), unidad de formación de azufre (unidad 32) y la unidad de manejo de azufre (unidad 64).

En la unidad de regeneración de aminas, la amina rica en H_2S proveniente de los siete absorbedores del mejorador es regenerada, eliminándosele el H_2S para ser nuevamente utilizada. En las torres absorbedoras, la amina es circulada en contracorriente a la entrada de los gases de alimentación. Estos gases, entre otros compuestos, contienen H_2S , el cual es muy corrosivo y por tal razón tiene que ser eliminado. Al estar en contacto la amina con el gas, ésta “absorbe” o “atrapa” al H_2S , dejando al gas libre del mismo, y la amina tiene ahora una cantidad mayor de H_2S que la que tenía inicialmente. Luego, esta amina es regenerada en las torres despojadoras, que por acción de un aumento en la temperatura “despojan” o “eliminan” el H_2S arrastrado por la amina

La unidad de aguas agrias recibe el agua gastada de los procesos, y es tratada para ser reutilizada o enviada a la unidad de tratamiento de efluentes. Esta agua tiene alto contenido en H_2S y NH_3 . Una vez recolectada, es sometida a efecto de despojamiento para ser tratada. En el mejorador existen tres trenes de tratamiento de agua, donde es procesada en forma separada el agua fenólica de la no-fenólica. Los gases del proceso provenientes de aguas agrias y de la unidad de regeneración de aminas son enviados a la

unidad de recuperación de azufre, donde el H_2S es transformado a azufre líquido por medio del proceso Claus, y el NH_3 es destruido térmicamente. Esta unidad tiene 3 trenes Claus de producción de azufre.

En la unidad de formación de azufre, el azufre líquido proveniente de la unidad recuperadora, se dirige luego a correas pastilladoras, donde el azufre líquido se solidifica por efecto del agua de enfriamiento y es transformado en pastillas. La unidad de manejo de azufre se encarga de recolectar por medio de tolvas el azufre en pastillas, y distribuirlo en camiones a los almacenes del condominio.

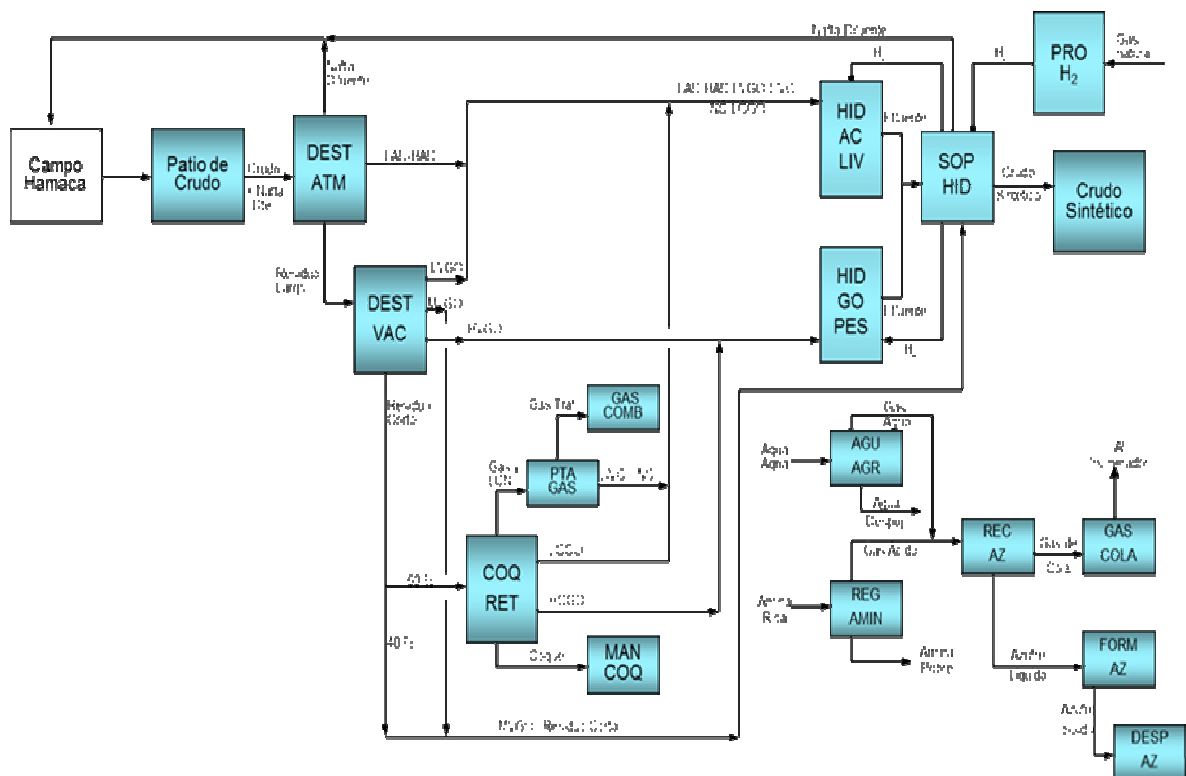


Figura 1.1. Diagrama de bloque de todas las unidades del mejorador.

(Alfonzo, 2004)

1.6 Planteamiento del problema

Actualmente se lleva a cabo la explotación del crudo extrapesado proveniente del campo petrolero Hamaca, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Éste es procesado en el mejorador de crudo extrapesado PetroPiar, el cual está ubicado en el complejo Jose, estado Anzoátegui. PetroPiar se encuentra distribuido en las siguientes áreas: crudo, coquificación retardada, hidroprocesamiento y complejo de azufre.

El mejorador de crudo extrapesado lleva la calidad del crudo desde 8,5°API hasta 26 °API, mediante la remoción de carbono en forma de coque, y la disminución de los contaminantes y sales (NaCl, CaCl₂, entre otros) que vienen acompañando al crudo desde su extracción. La presencia de estos contaminantes, combinado con ciertas condiciones operacionales, dan como resultado el desgaste y corrosión de las tuberías y equipos que conforman todas las unidades del mejorador. Aunado a esto, la planta no se encuentra operando según las condiciones de diseño debido a la alta demanda y al aumento de la alimentación a la planta, lo cual hace suponer que la planta tiene otras condiciones de operación y no cumple estrictamente las especificaciones pautadas en un comienzo.

Dicho cambio también influye en el proceso de la corrosión de equipos y tuberías, lo que se traduce en fallas de equipos, ruptura de tuberías, pérdida de producto y/o materia prima, problemas ambientales, y en su peor caso puede traer consecuencias catastróficas para la empresa. Atendiendo a esta situación, el mejorador de crudo PetroPiar pondrá en marcha el Proyecto Reimplantación de Integridad Mecánica, basado en la disminución de presión, fuga de equipos, entre otros aspectos. Una de las partes del

proyecto es la actualización de los lazos de corrosión que fueron asignados desde el arranque de la planta.

En este estudio sólo se trabajará con el área de crudo (unidad 10), específicamente en la torre de destilación atmosférica, donde se determinarán los mecanismos de corrosión correspondientes a las condiciones actuales de la planta, empleando los historiales de fallas de equipos, la medición de espesores, y el análisis de las variables de operación de la planta. Posteriormente se establecerán los lazos de corrosión, los cuales estarán definidos de acuerdo a los mecanismos de corrosión, tipo de metalurgia, condiciones operacionales, tipo de fluido y otros factores que se consideren relevantes en la distribución de los lazos.

Se llevará a cabo el trabajo, con la finalidad de desarrollar una herramienta que permita verificar cómo están conformados los lazos de corrosión actualmente y poder prevenir futuros daños por corrosión, controlando las variables críticas de proceso que logran activar los mecanismos de daño susceptibles para cada uno de estos lazos. Y así poder realizar los mejores planes de mitigación correspondientes a cada lazo de corrosión. También servirá de apoyo para continuar esta actividad de actualización en la unidad de crudo completa, y hacer de una manera consecutiva la actualización de los lazos de corrosión en las demás unidades del mejorador, teniendo un alcance global de la planta.

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo general

Actualizar los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica de la unidad de crudo de la planta mejoradora de crudo extrapesado de PDVSA – PETROPIAR.

1.7.2 Objetivos específicos

1. Identificar los lazos de corrosión según diseño asociados a la columna de destilación atmosférica, basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos.
2. Definir nuevos mecanismos de corrosión y parámetros claves de control en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos.
3. Realizar el mapa de los lazos de corrosión actuales asociados a la torre de destilación atmosférica de la unidad de crudo en función de los mecanismos de corrosión existentes.
4. Proponer actividades o planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica en función de las condiciones actuales de la planta.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Campos (2009), realizó una actualización de la filosofía del control de corrosión para las unidades de destilación atmosférica, vacío, coquificación retardada y recuperación de gases, que se encuentran en el mejorador de crudo PetroCedeño, la cual se enfocó en el desarrollo de un análisis de criticidad que permitió determinar en que nivel de riesgo se encuentran los equipos estáticos de cada unidad a estudiar. Haciendo uso del programa AUTOCAD actualizó los diagramas de construcción y materiales.

Calderón (2007), analizó los mecanismos de corrosión que afectan a los diferentes materiales de la línea de transmisión Guri-Tigre-San Gerónimo a 400kV, a través de un monitoreo de los agentes aeroquímicos más importantes de la atmósfera, obteniendo velocidades de deposición de dichos agentes evaluando las variables meteorológicas de la zona, para así poder clasificar la atmósfera de acuerdo a un nivel de corrosividad específica. Para este estudio se aplicó el método de alambre sobre tornillo para observar el comportamiento con los metales y encontrar la velocidad de corrosión en ese ambiente.

González (2006), evaluó los mecanismos de corrosión en las unidades de destilación atmosférica y separación de nafta, en la Refinería Puerto La Cruz, con el fin de monitorear las variables operacionales que activan dichos mecanismos y organizar las unidades en lazos de corrosión. Se aplicó la metodología SILCO que permite establecer planes de inspección de líneas

de proceso y equipos estáticos, con el objetivo principal de predecir fallas y observar el comportamiento de las variables operacionales. De igual manera se realizó un análisis de criticidad mediante una matriz de cálculo, en donde se determinaron los lazos mas críticos.

Rojas (2005), elaboró una evaluación de la influencia de las variables de operación en los mecanismos de corrosión de la unidad hidrotatadora de diesel de la Refinería Puerto La Cruz, con la finalidad de dar un enfoque que tuvo como prioridad los planes de registro e inspección selectivos, para la prevención o control de la corrosión. Se analizaron los datos de operación de equipos estáticos y líneas de proceso. En esta evaluación se utilizó como herramienta el análisis de criticidad, para lograr determinar cuáles eran los lazos de corrosión más críticos de la unidad.

Las investigaciones anteriores se enfocaron en analizar los mecanismos de corrosión que afectan ciertas unidades, y las variables críticas a monitorear, lo cual se asemeja al estudio a realizar. En la mayoría de los estudios anteriormente mencionados realizaron análisis de criticidad para determinar las unidades o lazos más críticos, diferenciándose del presente trabajo en donde dicho análisis no se realizará, ya que el estudio estará orientado a la revisión de los historiales de condiciones operacionales, fallas de equipos y medición de espesores, apoyando la información con el cambio de las condiciones operacionales que experimenta la planta en la actualidad, lo cual servirá de apoyo para la selección de los mejores planes de mitigación para aquellos equipos o líneas más importantes.

2.2. Descripción general del proceso

El crudo diluido entra al área de destilación de crudo, específicamente al proceso de destilación atmosférica. Aquí ocurre la separación física de los diferentes cortes: la nafta de tope, los cortes de destilado liviano y destilado pesado, y por el fondo, el residuo atmosférico o residuo largo.

La nafta pesada es llevada al tanque de nafta diluyente para su retorno a los campos de producción. El corte de destilados atmosféricos es enviado a la unidad de hidrotreamiento de aceites livianos. El residuo atmosférico se envía al proceso de destilación al vacío, donde ocurre la separación física de los siguientes cortes: gasóleo liviano de vacío (LVGO), gasóleo mediano de vacío (MVGO), gasóleo pesado de vacío (HVGO), y por el fondo el residuo de vacío o residuo corto.

El gasóleo liviano de vacío (LVGO), es enviado al proceso de hidrotreamiento de aceites livianos. El gasóleo pesado de vacío (HVGO), es enviado al proceso de hidrocraqueo de gasóleos pesados. Y, el gasóleo mediano de vacío (MVGO), junto con un 40% del residuo de vacío es enviado a tanque, y luego a la mezcla del crudo sintético comercial, la cual se realiza en la unidad de soporte al hidroprocesamiento.

El 60% que resta del residuo de vacío es enviado al área de coquificación, específicamente a la unidad de coquificación retardada, donde ocurre la conversión térmica hacia una mezcla de coque y vapores de reacción. El coque se envía a la fosa de coque para su posterior trituración, manejo y despacho. Los vapores de reacción son separados en la unidad de recuperación de gas, obteniéndose: gas del mejorador de CQR (GM), livianos del cóquer (corriente de C₃'s / C₄'s, denominada LIVC), nafta del

cóquer (NC), gasóleo liviano del cóquer (LCGO), y gasóleo pesado del cóquer (HCGO).

Tanto los livianos, como la nafta del cóquer y el gasóleo liviano del cóquer, son enviados al área de hidroprocesamiento, específicamente a la unidad de hidrotratamiento de aceites livianos. Mientras que el gasóleo pesado del cóquer es enviado a la unidad de hidrocraqueo de gasóleos pesados. En el proceso de hidrotratamiento de aceites livianos, los cortes vírgenes (el corte de destilados atmosféricos, y el gasóleo liviano de vacío) y craqueados (los livianos, la nafta y el gasóleo liviano del cóquer) son tratados con hidrógeno para reducir el contenido de contaminantes de azufre y nitrógeno. El efluente de la reacción es enviado a la unidad de soporte al hidroprocesamiento para su separación.

Por su parte, en el proceso de hidrocraqueo de gasóleos pesados, los cortes vírgenes (gasóleo pesado de vacío) y el corte craqueado (gasóleo pesado del cóquer) son tratados con hidrógeno para reducir el contenido de contaminantes de azufre, nitrógeno y metales. El efluente de la reacción es también enviado a la unidad de soporte al hidroprocesamiento para su separación.

En la unidad de soporte al hidroprocesamiento ocurre la separación física de los siguientes cortes: gas combustible, hidrocarburos líquidos, naftas liviana y pesada hidrotratada, y un corte de gasóleos hidrotratados. Una parte de la nafta pesada hidrotratada sirve para completar la nafta pesada que se usa como diluyente del crudo Hamaca, y el resto se usa para la mezcla del crudo mejorado comercial. Los hidrocarburos líquidos, la nafta liviana y el corte de gasóleos hidrotratados son enviados para la mezcla del crudo mejorado comercial. Cabe mencionar que la preparación del crudo

mejorado comercial (nafta hidrotratada, gasóleos hidrotratados, gasóleo mediano de vacío y residual de vacío) se realiza en la unidad de soporte al hidroprocesamiento.

El hidrógeno utilizado en los dos procesos anteriores se produce en el proceso de reformación con vapor del gas natural, se comprime en la unidad de soporte al hidroprocesamiento y se envía a los usuarios. Tanto en la unidad de recuperación de gases del cóquer (planta de gas) como en las unidades de hidrotratamiento de aceites livianos, hidrocraqueo de gasóleos pesados y de soporte al hidroprocesamiento, hay torres absorbedoras de aminas para la remoción del sulfuro de hidrógeno. La amina rica en sulfuro de hidrógeno es enviada al proceso de regeneración de amina, donde mediante despojamiento, se produce amina pobre en sulfuro de hidrógeno, y gas ácido rico en sulfuro de hidrógeno.

Por otra parte, en los procesos de destilación, coquificación, recuperación de gas, hidrotratamiento, hidrocraqueo y absorción con amina, se usa agua de lavado para disolver sales sulfurosas y amoniacaes, y esta agua es enviada a un proceso de despojamiento donde se produce agua despojada (parte se reutiliza y parte se desecha hacia el sistema de tratamiento de efluentes líquidos), y gas agrio rico en sulfuro de hidrógeno y amoníaco.

Los gases ácidos y agrios son enviados al proceso de recuperación de azufre Claus, donde el amoníaco es descompuesto en nitrógeno e hidrógeno, y gran parte del sulfuro de hidrógeno es recuperado como azufre. El efluente de Claus, que contiene sulfuro de hidrógeno y dióxido de azufre, es enviado al proceso de gas de cola Scot, donde el gas es llevado a concentraciones

de azufre que están dentro del marco legal ambiental de Venezuela. (Alfonzo, 2004)

2.3. Unidad de crudo

La unidad de crudo se divide a grosso modo en las unidades de destilación y de manejo de crudo.

2.3.1. Unidad de destilación

La unidad de destilación de crudo se divide en dos secciones: destilación atmosférica y destilación al vacío, las mismas se explican a continuación.

2.3.1.1. Destilación atmosférica

La destilación atmosférica es la separación de los componentes de una mezcla líquida mediante la vaporización parcial de la mezcla y la recuperación separada de vapores y el residuo. La vaporización se cumple, cuando los líquidos con bajo punto de ebullición cambian de estado físico, manteniéndose líquidos los que tienen alto punto de ebullición, como el residuo atmosférico.

El proceso de destilación se lleva a efecto en una columna o torre de fraccionamiento, donde ocurre la vaporización y separación de las diferentes fracciones. Estas columnas o torres cilíndricas contienen un número de platos o bandejas horizontales, perforados, superpuestos y simétricamente espaciados, que reciben el nombre de platos de fraccionamiento.

Estos platos tienen un gran número de orificios y están contruidos de tal forma que mantienen un nivel de líquido en su interior. En cada uno de los orificios se coloca un casquete o campana de burbujeo, cuyo objetivo es desviar los vapores ascendentes y obligarlos a burbujear por el líquido que se mantiene en el plato. Cada plato está fijo en la columna y se comunica con el plato inmediato inferior mediante un tubo llamado salida o bajante. Esta salida permite el paso del líquido condensado al plato inmediato inferior para que sea nuevamente evaporado.

El líquido antes de entrar a la torre se precalienta y pasa a través de un horno, donde se eleva la temperatura al nivel requerido para vaporizar la mayor parte de los hidrocarburos volátiles presentes en el líquido. La mezcla caliente de vapores y líquidos entra a la torre donde ocurre la separación de los vapores, los cuales ascienden hacia la parte superior, y el líquido formado por las fracciones más pesadas de alto punto de ebullición, que fluye hacia abajo y es despojado en su recorrido, de los productos livianos que contenga.

Para ascender, los vapores tienen que pasar a través de las perforaciones y casquetes de los platos, burbujear en el líquido acumulado en ellos que está a una temperatura más fría que los vapores. Al efectuarse este contacto líquido-vapor, los componentes más pesados del vapor se enfrían, se condensan y junto con el líquido existente, descienden al plato inferior inmediato. Al mismo tiempo se vaporizan los hidrocarburos más livianos que están presentes en el líquido que ha caído del plato superior.

La Unidad de Destilación Atmosférica separa los cortes en las siguientes corrientes de productos:

- **Nafta Diluyente:** que es enviada a tanque y luego de regreso para la dilución del crudo Hamaca.
- **Destilado Liviano:** que es enviado a la unidad de hidrotratamiento de aceites livianos (unidad 14).
- **Destilado Pesado:** que es enviado a la unidad de hidrotratamiento aceites livianos (unidad 14).
- **Residuo Atmosférico:** que es enviado a la destilación al vacío.

La unidad de destilación atmosférica está diseñada para procesar 190.000 BPDO (barriles por día de operación) de crudo diluido Hamaca. La unidad de crudo separa la alimentación de crudo diluido en varios productos intermedios que serán procesados en las unidades de hidropcesos aguas abajo.

La unidad de destilación atmosférica comprende las siguientes secciones previas a la destilación al vacío:

- **Sección de precalentamiento:** El crudo diluido Hamaca con 16°API que viene de tanques entra a la planta con una temperatura de 100°F y una presión de 420 psig. La carga pasa a través de una serie de intercambiadores de calor que reciben calor de distintas corrientes de proceso. La temperatura que se alcanza en el precalentamiento está entre 300°F y 310°F, la cual es la indicada para la operación apropiada de los desaladores.
- **Sección de desaladores:** Se diseñaron dos trenes paralelos de dos desaladores cada uno, para reducir el contenido de sal en el crudo por debajo de 2 PTB (PTB= libras por 1.000 barriles). El agua libre en el crudo desalado no podrá ser mayor de 0,5 % en volumen, y el efluente de agua no debe contener más de 300ppm de crudo.

- **Sección de calentamiento:** La alimentación al salir de los desaladores pasa por una columna de separación y luego se precalienta en una serie de intercambiadores, para finalmente entrar al horno, donde se calienta hasta 685°F.
- **Destilación atmosférica:** La columna separa la alimentación de crudo diluido en: nafta diluyente, destilado liviano, destilado pesado, y residuo atmosférico. La columna atmosférica está diseñada para procesar 247.575 BPDO de crudo diluido Hamaca. Sin embargo, con baja carga, las bandejas están diseñadas para operar a un 50% de eficiencia en condiciones normales. El diseño de la columna es vertical, en forma de chimenea. La columna tiene una altura de 142'6", de tangente a tangente, y un diámetro interior de 20'6". La altura total de la columna es de 229'3". (Alfonzo, 2004)

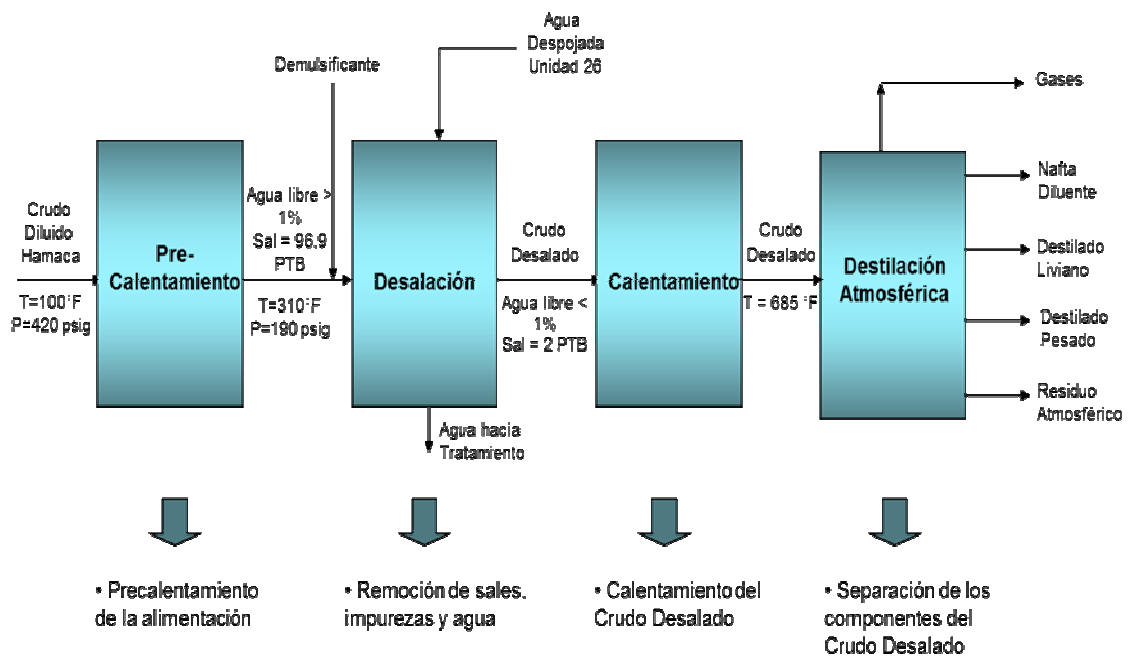


Figura 2.1. Diagrama de bloque de la unidad de destilación atmosférica.
(Alfonzo, 2004)

2.3.1.2. Destilación al vacío

La destilación al vacío es usada para vaporizar los productos de alto punto de ebullición a temperaturas suficientemente bajas para cumplir con la separación deseada. De otra manera, sin el uso del vacío, se tendrían que utilizar temperaturas muy altas para separar los productos, llegando al craqueo térmico de las moléculas. Mientras mayor sea el vacío, menor será la temperatura a la cual se vaporizarán los productos. Por ejemplo: en la columna de vacío, donde la presión es reducida a menos de 1psig, los gasóleos pesados son destilados a 700°F, sin el vacío los gasóleos pesados tendrían que ser calentados hasta los 1.100°F. Esta alta temperatura causaría un craqueo térmico, y formación de coque.

Siempre debe recordarse que la presión atmosférica de 14,7 lb/pulgada² de presión absoluta (psi), a nivel del mar, es igual 0" de mercurio ó 0 lb/pulgada² de presión manométrica, y que es constantemente aplicada a todo el sistema. Tan pronto como la presión interna dentro de un recipiente caiga por debajo de 0 en el medidor, el recipiente entra en presión de vacío.

La unidad de destilación al vacío separa la corriente de residuo atmosférico en los siguientes productos:

- **Gasóleo liviano de vacío (LVGO):** una parte se envía como alimentación a la unidad de hidrotratamiento de aceites livianos (unidad 14), otra se usa como aceite pobre en la unidad de recuperación de gas (unidad 18), y el remanente se envía a almacenaje. Sale de la columna con una temperatura alrededor de 240°F.
- **Gasóleo mediano de vacío (MVGO):** es usado para el suministro de aceite de limpieza, como insumo a la mezcla de crudo comercial y como

diluyente del residuo de vacío que va hacia almacenaje. Sale de la columna con una temperatura de 420°F.

- **Gasóleo pesado de vacío (HVGO):** se envía como alimentación a la unidad de hidrocraqueo de gasóleos pesados (unidad 16). Sale de la columna con una temperatura de 590°F.
- **Residuo de vacío:** sirve de alimentación a la unidad de coquificación retardada (unidad 12) y hacia almacenaje. Sale de la columna a una temperatura de 650 °F.

La unidad de destilación al vacío está diseñada para procesar 165.261 BPDO de residuo atmosférico. La unidad de destilación al vacío comprende las siguientes secciones posteriores a la destilación atmosférica:

- **Sección de calentamiento:** El propósito del calentamiento es el de proveer al residuo atmosférico la cantidad requerida de calor para su fraccionamiento dentro de la columna de vacío. Para ello se usa el horno de vacío, que lleva la temperatura desde 678°F hasta 772°F.
- **Sección de destilación al vacío:** La columna de destilación al vacío separa la alimentación de residuo atmosférico en: gasóleo liviano de vacío (LVGO), gasóleo mediano de vacío (MVGO), gasóleo pesado de vacío (HVGO) y residuo de vacío.

La reducción de presión en la torre se logra a través de un sistema de eyectores. La presión de operación de la columna de vacío es de 57 mmHg en el tope y 65 mmHg en la zona de vaporización. El fondo de la columna opera a 95 mmHg. (Alfonzo, 2004)

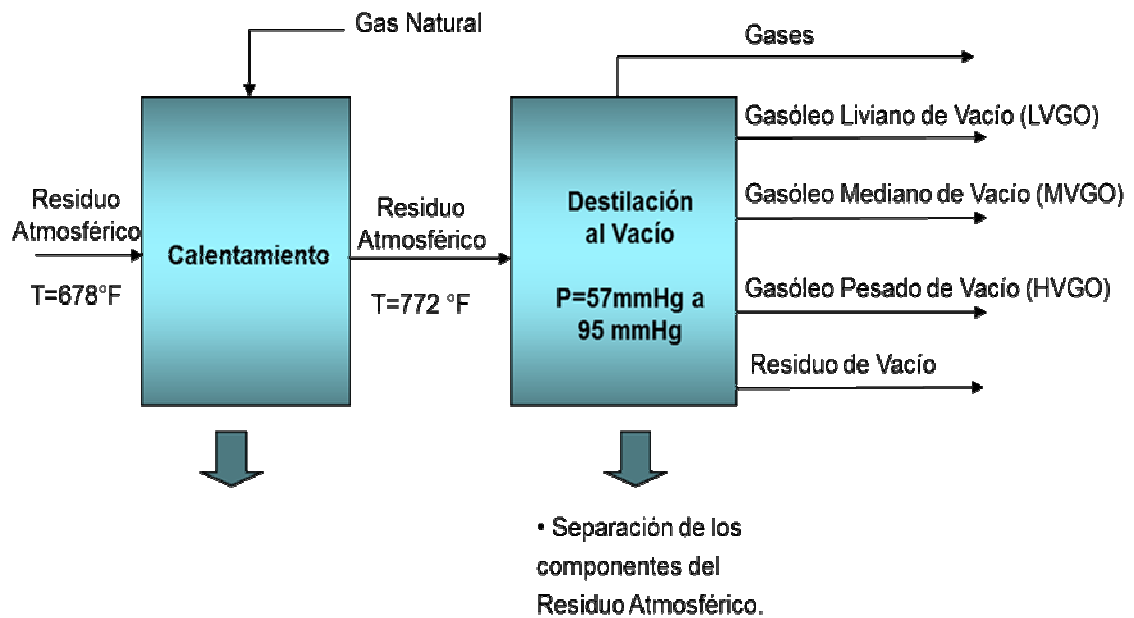


Figura 2.2. Diagrama de bloque de la unidad de destilación al vacío.
(Alfonzo, 2004)

2.3.2. Unidad de manejo de crudo

El patio de tanques de la unidad de manejo de crudo provee las instalaciones de almacenaje para el complejo mejorador del proyecto Hamaca. El mejorador está diseñado para procesar 190.000 BPDO de crudo pesado Hamaca. Los productos que se manejan en este patio de tanques son los siguientes: crudo diluido, nafta diluyente, mezcla de destilados atmosféricos, gasóleo liviano de vacío (LVGO), gasóleo mediano de vacío (MVGO), mezcla de residuo de vacío, gasóleo mediano de vacío (MVGO), y crudo comercial.

El patio de tanques (unidad 61) está diseñado para almacenar crudo diluido como alimentación al proceso del mejorador, productos e inventarios

intermedios, de acuerdo con la capacidad de diseño de la misma, parámetros operativos, procedimientos operacionales y flexibilidad en los procesos.

El crudo diluido será recibido en forma intermitente, inicialmente a una tasa de 443.000 BPDO, en un período de 15 horas, con 92% de utilización del medio de transferencia. Luego a medida que se reduce la disponibilidad del oleoducto, este flujo intermitente será transferido a la tasa máxima de diseño de 800.000 BPDO, por un período de 8 horas y con 92% de utilización.

El patio de tanques alimenta a la unidad de crudo del mejorador, a una tasa de 247.600 BPDO (190.000 BPDO de crudo y 57.600 BPDO de nafta diluyente), para su posterior procesamiento. El patio de almacenaje recibe crudo mejorado comercial para su exportación a los respectivos mercados. Existen instalaciones para almacenamiento y transferencia de nafta diluyente, a través del sistema de transferencia hacia las instalaciones de producción de crudo.

Estas instalaciones almacenan y alimentan destilado combinado a la unidad de hidrotreatmento de aceites livianos, almacenan el MVGO, y, en caso de fallas en la unidad de hidrocraqueo de gasóleos pesados, se almacena el gasóleo pesado del coque HCGO en el tanque de MVGO. Adicionalmente, almacenan y transfieren la mezcla de residuo de vacío/MVGO, hacia la unidad de soporte al hidropesamiento, en la cual se prepara la mezcla de crudo comercial. (Alfonzo, 2004)

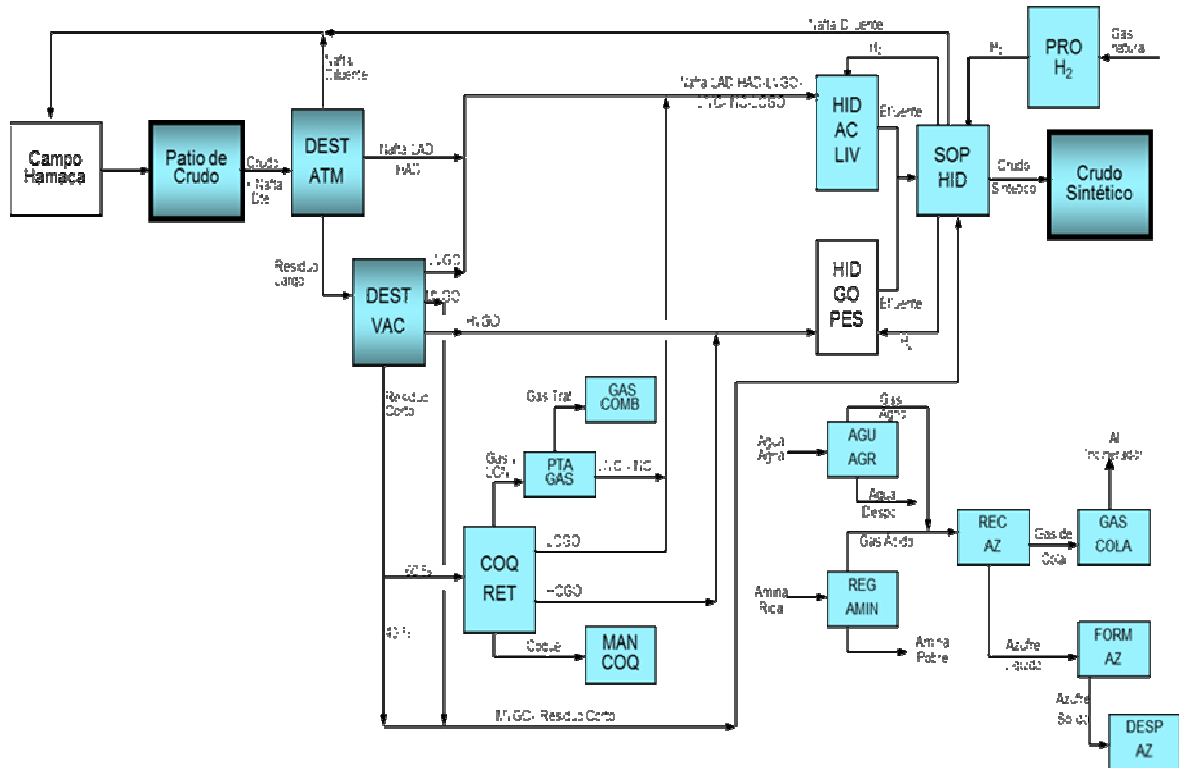


Figura 2.3. Diagrama de bloque de la unidad de manejo de crudo y destilación. (Alfonzo, 2004)

2.4. Descripción del proceso de la unidad de destilación atmosférica

Para describir el proceso específico de la unidad de destilación atmosférica, se explicará detalladamente cada sección de ésta, la cual incluye la sección de precalentamiento, sección de desaladores, sección de calentamiento y sección de destilación atmosférica.

2.4.1. Sección de precalentamiento

El crudo diluido Hamaca es enviado hacia la sección de precalentamiento por la bomba de carga 10-P-001A/B. Antes de entrar al

primer equipo de precalentamiento, se inyecta químico demulsificante, para ayudar en la separación del agua y contaminantes del crudo, antes de entrar a los desaladores.

El crudo que viene de tanques entra a la planta con una temperatura de 100°F y una presión de 420 psig y es enviado hacia varios intercambiadores.

La corriente se divide en tres y entra al primer grupo de intercambiadores:

- a) Intercambiadores de alimentación/nafta diluyente 10-E-001A-C.
- b) Intercambiadores de alimentación/producto MVGO 10-E-004A-C.
- c) Intercambiadores de alimentación/tope de la torre atmosférica 10-E-002A-J.

Las salidas de los tres grupos de intercambiadores se unen y pasan por el intercambiador de alimentación/nafta diluyente 10-E-005. Al salir del 10-E-005, el flujo de crudo se volverá a dividir en dos corrientes paralelas. La primera va hacia los intercambiadores de alimentación/reflujo de destilado liviano 10-E-006A-D, y la segunda hacia los intercambiadores de alimentación/MVGO reflujo y producto 10-E-007A-D. Las salidas de los dos grupos de intercambiadores una vez más se unen y fluyen a través del intercambiador de alimentación/destilado combinado 10-E-008, el intercambiador de alimentación/HVGO producto 10-E-009, y el intercambiador de reflujo de destilado liviano 10-E-010. Hasta este punto, el crudo alcanza una temperatura que está entre 300°F y 310°F, temperatura que es necesaria para la operación apropiada de los desaladores. A la salida del Intercambiador 10-E-010, la corriente se divide en dos líneas, una para cada tren de desaladores.

2.4.2. Sección de desaladores

El crudo precalentado es dividido en dos corrientes paralelas que entran a los desaladores de primera fase 10-V-002A y 10-V-003A, donde el crudo es mezclado con agua de lavado a través de válvulas de mezcla. El crudo parcialmente desalado a la salida de la primera etapa, es combinado con agua de lavado fresca, esta corriente es mezclada a través de los mezcladores 10-MX-001 y 10-MX-002, y entran a los desaladores de segunda etapa 10-V-002B y 10-V-003B, para la fase final de desalación.

En los desaladores se utiliza un campo eléctrico de alto voltaje que se mantiene entre dos electrodos de metal. Las fuerzas eléctricas causan la formación de grandes gotas de agua, estas gotas tienen la masa suficiente para caer a través del crudo al fondo del tambor desalador, ya que el agua es más pesada que el crudo. El agua de lavado proviene de la unidad de despojamiento de aguas agrias (unidad 26).

El agua acumulada en el fondo del tambor desalador es continuamente retirada y enviada al precalentador de agua de lavado / efluente de agua 10-E-011A/B. El agua caliente de lavado es enviada a los desaladores de segunda etapa en control de flujo. El efluente de agua de los desaladores de la segunda etapa es bombeada a los de la primera etapa a través de las bombas 10-P-019A/C. El efluente de agua es enfriada en el enfriador de agua 10-E-012 antes de ir a la unidad de tratamiento de aguas de desecho (unidad 65) a una temperatura de 120°F.

2.4.3. Sección de calentamiento

El crudo desalado es vaporizado en la columna de vaporización Instantánea o preflash 10-C-002, la cual está ubicada debajo de la columna atmosférica 10-C-001 en arreglo superpuesto. La columna 10-C-002 es un tambor acumulador con un tiempo de residencia suficiente para que se vaporicen los componentes más livianos del crudo. La mayor parte de la carga de crudo caerá en el fondo de la 10-C-002 para ser bombeada al intercambiador de MVGO producto/reflujo 10-E-014A/B, al salir de estos intercambiadores se divide en tres corrientes paralelas:

- a) Una que va hacia los Intercambiadores de residuo de vacío/reflujo, 10-E-015A-L.
- b) Una que pasa por los Intercambiadores de destilado producto/reflujo, 10-E-016A-C.
- c) Y una que pasa por los intercambiadores de HVGO producto/reflujo, 10-E-017A-L.

Las tres salidas de este grupo de intercambiadores se unen y pasan a través de los intercambiadores de residuo de vacío/reflujo 10-E-018A-C. La alimentación precalentada entra al horno 10-H-001 por la sección de convección a través de un serpentín, donde se calienta a 772°F. El horno está compuesto por dos celdas, con seis tubos y 20 quemadores en cada celda.

2.4.4. Sección de destilación atmosférica

La alimentación parcialmente evaporizada que sale del horno 10-H-001, entra a la zona de vaporización de la torre que está ubicada entre los platos 6 y 7 de la columna 10-C-001. En la torre el crudo se separa: nafta diluyente,

destilado liviano y destilado pesado. La nafta diluyente es usada en la dilución del crudo diluido Hamaca y enviada a almacenamiento como parte de la producción. El destilado liviano y el destilado pesado son los dos componentes que conforman las corrientes de destilados y que luego se combinan con el LVGO para integrar la carga a la unidad de hidrotreatmento de aceites livianos (unidad 14).

La salida de la nafta diluyente desde la columna, 10-C-001, es la salida lateral más alta de la columna atmosférica. La temperatura de salida de la nafta diluyente es de aproximadamente 275°F. La bomba de nafta diluyente 10-P-004 succiona la nafta y descarga por el lado de tubos del Intercambiador de calor de alimentación de crudo, 10-E-005. La corriente de nafta diluyente fluye por el lado de tubos de los Intercambiadores 10-E-001A-C, y después a través del enfriador de aire 10-EA-004. La temperatura de la corriente de nafta diluyente, luego de salir de todos los intercambiadores de calor debe ser de aproximadamente 150°F. La corriente de salida de nafta diluyente es enviada al tanque de almacenamiento de nafta diluyente.

El destilado liviano, sale a una temperatura aproximada de 415°F. La mayor parte de la corriente de destilado liviano es succionada por las bombas de reflujo de destilado liviano 10-P-005A/B. Las bombas descargan hacia los intercambiadores de precalentamiento de la alimentación de crudo 10-E-010 y 10-E-006A-D de donde sale a 255 °F y es regresada a la columna 10-C-001.

El flujo restante de la corriente de salida del destilado liviano es enviado al despojador de destilado liviano 10-C-003. Aquí el líquido está sujeto a la acción del vapor despojador y los hidrocarburos más livianos que estén presentes, que serán vaporizados en varias bandejas y regresados a la

columna atmosférica. El vapor de despojamiento, es vapor sobrecalentado proveniente del horno 10-H-001 a una temperatura de 600 °F. El producto de destilado liviano que se acumula en el fondo del despojador es succionado por las bombas 10-P-007A/B.

La salida de destilado pesado es la salida lateral más baja en la columna atmosférica. La temperatura de salida es de aproximadamente 575°F. Las bombas de destilado pesado 10-P-006A/B toman succión en la línea de salida de la corriente lateral y descargan en los intercambiadores de calor de alimentación vaporizada 10-E-016A-C. Los intercambiadores enfrían la corriente de destilado pesado, aproximadamente hasta 420°F. La corriente se divide y la mayor parte regresa a la columna atmosférica como reflujo, y el resto de la corriente aguas abajo de los intercambiadores es el producto de destilado pesado.

El flujo de destilado liviano se une con el producto destilado pesado, la mezcla desde este punto se llamará destilado combinado y fluye hacia el intercambiador de precalentamiento de la alimentación de crudo 10-E-008. A la corriente de destilado combinado se le sumará la corriente de gasóleo liviano de vacío (LVGO). La corriente resultante se denominará destilados vírgenes. El residuo atmosférico es la alimentación a la unidad de destilación al vacío. (Alfonzo, 2004)

2.5. Corrosión

Se denomina corrosión al ataque destructivo que sufre un material, generalmente metálico, por reacción química o electroquímica con su medio ambiente (atmósfera, suelo, agua, etc.). El término corrosión suele referirse normalmente al ataque de los metales, aunque otros materiales no metálicos,

como las cerámicos y los polímeros, también pueden ser deteriorados por ataques químicos directos, pero en estos casos suele utilizarse el término degradación.

La reacción que se produce en el fenómeno de la corrosión depende de la naturaleza química del entorno, y de la concentración efectiva de las especies reactivas. El efecto de la corrosión es una alteración de las propiedades de los materiales afectados, que puede venir acompañada de una pérdida de las propiedades de los materiales afectados, como también de una pérdida de material. (Gómez, 2004)

2.6. Importancia de la corrosión

En términos económicos se estima que aproximadamente el 5% del producto interno bruto (PIB) de un país, se gasta directa e indirectamente en prevenir y corregir problemas relacionados con la corrosión. Las pérdidas económicas derivadas de la corrosión pueden dividirse en pérdidas directas y pérdidas indirectas. Entre las primeras pueden destacarse:

- Costos de mantenimiento.
- Costos de reposición (material, transporte y mano de obra).
- Costos por fallas imprevistas.
- Costos directos por daños accidentales.

El alcance de las pérdidas indirectas por causa de la corrosión es más difícil de evaluar, sin embargo, algunas de las circunstancias más frecuentes que pueden acarrear este tipo de pérdidas son:

- Interrupciones en la producción.
- Pérdidas de producto.

- Pérdidas de rendimiento.
- Contaminación de los productos.
- Sobredimensionado.
- Costos indirectos por daños accidentales.

Cuando el factor primordial a considerar es la seguridad, los daños que puede ocasionar la corrosión sobrepasan a cualquier predicción. (Gómez, 2004)

2.7. Pasividad

Consiste en el aumento de la resistencia de los metales a la corrosión, debido a la formación de una capa o película protectora que aparece en la superficie del metal. Se puede decir que en este estado el metal se encuentra inerte, pero si la película llegase a retirarse o destruirse, ya deja de ser inerte y es cuando aparece la corrosión.

El cromo, el molibdeno y el tungsteno son metales que, aleados con el hierro, conservan su pasivación, haciendo que la aleación sea más resistente al ataque de los agentes corrosivos, especialmente al de los ácidos oxidantes. El cobalto, el níquel, el vanadio, el tántalo, el iridio y el rodio también son pasivos, aunque en un grado menor.

Aún no se ha formulado una teoría que explique completamente la pasividad de los metales, sin embargo se cree, que ésta se debe a la formación de una película protectora de óxido en la superficie del metal, la cual, al ser destruida, se forma nueva y espontáneamente. En apoyo de esta teoría, en el caso de los aceros inoxidable, está el hecho de que se han

podido aislar películas de óxido muy finas y transparentes formadas sobre la superficie de los mismos. Al estar en contacto con agentes oxidantes, la pasividad de los aceros inoxidable aumenta, mientras que los agentes reductores disminuyen, hasta destruirla en ciertas condiciones. (Istrati, 1961)

2.8. Morfologías de daño

Es conveniente clasificar la corrosión por las formas en que se manifiesta, es decir, en base a la apariencia del material corroído. Cada forma puede ser identificada por examen visual, a veces a simple vista y otras requieren magnificación. Entre las morfologías de daño se encuentran:

2.8.1. Corrosión uniforme

El ataque uniforme es una forma de corrosión que ocurre con igual intensidad en toda la superficie expuesta y suele producir óxido o depósito. A nivel microscópico, las reacciones de oxidación y de reducción tienen lugar al azar sobre la superficie metálica. Algunos ejemplos familiares son la oxidación del acero y del hierro. Ésta es probablemente la forma más común de corrosión y también la menos molesta porque se puede predecir y mitigar con relativa facilidad. (Callister, 2007)

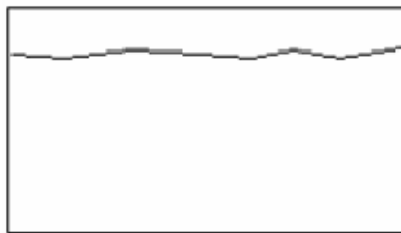


Figura 2.4. Corrosión uniforme.

2.8.2. Corrosión galvánica

Cuando dos metales diferentes, por ejemplo el hierro fundido y el acero inoxidable están en contacto, encontrándose bañados por la misma solución, el conjunto actúa como una celda galvánica del tipo más simple. En esta celda galvánica bimetálica, se produce una corriente eléctrica, la cual ataca al metal menos noble (ánodo). En la mayoría de los casos el acero inoxidable es el metal más noble, y actuando como cátodo, no es afectado por el proceso. En ciertas condiciones, sin embargo, el acero inoxidable puede perder su pasividad, pasando a ser activo.

El grado de nobleza de los metales, es determinado por sus posiciones respectivas en la serie galvánica mostrada en la tabla N° 1, donde el material colocado más arriba actúa de ánodo electro-positivo y el más bajo de cátodo electro-negativo. De la misma tabla se puede ver que la pasivación de los aceros inoxidables hace que sean trasladados hacia la posición catódica en la serie galvánica. Se puede predecir, de este modo, la mayoría de las reacciones de corrosión entre metales diferentes. Es conveniente evitar el contacto de los metales muy distantes uno del otro en la serie galvánica. (Istrati, 1961)

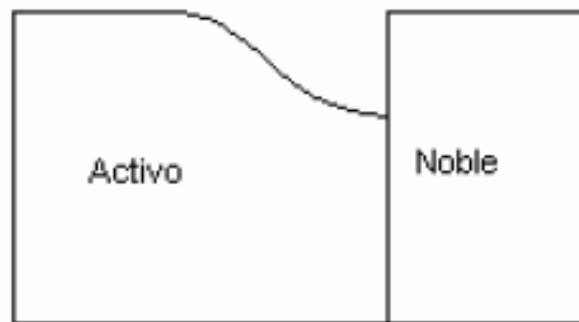


Figura 2.5. Corrosión galvánica.

Tabla 2.1. Serie galvánica. (Istrati, 1961)

<i>Anodo (Electropositivo)</i>			
Magnesio		Inconel (Activo)	
Aleaciones de Magnesio		Latones	
Zinc		Cobre	
Aluminio 2S		Bronces	
Cadmio		Aleaciones cobre-níquel	
Aluminio 17 ST		Metal Monel	
Acero dulce		Níquel (Pasivo)	
Hierro maleable		Inconel (Pasivo)	
Hierro colado		Acero Inoxidable 410	} Pasivos
Acero al cobre		Acero Inoxidable 430	
Acero con 4% - 6% Cromo		Acero Inoxidable 446	
Acero Inoxidable 410	} Activos	Acero Inoxidable 301	
Acero Inoxidable 430		Acero Inoxidable 302	
Acero Inoxidable 446		Acero Inoxidable 309	
Acero Inoxidable 301		Acero Inoxidable 310	
Acero Inoxidable 302		Acero Inoxidable 316	
Acero Inoxidable 309		Plata	
Acero Inoxidable 310		Grafito	
Acero Inoxidable 316		Oro	
Plomo			Platino
Estaño			
Níquel (Activo)		<i>Cátodo (Electro-negativo)</i>	

2.8.3. Picaduras

La picadura es otra forma de ataque corrosivo muy localizado, que forma agujeros o pequeños hoyos. Corrientemente las picaduras penetran desde la superficie horizontal hacia el interior en dirección casi perpendicular. Es un tipo de corrosión extremadamente insidioso ya que muchas veces es indetectable, con muy poca pérdida de material, hasta que ocurre una falla.

Se supone que la gravedad es la causante del crecimiento debajo de la picadura, la disolución se concentra dentro de la picadura a medida que ésta progresa hacia abajo. La picadura se inicia en un defecto superficial localizado, como una pequeña grieta o una ligera modificación de la composición. Se ha observado que las muestras con superficies pulidas presentan gran resistencia a la corrosión por picaduras. A veces los aceros

inoxidables presentan susceptibilidad a la corrosión por picaduras, sin embargo, la resistencia a este tipo de corrosión aumenta significativamente aleándolos con un 2% de molibdeno. (Callister, 2007)



Figura 2.6. Picaduras.

2.8.4. Hendiduras

El ataque es muy similar al de las picaduras. Ocurre debido a la presencia de celdas de concentración de oxígeno (aireación diferencial), presentes en áreas muy confinadas, que favorecen el estancamiento del fluido, debajo de depósitos de sólidos, tales como en las superficies de las empacaduras de las uniones bridadas, en las juntas solapadas y en ensamblajes de tornillos/tuercas o en remaches.

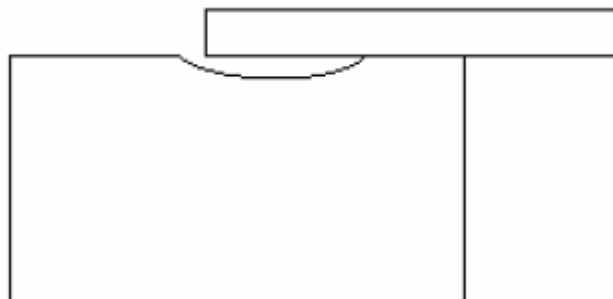


Figura 2.7. Hendidura.

2.8.5. Corrosión selectiva

Se trata de una forma de corrosión en la que el ataque ocurre preferentemente sobre uno o más componentes de una aleación. La superficie atacada se hace porosa aunque puede seguir manteniendo el mismo aspecto, si se exceptúa un ligero empañado, y su forma original, por lo que no aparenta la pérdida de resistencia y de ductilidad producida.

El caso más frecuente de esta forma de corrosión se produce en el ataque que experimenta el zinc cuando está aleado con cobre (latones). En el latón (70%Cu-30%Zn) el ataque corrosivo se produce sobre el zinc, debilitando el material que adquiere un aspecto esponjoso. Otras aleaciones que también experimentan esta forma de corrosión son: el níquel, el estaño y el cromo, se corroen de forma preferencial en aleaciones con cobre, el níquel en los aceros y la plata en aleación con oro (75%Ag-25%Au). (Gómez, 2004)

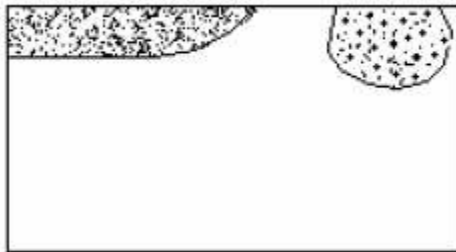


Figura 2.8. Corrosión selectiva.

2.8.6. Corrosión intergranular

La corrosión intergranular o intercrystalina se produce sobre los granos o cristales del metal, debilitando o destruyendo la cohesión entre los mismos

y causando por ende la desintegración del metal, siendo el efecto parecido a la desintegración del cemento en una pared de ladrillos. Este tipo de corrosión ocurre en el caso de los aceros inoxidable austeníticos y es el resultado de la combinación del carbono y de los elementos de aleación en forma de carburos, especialmente carburos de cromo. Dichos carburos son precipitados en los límites del grano, quedando el hierro adyacente, pobre en elementos de protección y por consiguiente más vulnerable al ataque corrosivo.

Un típico ejemplo de este tipo de corrosión es el que se presenta a lo largo de las soldaduras, no en las costuras, sino en las zonas adyacentes a las mismas, pudiendo ser la intensidad de tal ataque, que se produzca la destrucción del metal. La corrosión intergranular puede también producirse en las superficies de los aceros inoxidable austeníticos que han sido tratados térmicamente de una manera inadecuada. (Istrati, 1961)

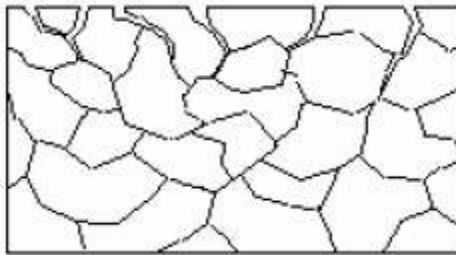


Figura 2.9. Corrosión intergranular.

2.8.7. Corrosión por grietas

Se trata de una corrosión localizada en ranuras, juntas, grietas, y en general, en cualquier zona en la que pueda mantenerse alguna solución estancada. El proceso global es similar al de las picaduras. Desde el punto

de vista cuantitativo, esta forma de corrosión tiene gran importancia puesto que afecta a un sinnúmero de piezas de unión y elementos ensamblados, tales como pernos de sujeción, tornillos, remaches, juntas, retenes, apoyos, entre otros.

Las condiciones que se han de verificar para que se produzca este ataque corrosivo son: que la grieta sea suficientemente ancha para permitir la entrada del electrólito, y que sea suficientemente estrecha para impedir que la solución salga fácilmente. Algunas juntas o uniones en las que intervienen elementos rugosos o absorbentes, constituyen zonas especialmente peligrosas por su capacidad para retener el electrólito. (Gómez, 2004)

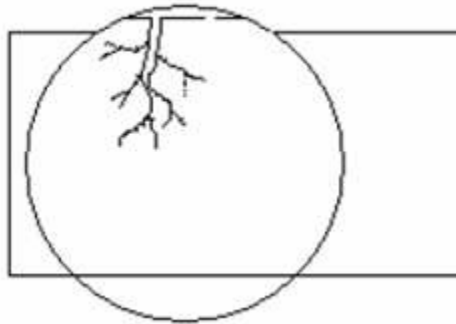


Figura 2.10. Corrosión por grietas.

2.9. Clasificación de la corrosión

Normalmente en las refinerías se clasifica la corrosión en: corrosión a bajas temperaturas y corrosión a altas temperaturas. A continuación se mostrarán los mecanismos de cada una de ellas, así como también ciertos mecanismos que se evidencian en las refinerías pero no logran colocarse dentro de alguna de estas dos clasificaciones.

2.9.1. Corrosión a bajas temperaturas

- La corrosión a bajas temperaturas o corrosión electroquímica es un proceso espontáneo que denota siempre la existencia de una zona anódica (la que sufre la corrosión), una zona catódica y un electrolito (medio conductor), y es imprescindible la existencia de estos tres elementos, además de una buena unión eléctrica entre ánodos y cátodos, para que este tipo de corrosión pueda tener lugar. El electrolito que se presenta generalmente es el agua, por lo tanto este tipo de corrosión necesita de ésta para lograr activarse. (Shackelford, 1998)

2.9.1.1. Corrosión por bisulfuro de amonio

La corrosión por bisulfuro de amonio aparece cuando hay presencia de agua, así como grandes cantidades de amoníaco y NH_4HS . Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión parcial de componentes, el NH_4HS puede ser un sólido seco que provoca suciedad, pero no corrosión.

Las unidades a las que afecta este tipo de corrosión son: hidroprocesamiento, FCC, agua agria, aminas y coquización retardada. En los reactores hidroprocesamiento, los reactores de la FCC y los hornos de coquización, el nitrógeno de alimentación puede reaccionar con el amoníaco y el H_2S para formar bisulfuro de amonio (NH_4HS). El NH_4HS precipita fuera de la fase gaseosa en el efluente del reactor a temperaturas inferiores a 150°F , dependiendo de la concentración de NH_3 y H_2S . La corrosión acelerada ocurre normalmente por encima del 2% de NH_4HS . El ataque se produce sólo por encima de 20-40 m/s de velocidad del fluido.

La precipitación del NH_4HS ocurre en el rango de temperatura similar a la del punto de rocío del agua. El NH_4HS puede causar graves problemas de corrosión en acero al carbono, especialmente en los componentes de tuberías con alta velocidad y turbulencia, como los extremos de entrada y salida de los tubos de los intercambiadores, codos, o aguas abajo de las válvulas.

La corrosión forma grandes cantidades de sulfuro de hierro o residuos de amonio, por lo general como un puré fino. Dado que la corrosión se presenta en su mayoría en las zonas de alta velocidad, los residuos no se encuentran generalmente en el lugar donde se produce la corrosión, sino a ciertas distancias aguas abajo.

Se puede observar una corrosión generalizada con la posibilidad de tasas extremadamente altas de pérdida localizada en las paredes donde ocurren cambios de dirección de flujo turbulento, o en áreas con una concentración de bisulfuro de amonio de 2% en peso. (PetroPiar, 1996)

2.9.1.2. Corrosión por cloruro de amonio

Cuando existe una alta concentración de NH_3 , HCl o sales de amina y exista agua puede ocurrir la corrosión por cloruro de amonio. Las sales de cloruro de amonio pueden precipitar de las corrientes de alta temperatura a medida que se enfrían.

Todos los materiales utilizados son susceptibles a este tipo de corrosión, en orden de aumento de su resistencia: acero al carbono, aceros de baja aleación, serie 300 SS, aleaciones de 400, dos caras de las SS, 800 y 825, aleaciones 625 y C276, y el titanio. La corrosión por cloruro de amonio

afecta a las unidades de crudo, hidroprocesamiento, reformado catalítico, FCCU y cóquer. En la unidad de crudo puede presentarse en los intercambiadores de calor y tuberías, en zonas de baja velocidad de flujo y donde exista condensación de vapores. En la unidad de hidroprocesamiento y en la de reformado catalítico se presenta en los efluentes del reactor. Para la unidad de cóquer se puede encontrar en el fraccionador y en las recirculaciones.

Las sales de cloruro de amonio son higroscópicas y absorben fácilmente el agua. Una pequeña cantidad de agua puede conducir a tasas de corrosión muy grandes. El cloruro de amonio y las sales de amina son muy solubles en agua, y forman una solución ácida altamente corrosiva. Algunas aminas neutralizantes reaccionan con cloruros para formar clorhidratos de amina, que pueden actuar de una manera similar.

El aspecto de las sales de cloruro de amonio es un color blanquecino, verdoso o marrón. La corrosión que se produce puede ser bajo depósitos de las sales, y suele ser muy localizada y presentándose en forma de picaduras. (API 571, 2003)

2.9.1.3. Corrosión por HCl

El ácido clorhídrico (HCl) es un ácido mineral muy fuerte. El HCl reacciona con materiales alcalinos para formar sales de cloro, y con el amoníaco para formar cloruro de amonio, también reacciona con aminas neutralizantes que se inyectan en el proceso, para formar clorhidratos de amina. El HCl en presencia de agua líquida es extremadamente corrosivo. La presencia de cloruro de amonio (NH_4Cl) y clorhidratos de amina (que son algo ácidos) aumenta la probabilidad de que exista corrosión, aunque en menor proporción que el HCl acuoso ya que tiene un pH mucho más bajo.

Desafortunadamente este tipo de corrosión afecta todos los materiales utilizados comúnmente en la industria. Su aparición es más común en las unidades de destilación de crudo, donde se forma por la descomposición de las sales de cloruro (calcio y cloruro de magnesio) presentes en el crudo, se evidencia particularmente en el tope de la torre atmosférica y en los intercambiadores de calor de tope, como también puede ser un problema en los eyectores de vacío. Las otras unidades que afecta son las de hidroprocesamiento y reformado catalítico, presentándose en aquellas zonas donde exista cierta condensación de agua.

El HCl acuoso se puede formar bajo los depósitos de cloruro de amonio o de sales de clorhidrato de amina en intercambiadores y tuberías. Los depósitos absorben fácilmente el agua de la corriente de proceso o de la inyección de agua de lavado. El cloruro de hidrógeno es normalmente no corrosivo en el proceso de corrientes gaseosas o secas, pero se vuelve muy corrosivo donde el agua está disponible para formar ácido clorhídrico. La presencia de agentes oxidantes (oxígeno, iones de hierro y cobre) aumentará la velocidad de corrosión, en particular para la aleación 400 y aleación B-2.

La corrosión por HCl se caracteriza por presentar adelgazamiento uniforme, corrosión localizada o bajo depósitos para aceros al carbono y aceros de baja aleación, como también puede presentar picaduras y ataque bajo tensión de cloruros en materiales de la serie 300 y 400 SS. (PetroPiar, 1996)

2.9.1.4. Corrosión por ácido fluorhídrico (HF)

La concentración de ácido HF (en la solución acuosa), temperatura, composición de la aleación y la presencia de contaminantes incluyendo el oxígeno y los compuestos de azufre son algunos de los factores determinantes en este tipo de corrosión. En los aceros al carbono forma una capa protectora de fluoruro en ácido concentrado seco. La pérdida de la capa de protección se puede dar por las altas velocidades o turbulencias, lo que se traducirá en grandes tasas de corrosión. La presencia de agua puede desestabilizar la capa de flúor y la convierte en una capa voluminosa pero no protectora.

La corrosión por ácido fluorhídrico afecta al acero al carbono, aleaciones de cobre-níquel, aceros de baja aleación, aceros de la serie 300 SS y 400 SS, siendo los tres últimos susceptibles a la formación de grietas. Las unidades a las que afecta son las de alquilación y las unidades aguas abajo que estén expuestas al ácido fluorhídrico, en las tuberías y equipos que operan por encima de 150°F.

El principal factor crítico es la concentración de ácido en el agua. Aunque la corriente del proceso puede estar compuesta principalmente de hidrocarburos, el ácido es considerado como una fase separada. La concentración se determina por la cantidad de agua presente en la fase ácida.

La corrosión se presenta de forma localizada o con un grave adelgazamiento. Puede existir ensuciamiento significativo debido a las capas de fluoruro de hierro que pueden acompañar también a la corrosión. Las aleación 400 muestran pérdida de espesor uniforme, pero no se acompaña de un aumento significativo.

2.9.1.5. Corrosión bajo aislamiento (CUI)

Puede ocurrir con la exposición al aire y a las condiciones atmosféricas, dando una apariencia oxidada. Sin embargo, el ataque rápido puede ocurrir cuando el aislamiento se encuentra mojado. Esto puede destruir la utilidad de las tuberías de acero al carbono, de baja aleación, de la serie 300 SS, aceros inoxidable, y equipos en muy pocos años. Cuando se utiliza como aislamiento espuma de poliuretano, aplicado por aspersión, la corrosión es significativamente grave en algunos casos. Tuberías y equipos que operan a temperatura ambiente se corroen mucho más, porque la humedad condensada está casi siempre presente en la superficie del metal.

Cuando la temperatura del metal está por encima de la ambiente, pero por debajo del punto de ebullición del agua, las tasas de corrosión serán menores que estando a temperatura ambiente, porque el agua estará presente en un porcentaje menor. Tuberías en servicio intermitente (bypass, por ejemplo) y tuberías que pasan más del 10% del tiempo por debajo de 300°F, se consideran susceptibles a CUI. Se incrementan las tasas de corrosión en una parada de planta y el aislamiento permanece mucho tiempo sin ser removido.

Cuando se produce la corrosión bajo aislamiento, es común encontrar picaduras graves localizadas en el área donde la humedad ha estado presente. Los aceros al carbono y de baja aleación están sujetos a las picaduras y a la pérdida de espesor. Los aceros de la serie 300 SS, 400 SS y SS de la serie dúplex están sujetos a la corrosión por picadura y localizada.

2.9.1.6. Corrosión por CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) produce la corrosión cuando el CO₂ se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). La presión parcial de CO₂, el pH y la temperatura son factores críticos. La corrosión se produce en la fase líquida, a menudo en los lugares donde se condensa el CO₂ de la fase de vapor. El aumento de la temperatura aumentará la velocidad de corrosión hasta el punto donde el CO₂ se vaporiza.

Afecta al acero al carbono y a los aceros de baja aleación. Principalmente este tipo de corrosión se encuentra en los sistemas de agua de alimentación de calderas, efluentes de gases de los convertidores en las plantas de hidrógeno, sistemas de tope de regeneradores en plantas de eliminación de CO₂, como también todos aquellos sistemas donde los efluentes trabajan a temperaturas menores al punto de rocío, aproximadamente 300°F.

La corrosión por CO₂ se caracteriza por presentar adelgazamiento y/o picaduras, y ranuras profundas en las zonas de alta turbulencia y choque, en los aceros al carbono. También puede presentarse en la raíz de las soldaduras en las tuberías. (PetroPiar, 1996)

2.9.1.7. Corrosión por aminas

Las aminas puras no son corrosivas para el acero, pero se vuelven corrosivas cuando han absorbido H₂S y CO₂, y cuando los productos de degradación se acumulan en la solución. Las unidades en donde se presenta

la corrosión por aminas, son las unidades de amina, encargadas de remover el H_2S , CO_2 y mercaptanos contenidos en las líneas de proceso. Los intercambiadores, bombas, recipientes y tuberías de amina rica son los que sufren mayor corrosión.

La corrosión por lo general se puede remontar al diseño defectuoso de la planta, las malas prácticas de operación y contaminación de la solución. Cuando se degrada la amina debido a la temperatura o la contaminación, forma "sales estables al calor" que reducen la concentración de la amina disponible y aumentan los contaminantes ácidos orgánicos que son corrosivos. Zonas de mayor velocidad muestran un aumento de la corrosión debido al calor de las sales estables.

La corrosión es más grave en los sistemas de eliminación de CO_2 y menos grave en los sistemas de eliminación de H_2S . La corrosión también puede ser importante en el lado de amina rica de los intercambiadores de calor, en las bombas de solución de amina, y en recuperadores o regeneradoras.

La corrosión por amina es sensible a la velocidad y se ve a menudo en las zonas turbulentas como las bombas y válvulas de control. Lo más importante es la corrosión en las tuberías, a menudo toma la forma de ataque localizado en profundidades adyacentes a las soldaduras.

La corrosión por aminas ataca principalmente a los aceros al carbono y aceros de baja aleación, donde se puede presentar una corrosión uniforme, localizada o bajo depósitos. La corrosión por aminas aparecerá normalmente de manera uniforme cuando la velocidad de flujo es baja, mientras que para

velocidades de flujo altas asociadas con turbulencias, se presentará corrosión localizada. (API 571, 2003)

2.9.2. Corrosión a altas temperaturas

En este tipo de corrosión (se conoce también como corrosión seca o química), el ataque se produce como consecuencia de una reacción química, sin la intervención de ninguna fuente externa de corriente eléctrica. Generalmente, este tipo de corrosión se genera por la acción de las altas temperaturas.

2.9.2.1. Corrosión por ácidos nafténicos (NAC)

Los ácidos nafténicos son ácidos orgánicos compuestos por anillos saturados y cadenas carbonadas largas en su mayoría, los cuales se encuentran presentes en el crudo. Las tasas de corrosión dependen de la acidez (número total de acidez o TAN), el contenido de azufre, la temperatura y la velocidad. La tasa de corrosión es aproximadamente proporcional al TAN y aumenta rápidamente con la temperatura.

La corrosión por ácidos nafténicos o NAC (Naphthenic Acid Corrosion) se produce cuando la temperatura está por encima de 450°F, pero se han reportado casos a la temperatura de 350°F. La severidad se incrementa con la temperatura cercana a 750°F, sin embargo, la NAC ha sido observada en el aceite caliente de gas cóquer en corrientes de 800°F. También se produce cuando el número total de acidez de hidrocarburos (TAN) supera el umbral de 1,5 a 2 mgKOH/g, y el contenido de azufre supera el 0,5%p/p.

Principalmente ataca al acero al carbono, aceros de baja aleación, de la serie 300 SS, 400 SS y aleaciones a base de níquel. En las unidades de crudo puede presenciarse la corrosión por ácido nafténico, en la torre de destilación atmosférica y al vacío. Las zonas con flujos turbulentos y con cambios de dirección de flujo, como internos de bombas, válvulas, codos, entre otros, son susceptibles a la corrosión. En los internos de la torre atmosférica y de vacío también pueden ser corroídos en las zonas flash. NAC se puede encontrar en corrientes de hidrocarburos calientes aguas abajo de las unidades de crudo, y aguas arriba de los puntos de mezcla de hidrógeno. El azufre promueve la formación de sulfuro de hierro y tiene un efecto inhibitor sobre NAC, hasta cierto punto, pero los ácidos nafténicos remueven esta capa protectora.

La corrosión por ácidos nafténicos por lo general produce adelgazamiento localizado o por picaduras. Se puede encontrar altas tasas de corrosión en los puntos donde se tengan velocidades mayores a 100ft/s aproximadamente. En condiciones de baja velocidad, incluyendo muchas aleaciones de acero al carbono, aceros de baja aleación y 400 serie SS, se puede mostrar pérdida de espesor uniforme y/o picaduras. Cuando se presentan curvas y zonas de turbulencia, acompañado de fluidos bifásicos se corroe más rápidamente, debido a la alta velocidad. (Nace, 1999)

2.9.2.2. Termofluencia (creep)

Termofluencia, mejor conocido como creep, es la deformación progresiva de un material a temperatura elevada y estrés constante. Creep comienza como huecos microscópicos en el material, pero con el tiempo, se unen y forman fisuras y grietas. La orientación de las grietas depende de la orientación de los esfuerzos.

Este mecanismo puede ocurrir cuando un material se expone a temperaturas elevadas y a estrés por largo plazo. Afecta a todos los materiales utilizados en la industria. La temperatura es un factor muy crítico en este mecanismo, se han establecido límites de temperatura a la cual dicho mecanismo se activa, de acuerdo a los tipos de materiales (tabla 2.2).

Un aumento de temperatura de 25°F o de esfuerzo de 12%, podría reducir la vida útil del equipo a la mitad o más, dependiendo del material. Se producirá en los equipos que trabajen a altas temperaturas como tubos de calderas o tubos de hornos (especialmente aquellos expuestos al calor radiante y más cercana a los quemadores), tubos del reformador, entre otros.

En las etapas iniciales del daño es muy difícil observar las evidencias, puede ser identificado con un microscopio electrónico, lo que posteriormente con el tiempo se observará como una fisura o grieta. Cuando se sobrepasa muy por encima el límite de temperatura se observan deformaciones notables o abultamientos antes de la fractura definitiva. Una vez que el creep aparece puede progresar muy rápidamente, acortando la vida útil de los equipos.

Tabla 2.2. Límites de temperatura para los materiales más utilizados, a la cual se puede evidenciar daños por creep. (API 571, 2003)

Material	Temperatura límite
Acero al carbono	700°F (370°C)
C-1/2 Mo	750°F (400°C)
1 1/4Cr-1/2Mo	800°F (425°C)
2 1/4Cr-1Mo	800°F (425°C)
5Cr-1/2Mo	800°F (425°C)

9Cr-1Mo	800°F (425°C)
304H SS	900°F (480°C)
347H SS	1000°F (540°C)

2.9.2.3. Sulfidación

Este tipo de corrosión se da por la acción combinada de las altas temperaturas y la presencia de azufre, dando como resultado la reacción entre los compuestos de azufre que logran realizar el daño. Los factores críticos que activan este mecanismo, son la temperatura, dependiendo del material utilizado, el contenido de azufre mayor a 0.5%p/p, y el TAN o número total de acidez (Total Acid Number) mayor a 2 mgKOH/g.

El mecanismo de sulfidación suele ser bastante agresivo en las unidades de crudo, cóquer, e hidrotratamiento, en equipos que manejan altas temperaturas como hornos, calderas e intercambiadores de calor. Acotando que, si hay presencia de hidrógeno en alguno de estos equipos se acelerará la degradación. Afectando a aceros al carbono y aceros de baja aleación.

Normalmente suele presentarse este mecanismo como un adelgazamiento uniforme, pero también puede aparecer de forma localizada en zonas de alta velocidad de flujo. Como también se pueden formar capas gruesas o finas que en algunos casos protegen la superficie del material, y en otros el sulfuro logra formar corrosión bajo depósitos dependiendo de la aleación utilizada. (API 571, 2003)

2.9.2.4. Corrosión por sulfuros a altas temperaturas H_2/H_2S

La presencia de hidrógeno en las corrientes de H₂S aumenta la gravedad de la corrosión por sulfuro alta temperatura, con temperaturas superiores a 500°F. Afecta a los aceros al carbono, aceros de baja aleación y los de la serie 400 SS y 300 SS. Los principales factores que afectan son la temperatura, la presencia de hidrógeno, la concentración de H₂S y la composición de la aleación.

Cuando el hidrógeno está presente en cantidades significativas, las tasas de corrosión son más altas que cuando hay ausencia de éste. Se presenta en las unidades de hidrocraqueo e hidrotratamiento, donde se puede encontrar un notable aumento de la corrosión aguas debajo de los puntos de inyección de hidrogeno.

La corrosión aparece como una pérdida uniforme de espesor y se acompaña de la formación de una capa de sulfuro de hierro. La capa es de 5 veces el volumen de metal perdido. La capa es gris brillante y está muy bien adherida a la superficie y se puede confundir con metal afectado. (API 571, 2003)

2.9.3. Corrosión/erosión

La erosión/corrosión es un tipo de daño que se produce cuando la corrosión contribuye con la erosión, por la eliminación de las películas de protección, o mediante la exposición de la superficie del metal bajo la acción combinada de la erosión y la corrosión.

Las tasas de pérdida de metal depende de la velocidad y del impacto del medio (partículas, líquidos, gotas, mezclas, fluidos bifásicos, entre otros), el tamaño y la dureza de las partículas que impactan, la dureza y resistencia

a la corrosión del material sujeto a la erosión, y el ángulo de impacto. Los factores que contribuyen a un aumento de las tasas de corrosión, son la temperatura, el pH y el TAN, los cuales pueden aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal.

Todos los tipos de equipos que tengan fluidos en movimiento están sujetos a la erosión-corrosión, esto incluye los sistemas de tuberías, en particular las curvas, codos, y reductores, sistemas de tuberías aguas abajo de las válvulas, agitadores, tubos de intercambiador de calor, orificios, aparatos de medición, boquillas, entre otros.

Este mecanismo de daño puede afectar a cualquier material y se evidencia en muchas unidades, pero más que todo afecta a la unidad de FCC en el movimiento del catalizador en los reactores, en la unidad de crudo donde aparezca ácido nafténico, observándose una severa pérdida de metal, y en los efluentes del reactor de la unidad de hidroprocesamiento.

La erosión/corrosión se caracteriza por una pérdida localizada de espesor en forma de pozos, surcos, olas, o agujeros redondeados. Estas pérdidas a menudo muestran un patrón direccional, y las fallas pueden ocurrir en un tiempo relativamente corto. (PetroPiar, 1996)

2.9.4. Corrosión atmosférica/corrosión externa

Es una forma de corrosión que se produce por la humedad asociada a las condiciones atmosféricas, sobre todo en ambientes marinos, ambientes húmedos, y de mucha lluviosidad. La corrosión será más severa en ambientes que contienen contaminantes industriales, como compuestos de azufre que pueden formar ácidos, y donde se presenten sales.

Las tasas de corrosión aumentan con la temperatura cerca de 250°F. Por encima de esta temperatura, las superficies suelen ser demasiado secas para que ocurra la corrosión. También puede existir corrosión atmosférica debido al excremento de las aves, el cual es muy ácido y produce muchos daños a la superficie del material.

La corrosión atmosférica afecta principalmente al acero al carbono, aceros de baja aleación de aluminio y aleaciones de cobre. En superficies de acero no aisladas, la corrosión se producirá cuando las temperaturas son lo suficientemente bajas como para permitir la presencia de agua líquida. Los ejemplos incluyen tuberías y equipos constantemente expuestos a la humedad o líneas de sudor frío, y áreas con frecuentes precipitaciones.

La mayoría de los equipos están expuestos a la corrosión atmosférica, ya que se encuentran al aire libre. La corrosión más severa se evidenciará en aquellos equipos y tuberías que manejen temperaturas bajas, y aquellos que tengan una alta incidencia del viento y la lluvia.

El ataque será general o localizado, dependiendo de si la humedad queda atrapada o no en la superficie. Si la superficie carece de pintura o se ha perdido algunas capas de ella, la corrosión o la pérdida de espesor puede ser de carácter general. La pérdida del metal no es evidente visualmente, pero se presenta normalmente óxido de hierro (óxido rojo). (API 571, 2003)

2.9.5. Corrosión bajo tensiones (SCC)

La acción combinada de un esfuerzo de tracción aplicado y de un ambiente corrosivo produce corrosión bajo tensiones o Stress Corrosion Cracking (SCC). Algunos materiales potencialmente inertes en un medio

corrosivo particular son susceptibles a este tipo de corrosión, al aplicarles un esfuerzo. Se forman pequeñas grietas que luego se propagan, y como consecuencia puede aparecer una falla. La apariencia de la falla es característica de los materiales frágiles, aunque la aleación metálica que experimenta esta corrosión sea significativamente dúctil.

Además, la magnitud del esfuerzo aplicado puede ser significativamente inferior a la resistencia a la tracción. La mayoría de las aleaciones son susceptibles a la corrosión bajo tensiones en determinados ambientes, especialmente con moderados niveles de esfuerzos. Por ejemplo, la mayoría de los aceros inoxidables se corroen en disoluciones con cloruros, mientras que los latones son vulnerables al ponerlos en contacto con amoníaco. El esfuerzo que genera la corrosión bajo tensiones no necesita ser aplicado externamente, sino que puede ser una tensión residual, resultado de un cambio súbito de temperatura y su posterior contracción. (Callister, 2007)

2.9.5.1. SCC por ácidos politiónicos

Los ácidos politiónicos requieren la presencia de ciertos ácidos de azufre, los cuales pueden formarse de dos maneras. La primera forma es la quema de cualquier combustible que contenga azufre, tales como gas natural que contiene H_2S (en un horno) formando así óxidos de azufre. Éstos se disuelven en el agua bajo cualquier condición en la cual se condensa esta última de los gases de combustión. El condensado resultante puede causar grietas. La segunda manera como pueden formarse los ácidos de azufre, es exponer los productos de corrosión del sulfuro de hierro a la atmósfera y el agua. El sulfuro de hierro se oxida a SO_2 que se disuelve en agua para formar la solución de ácido que causa el agrietamiento.

Este tipo de corrosión se presenta normalmente durante paradas de planta, arranques, o en operaciones donde exista aire y humedad. Los materiales que son susceptibles son aceros de la serie 300 SS, aleaciones 600/600H y aleaciones 800/800H. Normalmente puede apreciarse en los tubos de intercambiadores de calor, tubos de calderas y hornos, también en los calentadores de llama directa y fuentes de combustibles. En las unidades de FCC se ha evidenciado casos graves de SCC por ácidos poliónicos, y en las unidades de hidrotratamiento, crudo y coquer también se ha evidenciado este tipo de corrosión.

Por lo general este tipo de daño se produce al lado de las soldaduras, y se presenta de manera localizada y no son evidentes hasta que una fuga aparece durante el arranque o en algunos casos en operación. El craqueo se propaga intergranularmente y la pérdida de espesor es prácticamente insignificante. (PetroPiar, 1996)

2.9.5.2. SCC por ácido fluorhídrico

El agrietamiento por HF es el resultado de la exposición en ambientes acuosos que contengan HF. La dureza del acero, el esfuerzo y la tensión son los factores críticos en este tipo de SCC. Puede ocurrir fisuración muy rápidamente, en cuestión de horas después de la exposición al medio ambiente con HF. También pueden surgir microestructuras duras en las soldaduras, sobre todo en las soldaduras en donde exista entrada de calor o en las zonas afectadas térmicamente.

Los materiales a los que afecta son el acero al carbono y aceros de baja aleación. Todas las tuberías y equipos que estén expuestos al ácido HF y que sobrepasen los niveles de dureza por encima del límite, son propensos

a sufrir SCC por ácido fluorhídrico. La manera en que se presentan las grietas características de este mecanismo sólo se puede confirmar mediante un examen especializado, pero normalmente se presenta un tipo el daño intergranular. Las grietas se producen en la superficie muy rápido, por lo general lo hacen en las regiones cercanas a las soldaduras. (API 571, 2003)

2.9.5.3. Agrietamiento por H₂S húmedo (ampollas/HIC/SOHIC/SSC)

El agrietamiento por H₂S húmedo se presenta como cuatro tipos de daño que se traducen en formación de ampollas y grietas, en ambientes húmedos con presencia de H₂S. Los cuatro daños son: ampollas, agrietamiento inducido por hidrógeno o Hydrogen induce cracking (HIC), agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por esfuerzos o stress oriented hydrogen induced cracking (SOHIC) y agrietamiento bajo tensión de sulfuros o sulfide stress corrosion cracking (SSC).

Las ampollas de hidrógeno son como protuberancias que se forman en la superficie o espesor de la pared de la tubería o recipiente. Los átomos de hidrógeno se combinan para formar moléculas de hidrógeno que son demasiado grandes y la presión aumenta, hasta el punto donde se produce la deformación local.

El hidrógeno puede formar ampollas en diferentes profundidades de la superficie del material, en algunos casos las ampollas adyacentes que se encuentran en profundidades diferentes pueden desarrollar grietas que se vinculan entre sí. Esta interconexión entre las ampollas regularmente tiene un aspecto escalonado, y se conoce como agrietamiento inducido por hidrógeno. El agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por esfuerzos es semejante al HIC, pero en una forma potencialmente más dañina, ya que

son como matrices de grietas apiladas unas encima de otras, dando como resultado una grieta a través del espesor, perpendicular a la superficie y está impulsado por los altos niveles de tensión.

El agrietamiento bajo tensión de sulfuros es una forma de agrietamiento resultante de la absorción del hidrógeno atómico que se produce por el proceso de corrosión del sulfuro en las superficies metálicas. Puede iniciarse en la superficie del material en zonas muy localizadas de alta dureza, soldaduras y zonas afectadas térmicamente.

El sulfuro de hidrógeno puede corroer el acero al carbono a cualquier temperatura donde exista agua líquida. El H_2S en agua forma un ácido débil que no es muy corrosivo por sí mismo, pero con la presencia de otros productos químicos en el líquido, se acelera el ataque. El NH_3 puede aumentar el ataque de las aleaciones de acero y cobre. Sales como cloruros también promueven el ataque, de hecho las sales inorgánicas disueltas lo promueven significativamente.

En las zonas de turbulencia y de alta velocidad existe una tendencia a que se presenten mayores tasas de corrosión, al igual que en las piernas muertas en las tuberías. El producto de la corrosión normal es el sulfuro de hierro. Si se forma una película delgada y firme, las tasas de corrosión son generalmente bajas. Las altas tasas de corrosión muestran el resultado de un montón de capas blandas o escamosas que se adhieren mal a la superficie del metal.

Las condiciones para que se presente este mecanismo de daño en cualquiera de sus cuatro formas es la existencia de agua, con valores mayores a 50ppm de H_2S disuelto en el agua, o que el pH del agua sea menor a 4 y que contenga algo de H_2S . Para la formación de ampollas, HIC y

SOHIC se necesita un ambiente de 300°F o mayor, en cambio para el SSC se necesitan 180°F o menos. (API 571, 2003)

2.9.5.4. SCC por carbonatos

Corrosión bajo tensión por carbonatos se produce normalmente en las soldaduras bajo la acción combinada de tensión y de la presencia de carbonatos. El nivel de tensión y la composición del agua son factores críticos para este tipo de mecanismo. Aumenta la susceptibilidad al agrietamiento, al aumentar el pH y la cantidad de carbonato (CO_3), como también la existencia de agua líquida es un factor importante. Las tasas de corrosión pueden aumentar cuando la temperatura supera los 200°F.

Puede afectar el acero al carbono y aceros de baja aleación. Suele aparecer en la unidad de craqueo catalítico, y en la eliminación de CO_2 en las unidades de producción de hidrógeno. Este mecanismo se caracteriza por la aparición de las grietas en forma paralela a la soldadura (más lejos del inicio de la soldadura y tiene varias grietas paralelas) o en las zonas afectadas por el calor. El patrón de agrietamiento observado en la superficie es a veces descrito como pequeñas grietas en forma de tela de araña, como también se observan las grietas llenas de óxido.

2.9.6. Corrosión bajo depósitos

Este tipo de corrosión ocurre debajo de depósitos de partículas extrañas (o productos de corrosión), normalmente arrastradas por el fluido, sobre la superficie metálica interna de las tuberías. El fluido contiene una pequeña cantidad de oxígeno disuelta en ella. Este oxígeno provoca la oxidación de la superficie interna del tubo.

A pesar de este proceso, si esta capa de óxido es homogénea, es beneficiosa, ya que forma una capa protectora que pasiva al metal impidiendo su corrosión; no obstante, si existe una partícula depositada en la tubería, el oxígeno disuelto no puede llegar debajo de esta partícula, con lo cual una parte del tubo queda sin oxidar. La corrosión bajo depósitos se presenta generalmente en sistemas que tienen una velocidad de fluido muy baja, o en estancamiento, donde se forman los depósitos.

2.10. Lazos de corrosión

Es una metodología de distribución/agrupación de los activos de la planta, en donde se encuentran visiblemente separados en bloques, manteniendo una relación con respecto a sus mecanismos de daño, condiciones de operación, composición de las corrientes, metalurgias y contaminantes (teniendo armonía en la continuidad de las tuberías y equipos).

Dicha distribución es útil a la hora de predecir fallas y disminuir los riesgos, y poder hacer inspecciones a los activos, determinando el tipo de inspección que se debe hacer a cada lazo correspondiente, y poder tomar cuidado de todos aquellos activos críticos.

2.11. Aceros

El acero es una aleación de hierro y carbono (0,05% hasta menos de un 2% de carbono). Básicamente el acero es hierro totalmente refinado (más de 98%) y su fabricación inicia con la reducción del hierro o producto arrabio, el cual se convierte en el comúnmente llamado acero. En ciertos casos y para

diferentes aplicaciones, se le agregan otros elementos al acero, como níquel o cromo. Existen varios tipos de aceros, los más importantes en la industria se describen a continuación. (Istrati, 1961)

2.11.1. Aceros al carbono

Estos aceros contienen diversas cantidades de carbono y menos del 1,65% de manganeso, 0,60% de silicio y 0,60% de cobre. En la industria, principalmente en refinerías, el acero al carbono se utiliza en más del 90%. 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 ductilidad.

2.11.2. Aceros aleados

Los aceros aleados tienen una composición determinada de vanadio, molibdeno y otros elementos, además de cantidades mayores de manganeso, silicio y cobre, que los aceros al carbono convencionales. En algunos casos se preparan aleaciones especiales con contenido de cromo superior al 12%, con alta resistencia a altas temperaturas y a la corrosión. Estos 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.

2.11.3. Aceros inoxidables

Los aceros inoxidable tienen una variedad de aleaciones que contienen un mínimo de 11% de cromo. También contienen elementos como níquel que lo mantienen brillantes y resistentes a la herrumbre o de gases y ácidos corrosivos. El cromo forma una película pasivante extremadamente delgada, continua y estable, en la superficie del acero. Esta es la característica principal de resistencia a la corrosión, excelentes propiedades mecánicas y resistencia a temperaturas elevadas y criogénicas. Tienen un bajo costo de mantenimiento.

2.11.3.1. Martensíticos-Serie 400

Tienen un contenido de carbono relativamente alto de 0,2 a 1,2%, y de cromo de 11 a 18%. Son llamados como aceros al cromo, y fueron la primera rama de aceros inoxidable desarrollados industrialmente (aplicados en cuchillería). Los tipos más comunes son el SA-410, SA-420 y SA-431 (la taxonomía de los materiales fue designada por ASME y AISI). Las propiedades básicas son elevada dureza, gran facilidad de maquinado y resistencia a la corrosión moderada.

2.11.3.2. Ferríticos-Serie 400

Su contenido de cromo oscila 12 a 18%, pero el contenido de carbono es bajo <0,2%. También se consideran simplemente al cromo. Los tipos más comunes son el SA-430, SA-409 y SA-434. Las propiedades básicas son: buena resistencia a la corrosión, la dureza no es muy alta y no pueden incrementarla por tratamiento térmico.

2.11.3.3. Austeníticos-Serie 300

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%. Son los aceros más utilizados en la industria por su amplia variedad de propiedades. Obtienen el nombre de austeníticos ya que se agrega níquel a la aleación y la estructura cristalina del material se transforma en austenita. Los tipos más comunes son el SA-304, SA-316 y SA-317. Las propiedades básicas son: excelente resistencia a la corrosión, excelente soldabilidad, no se endurecen por tratamiento térmico, y se pueden utilizar tanto a temperaturas criogénicas como a elevadas temperaturas.

2.11.3.4. Aceros inoxidables dúplex

La típica composición para aleaciones dúplex es de 18 a 30% de cromo, 3 a 7% de níquel y de 1 a 3% de molibdeno. Los aceros inoxidables dúplex tienen una microestructura compuesta de igual cantidad de ferrita y austenita. Los aceros dúplex más utilizados son AL6XN, 2205, 2507, 3RE60, 2304 y Ferralium 225. La fase ferrita ofrece una alta fuerza y la fase austenita una buena resistencia a la corrosión.

2.12. Ensayos no destructivos (END)

En términos generales, un método de ensayo no destructivo consiste en aplicar un campo de energía o un medio de prueba a la pieza o material bajo ensayo, detectar las modificaciones sufridas en el campo de energía o medio de prueba en su interacción con la pieza o material, evaluar el significado de dichas modificaciones, y finalmente, relacionarlas con la presencia de discontinuidades, variaciones de descomposición, estructura y/o propiedades. Estas pruebas no ameritan cambiar, alterar o destruir el objetivo sometido a la misma.

Estos ensayos no destructivos son indispensables a la hora de realizar inspecciones en equipos y/o líneas, las cuales engloban todas aquellas actividades que se llevan a cabo para verificar que los materiales, fabricación, montaje, pruebas y reparaciones, cumplan con los códigos aplicables, ingeniería y requisitos de procedimiento.

Dichos ensayos son útiles para hacer seguimiento a los activos críticos que presenten corrosión, permitiendo visualizar: presencia de coloración o cambios de textura, oxidación, productos de corrosión, presencia de grietas, huecos o picaduras, y las morfologías de daño en general. También incluye el monitoreo de las pérdidas de espesores. Los ensayos más utilizados para inspeccionar equipos propensos a sufrir corrosión son las siguientes. (Caballero, 1998)

2.12.1. Inspección visual

Puede ser definida como la inspección de un objeto utilizando solamente la vista o en conjunto con diferentes instrumentos de amplificación, grabación, registro etc.

2.12.1.1. Inspección visual directa

Es la técnica de inspección visual realizada haciendo uso únicamente del sentido de la vista, sin ningún tipo de instrumento adicional (incluyendo fuentes de luz artificial, lentes, espejos, entre otros).

2.12.1.2. Inspección visual remota

Es la técnica de inspección visual de lugares inaccesibles mediante examinación visual directa, por lo que resulta necesario el uso de instrumentos adicionales como espejos, fibroscopio, boroscopios, entre otros.

2.12.2. Boroscopia

La inspección visual actualmente es una de las técnicas de más amplia aplicación en el campo de ensayos no destructivos, debido a que evidencia de manera directa aquellas imperfecciones que no son perceptibles por el ojo humano. Sin embargo su rango de aplicación se ve disminuido en los casos en donde se requiere inspeccionar áreas de difícil acceso, por lo menos sin realizar el desarmado del sistema a examinar.

Para estos casos, existen equipos de alta tecnología que poseen video cámaras de pequeñas dimensiones que son capaces de ser introducidas por espacios sumamente pequeños y transmitir hasta un elemento externo las imágenes captadas por ella, conocidos como fibroscopios o boroscopios. En la actualidad existen modelos capaces de la transmisión y grabación de imágenes a color en monitores, con cámaras asistidas y direccionales hacia diversos puntos, control de enfoque, iluminación propia y ampliación de imágenes captadas (zoom), lo que permite dar mejores resultados. (PetroPiar, 1996)

2.12.3. Ultrasonido

El ensayo ultrasónico es otro de los métodos de ensayo no destructivos más utilizados en la inspección y evaluación de materiales y equipos. Es un ensayo que no genera riesgos adicionales como la radiografía, en situaciones donde no es factible detener las operaciones o dar las

condiciones necesarias para efectuar radiografías. El END por ultrasonido es la opción más adecuada por su alto poder de penetración, sensibilidad y precisión.

La técnica de medición de espesores empleando ultrasonido es ampliamente usada por ser sencilla, precisa y segura. La energía en forma de pulsos es transmitida dentro del material, viaja en una dirección perpendicular a la superficie de contacto, luego es reflejada hacia el palpador por una discontinuidad o cambio de fases (fondo de la pieza) paralela a la superficie de contacto, donde se convierte la energía mecánica en energía eléctrica. La señal del eco amplificado se procesa en un ordenador del instrumento de ultrasonido de Pulso-Eco, éste mide el tiempo durante el cual viaja el impulso ultrasónico a través del material y se obtiene el valor del espesor en estudio. (PetroPiar, 1996)

2.12.4. Líquidos penetrantes

La inspección por líquidos penetrantes es un método de ensayo no destructivo específico en la detección de discontinuidades que se encuentran abiertas a la superficie en materiales sólidos no porosos. El principio elemental de funcionamiento es el fenómeno físico de la capilaridad, el cual se define como la tendencia de un líquido a penetrar o emigrar hacia pequeñas cavidades. Las discontinuidades típicas detectables por este método son grietas, laminaciones, solapes en frío, porosidades y defectos en soldaduras abiertos a la superficie.

En principio, el líquido penetrante es aplicado en la superficie de prueba a inspeccionar, éste penetra en las discontinuidades, luego el exceso de penetrante es eliminado. La superficie es secada y el revelador es aplicado. El revelador funciona como absorbente del penetrante que ha quedado

atrapado en las discontinuidades y como superficie de contraste. Los penetrantes son de color para permitir el contraste (visibles bajo luz blanca) o fluorescentes (visible bajo luz ultravioleta). (PetroPiar, 1996)

2.12.5. Inspección con corrientes inducidas

Es una prueba no destructiva para localizar discontinuidades en un producto. Es una guía para la inspección, mediante sistemas de ensayos con probetas de bobinas internas, en sistemas tubulares donde la superficie exterior del tubo no es accesible, como en los intercambiadores de calor. Las señales pueden ser producidas por una discontinuidad localizada en la superficie interna o externa del tubo y entre las paredes.

Algunas indicaciones obtenidas por este método pueden no ser relevantes a la calidad del producto, por ejemplo una señal rechazada puede ser causada por una incrustación diminuta o marcas de herramientas que no van en detrimento del producto. Cualquier indicación por encima del nivel de rechazo no debe ser aceptada al menos que sea reevaluada y mediante otro método demostrar su condición.

No es generalmente sensible a las discontinuidades adyacentes al final del tubo (efecto terminal). Discontinuidades como rayones o costuras continuas y uniformes en la longitud del tubo pueden no siempre ser detectadas. (PetroPiar, 1996)

2.13. Velocidad de corrosión

Existen muchas correlaciones para el cálculo de la velocidad de corrosión, pero una de las más utilizadas es la que logra expresar la pérdida de espesor de las paredes (en equipos y tuberías) en función del tiempo de

exposición al fluido corrosivo. Normalmente se muestra como mpy (mils per year) o milésimas de pulgada por año.

2.14. Análisis de falla

Para definir el análisis de falla se debe entender lo que es una falla primeramente, lo cual se define como la incapacidad de una parte o de un sistema completo, de realizar la función para la cual fue diseñado, o cuando un elemento o pieza deja de ser útil técnica o económicamente. El análisis de falla logra definirse como la rama de la ciencia de los materiales, que basándose en teorías multidisciplinarias, estudia la falla de los materiales en servicio del hombre y trata de que no se repitan, llegando al origen de ésta y proponiendo medidas para eliminarla. (Caballero, 1998)

CAPITULO 3

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1. Identificación de los lazos de corrosión según diseño asociados a la columna de destilación atmosférica, basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos

Primeramente debe analizarse el “Corrosion Risk Assessment” (CRA) o “Evaluación del riesgo de corrosión”, documento en el cual fueron determinados los lazos de corrosión para todas las unidades de la planta, conservando éstos mecanismos de daño, condiciones operacionales, metalurgia y fluidos similares, intentando mantener la continuidad del proceso.

En la unidad de crudo fueron asignados 13 lazos de corrosión en total. A estos lazos se le asignó una taxonomía donde los dos primeros números a la izquierda significan la unidad con la que se está trabajando, y los tres números que siguen después del guión (a la derecha), corresponden a la secuencia de los lazos de esa unidad. Los 13 lazos se listan a continuación:

- Lazo 10-001: Intercambiadores de precalentamiento de crudo y entrada a los desaladores.
- Lazo 10-002: Desaladores y efluentes de los desaladores.
- Lazo 10-003: Crudo desalado con $T < 450^{\circ}\text{F}$.
- Lazo 10-004: Crudo desalado con $T > 450^{\circ}\text{F}$.
- Lazo 10-005: Horno de carga.
- Lazo 10-006: Líneas de transferencia de crudo, fondo de la columna de crudo y corrientes asociadas, con $T > 450^{\circ}\text{F}$.

- Lazo 10-007: Sección media de la columna atmosférica y corrientes asociadas, con $T < 450^{\circ}\text{F}$.
- Lazo 10-008: Tope de la columna atmosférica y vapores.
- Lazo 10-009: Horno de vacío.
- Lazo 10-010: Líneas de transferencia del horno de vacío, fondo de la columna de vacío y corrientes asociadas, con $T > 450^{\circ}\text{F}$.
- Lazo 10-011: Sección media de la columna de vacío y corrientes asociadas, con $T < 450^{\circ}\text{F}$.
- Lazo 10-012: Vapores de la columna de vacío.
- Lazo 10-013: Agua agria.

Los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica serían los siguientes: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 13. Se seleccionaron dichos lazos ya que éstos son los que contienen las corrientes y equipos que anteceden a la columna de destilación atmosférica y sus corrientes de salidas más próximas, teniendo como límite la entrada del residuo atmosférico al horno de vacío, ya que de ahí en adelante se encuentra todo el sistema correspondiente a la columna de destilación al vacío.

3.1.1 Trazado de lazos de corrosión

Para la verificación de los mecanismos que fueron asignados a estos lazos, se trazó en los diagramas de tuberías e instrumentación los lazos de corrosión identificándolos cada uno con colores diferentes, como fue dispuesto por la empresa en un principio, ya que sólo se había realizado el trazado en el diagrama de flujo de la unidad, y no era posible identificar fácilmente todos los equipos y tuberías pertenecientes a cada lazo. Para lo cual se realizarán figuras en el programa Microsoft Visio, para tener un mejor

manejo de los lazos, y dar una visualización separada de cada uno de ellos. El CRA distribuye los equipos y tuberías para cada lazo de la siguiente manera:

3.1.1.1. Lazo 10-001: Intercambiadores de precalentamiento de crudo y entrada a los desaladores

En la tabla 3.1 se pueden apreciar los equipos y tuberías que pertenecen al lazo 10-001 (con su componente en específico), que en el caso de este primer lazo de corrosión, incluye todos los intercambiadores del tren de precalentamiento de crudo hasta la entrada a los desaladores. También se expresa en la misma tabla los mecanismos de daño que fueron asignados por CRA para este lazo de corrosión.

El material de construcción que se utilizó desde el diseño para los equipos y tuberías del tren de precalentamiento, es acero al carbono (SA-516 grado 70), y los valores de temperatura y presión van de 210°F y 194,7psia hasta 307°F y 394,7psia, respectivamente.

3.1.1.2. Lazo 10-002: Desaladores y efluentes de los desaladores

El lazo 10-002 incluye a los desaladores y el sistema de efluentes de los desaladores, comprendido por bombas e intercambiadores de calor, y las tuberías que los unen, los cuales se muestran en la tabla 3.2. Se muestran también los mecanismos de daño susceptibles en este lazo de corrosión.

Tabla 3.1. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-001 según CRA.

Lazo	10-001
Equipos	10-E-001A/B/C (carcasa)
	10-E-002A-J (carcasa)
	10-E-004A-C (carcasa)
	10-E-005 (carcasa)
	10-E-006A-D (carcasa)
	10-E-007A-D (carcasa)
	10-E-008 (carcasa)
	10-E-009 (carcasa)
	10-E-010 (carcasa)
Tuberías	Crudo diluido proveniente del límite de batería hacia 10-E-001A/B/C
	Crudo diluido hacia 10-E-002A-J
	Crudo diluido hacia 10-E-004A/B/C
	Crudo diluido hacia 10-E-005
	Crudo diluido hacia 10-E-006A/B/C/D
	Crudo diluido hacia 10-E-007A/B/C/D
	Crudo diluido caliente hacia 10-E-008
	Crudo diluido caliente hacia 10-E-009
	Crudo diluido caliente hacia 10-E-010
Crudo diluido caliente hacia la entrada de los desaladores	
Mecanismos de daño	Corrosión/erosión
	Corrosión bajo aislamiento
	Corrosión bajo tensión por H ₂ S húmedo

Tabla 3.2. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-002 según CRA.

Lazo	10-002
Equipos	10-P-019A/B/C
	10-E-011A/B (tubos)
	10-E-012 (tubos)
	10-V-002A/B
	10-V-003A/B
Tuberías	Agua de lavado de los desaladores proveniente de 10-V-002/003B hacia las bombas de agua de los desaladores, y el retorno hacia 10-V-002/003A
Mecanismos de daño	Corrosión bajo depósitos por sales
	Corrosión bajo aislamiento
	Corrosión bajo tensión por H ₂ S húmedo

Los intercambiadores 10-E-011A/B (carcasa) están contruidos de titanio (SB-338 grado 2), pero el resto de los equipos de este lazo de corrosión están contruidos de acero al carbono (SA-516 grado 70). En cuanto a las condiciones operacionales, la temperatura y la presión van de 307°F y 179,7psia, hasta 120°F y 74,7psia, respectivamente.

3.1.1.3. Lazo 10-003: Crudo desalado con T <450°F

En la tabla 3.3 se muestran los equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-003, que incluye los equipos que manejan crudo desalado con temperaturas menores a 450°F.

Tabla 3.3. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-003 según CRA.

Lazo	10-003
Equipos	10-E-015A/B/C/G/H/I (tubos)
	10-P-002A/B
	10-C-002
	10-E-014A/B (carcasa)
	10-E-016A (carcasa)
	10-E-017A/G (carcasa)
Tuberías	Crudo desalado proveniente de 10-V-002/003/B hacia 10-C-002
	Vapor de la columna preflash hacia 10-C-001
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-P-002A/B hacia 10-E-014A/B
	Crudo de la columna preflash hacia la entrada de 10-E-015A
	Crudo de la columna preflash hacia la entrada de 10-E-016A
	Crudo de la columna preflash hacia la entrada de 10-E-017A
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-015B hacia 10-E-015C
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-015H hacia 10-E-015I
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-017B hacia 10-E-017C
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-017H hacia 10-E-017I
Mecanismos de daño	Corrosión bajo aislamiento
	Corrosión bajo tensión por H ₂ S húmedo

Los componentes del lazo 10-003 están contruidos desde el diseño de acero al carbono y aceros de baja aleación. Con valores de temperatura y presión que van desde 282°F y 42,7psia hasta 307°F y 585,7psia, respectivamente.

3.1.1.4. Lazo 10-004: Crudo desalado con T >450°F

En la tabla 3.4, se puede apreciar los equipos y tuberías que pertenecen al lazo 10-004 que incluye el crudo desalado con temperaturas mayores a 450°F. También se muestra en la tabla el mecanismo de daño que fue asignado por diseño para este lazo de corrosión.

Tabla 3.4. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-004 según CRA.

Lazo	10-004
Equipos	10-E-015D/J/E/K/F/L (tubos)
	10-E-016B/C (carcasa)
Equipos	10-E-017B/H/C/I/D/J/E/K/F/L (carcasa)
	10-E-018A/B/C (tubos)
Tuberías	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-016B hacia 10-E-016C
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-016C hacia 10-E-018A
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-015D hacia 10-E-015E
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-015F/L hacia 10-E-018A
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-015J hacia 10-E-015K
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-017D hacia 10-E-017E
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-017F/L hacia 10-E-018A
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-017J hacia 10-E-017K
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-018B hacia 10-E-018C
	Crudo de la columna preflash proveniente de 10-E-018C hacia 10-H-001
Mecanismos de daño	Corrosión por ácidos nafténicos

Los equipos y tuberías del lazo 10-004 al igual que el lazo anterior (10-003) están contruidos de acero al carbono y aceros de baja aleación. Con valores de temperatura y presión que van desde los 539°F y 432,7psia, hasta 562°F y 452,7psia, respectivamente.

3.1.1.5. Lazo 10-005: Horno de carga

En el caso del lazo 10-005 se expresa en la tabla 3.5 el único equipo que conforma este lazo, y se puede ver que no existen tuberías que se incluyan en el mismo. Mostrando en dicha tabla los mecanismos asignados para este equipo en particular.

Tabla 3.5. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-005 según CRA.

Lazo	10-005
Equipos	10-H-001 (tubos convectivos y tubos radiantes).
Tuberías	No existe ninguna tubería asignada a este lazo ya que el mismo incluye sólo el horno
Mecanismos de daño	Corrosión por ácidos nafténicos
Mecanismos de daño	Creep
Mecanismos de daño	Corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos

Los tubos convectivos del horno están hechos de acero al 9%Cr y los tubos radiantes están hechos de acero inoxidable, desde el diseño. Y manejan temperaturas que van desde los 580°F a los 685°F, y presiones que van desde 168,7psia a los 39,7psia.

3.1.1.6. Lazo 10-006: Líneas de transferencia de crudo, fondo de la columna de crudo y corrientes asociadas, con $T > 450^{\circ}\text{F}$

Para el lazo 10-006 se tienen las líneas de transferencia de crudo, el fondo de la columna atmosférica y las corrientes asociadas a ésta (crudo caliente proveniente del horno, destilado pesado y residuo atmosférico), que tengan temperaturas mayores a 450°F . En la tabla 3.6 se muestran los equipos, tuberías y mecanismos de daño asignados a este lazo de corrosión.

Tabla 3.6. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-006 según CRA.

Lazo	10-006
Equipos	10-E-016B/C (tubos)
	10-P-010A/B
	10-P-006A/B
	10-C-001 (fondo)
Tuberías	Crudo de la columna preflash caliente proveniente de 10-H-001 hacia 10-C-001
	Residuo atmosférico proveniente de 10-P-010A/B hacia 10-H-002A/B
	Bypass de destilado pesado del plato 7 al plato 6
	Destilado pesado hacia 10-P-006A/B y hacia 10-E-016C
	Destilado pesado proveniente de 10-E-016C hacia 10-E-016B
Mecanismos de daño	Corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos
	Corrosión/erosión

El material de construcción para este lazo fue acero inoxidable, en el caso particular de la columna 10-C-001 (fondo) se encuentra un revestimiento de este mismo material. Y las condiciones de temperatura y presión van desde 575°F y 73,7psia hasta 685°F y 39,7, respectivamente.

3.1.1.7. Lazo 10-007: Sección media de la columna atmosférica y corrientes asociadas, con T<450

En la tabla 3.7 se pueden ver los equipos y tuberías que se incluyen en el lazo 10-007, correspondientes a la sección o zona media de la columna atmosférica y las corrientes asociadas a ella (destilado pesado, destilado liviano, destilado combinado y nafta diluyente), que manejan temperaturas menores a 450°F. Mostrando también en la tabla los mecanismos de daño que le fueron asignados a dicho lazo de corrosión.

El material de construcción más utilizado en los componentes de este lazo es el acero al carbono, exceptuando la zona media de la columna atmosférica 10-C-001, que posee un revestimiento de acero inoxidable. Y las condiciones de temperatura y presión para este lazo se encuentran desde 420°F y 177,7psia hasta 181°F y 75,7psia, respectivamente.

3.1.1.8. Lazo 10-008: Tope de la columna atmosférica y vapores

Para el lazo 10-008 se tienen todos los equipos y tuberías que lo integran, y se muestran en la tabla 3.8. Dicho lazo corresponde al sistema de tope de la columna atmosférica y los vapores que salen de ella, para lo cual se muestra en la misma tabla los mecanismos de daño susceptibles que fueron asignados para este sistema por diseño.

Tabla 3.7. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-007 según CRA.

Lazo	10-007
Equipos	10-C-001 (zona media)
	10-E-016A (tubos)
	10-E-010 (tubos)
	10-E-006A/B/C/D (tubos)
	10-C-003
	10-E-008 (tubos)
	10-EA-003A/B
	10-P-005A/B
	10-P-007A/B
	10-P-004
	10-E-005 (tubos)
	10-E-001A/B/C (tubos)
	10-EA-004
Tuberías	Destilado pesado proveniente de 10-E-016A hacia 10-C-001
	Destilado pesado proveniente de 10-E-016A hacia 10-E-008
	Destilado liviano hacia 10-P-005A/B y hacia 10-E-010
	Destilado liviano proveniente de 10-E-010 hacia 10-E-006AB/D
	Destilado liviano proveniente de 10-E-006AB/D hacia 10-C-001
	Destilado liviano proveniente de 10-C-001 hacia 10-C-003
	Destilado liviano proveniente de 10-C-003 hacia 10-P-007A/B y 10-E-008
	Destilado pesado y liviano hacia 10-EA-003A/B
	Vapores de destilado liviano proveniente de 10-C-003 hacia 10-C-001
	Nafta diluyente proveniente de 10-C-001 hacia 10-P-004 y hacia 10-E-005
	Nafta diluyente proveniente de 10-E-005 hacia 10-E-001C
	Nafta diluyente proveniente de 10-E-001A hacia 10-EA-004
	Nafta diluyente proveniente de 10-EA-004 hacia almacenaje
Destilado combinado proveniente de 10-EA-003A/B hacia almacenaje o a la unidad 14	
Mecanismos de daño	Corrosión por ácidos nafténicos
	Corrosión/erosión

Tabla 3.8. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-008 según CRA.

Lazo	10-008
Equipos	10-C-001 (tope)
	10-E-002A-J (tubos)
	10-EA-002A-E
	10-V-001 (carcasa)
	10-P-008A/B
Tuberías	Vapores del tope atmosférico hacia 10-E-002A-J
	Vapor/líquido del tope atmosférico proveniente de 10-E-002A-J hacia 10-EA-002A-E
	Vapor/líquido del tope atmosférico proveniente de 10-EA-002A-E hacia 10-V-001
	Líquido del tope atmosférico proveniente de 10-V-001 hacia 10-P-008A/B y hacia el tope de 10-C-001
	Nafta de purga proveniente de 10-P-008A/B hacia el límite de batería
Mecanismos de daño	Corrosión/erosión
	Corrosión bajo aislamiento
	Corrosión bajo tensión por H ₂ S húmedo
	Corrosión por cloruro de amonio
	Corrosión por HCl

Para el lazo 10-008 se dispuso como material de construcción acero al carbono para sus componentes. Las temperaturas y presiones que se manejan en este lazo van desde 250°F y 23,7psia hasta 140°F y 20,7psia, respectivamente.

3.1.1.9. Lazo 10-013: Agua agria

Finalmente el lazo 10-013 comprende el sistema de agua agria (que se encuentra asociado a la columna de destilación atmosférica, ya que existen muchos sistemas de agua agria en el resto de la planta), y en la tabla 3.9 se

pueden ver los equipos y tuberías que lo integran, como también los mecanismos de daño que le fueron asignados por CRA.

Tabla 3.9. Equipos, tuberías y mecanismos de daño pertenecientes al lazo 10-013 según CRA.

Lazo	10-013
Equipos	10-P-003.
	10-E-011A/B (carcasa)
	10-V-001 (bota)
	10-P-009A/B
Tuberías	Agua agria proveniente de la unidad 26 hacia 10-E-011A
	Condensado proveniente de 10-P-003 hacia 10-E-011A
	Agua agria proveniente de 10-E-011B hacia 10-V-002/003/B
	Agua agria proveniente de 10-V-001 (bota) hacia 10-P-009A/B y hacia 10-E-002A-J o la unidad 26
Mecanismos de daño	Corrosión por CO ₂
	Corrosión/erosión
	Corrosión bajo aislamiento
	Corrosión bajo tensión por H ₂ S húmedo

Los componentes del lazo 10-013 fueron construidos de acero al carbono, y tienen valores de temperatura y presión que van desde 240°F y 274,7psia hasta 140°F y 21,7psia, respectivamente.

Para el trazado de los lazos de corrosión se utilizará un código de colores que fue establecido por diseño para diferenciarlos unos de otros. Los cuales se describen de la forma siguiente:

- Lazo 10-001: Amarillo claro.
- Lazo 10-002: Rosado.
- Lazo 10-003: Naranja.
- Lazo 10-004: Verde claro
- Lazo 10-005: Fucsia.

- Lazo 10-006: Marrón.
- Lazo 10-007: Azul claro.
- Lazo 10-008: Amarillo oscuro.
- Lazo 10-009: Verde oscuro.
- Lazo 10-010: Rojo.
- Lazo 10-011: Azul oscuro
- Lazo 10-012: Morado.
- Lazo 10-013: Beige.

3.1.2. Identificación de los equipos y tuberías que no estaban asignadas a ningún lazo de corrosión

Una vez realizado el trazado de los lazos descritos anteriormente en los planos de tuberías e instrumentación, y plasmados en el programa Microsoft Visio, se identificaron todos aquellos equipos y tuberías que no quedaron dentro de ningún lazo de corrosión, ya que en un principio no se hizo una revisión detallada del recorrido de dichos lazos, donde se pudiera visualizar la cantidad exacta de equipos y líneas pertenecientes a cada lazo.

3.2. Definición de nuevos mecanismos de corrosión y parámetros claves de control en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos

Teniendo identificados los lazos de corrosión por diseño, es necesario saber si existen nuevos mecanismos de daño, o si se ha logrado desactivar alguno de los existentes. Para ello, se debe determinar los parámetros claves

que activan los mecanismos de daño, y así poder analizar con dicha información las condiciones actuales a las que opera la planta.

3.2.1. Parámetros claves para los mecanismos posibles

Para la definición de nuevos mecanismos de corrosión es necesaria la determinación de parámetros claves de control por cada mecanismo al cual pueden ser susceptibles los equipos y tuberías asociados a la columna de destilación atmosférica. Analizando la bibliografía y los factores críticos que allí se describen, tomando valores máximos y mínimos a los cuales se activa el mecanismo. Acotando que se analizarán aquellas variables que se puedan medir directamente, o análisis de laboratorio disponibles actualmente en la planta. Sólo se realizará la búsqueda de los parámetros claves para aquellos mecanismos que tengan susceptibilidad en las unidades de crudo y/o se sepa por experiencia, que sea posible la activación de algún mecanismo en particular.

3.2.2. Condiciones de diseño

Con ayuda de los planos de los equipos y los isométricos de las tuberías se consiguió cierta información necesaria para este estudio, como lo es: la temperatura de operación, presión de operación, metalurgia utilizada, entre otros, los cuales sirvieron de apoyo en la definición de los lazos de corrosión en el momento de arranque de la planta. Toda esta información fue plasmada en tablas de Microsoft Excel en donde se encuentran únicamente los equipos estáticos, ya que éstos son los que se analizarán en este estudio, los cuales se dividieron por componentes, en donde cada componente puede pertenecer a un lazo distinto, siendo éstos de un mismo equipo.

En el anexo A se muestran las condiciones de operación para las corrientes donde están ubicados los indicadores de temperatura correspondientes a cada lazo, aunque también se muestran las condiciones para los equipos, se utilizaron mayormente la de las corrientes, debido a que en los equipos no se tienen instalados indicadores de temperatura, y sólo se tienen las condiciones de operación propuestas por diseño en los planos de dichos equipos. Por lo tanto, cuando se realizó el análisis de las condiciones actuales se utilizaron las tendencias de estos indicadores.

En cuanto a los componentes de los equipos, se analizarán aquellos que, una vez evidenciado un mecanismo de corrosión, pueda existir algún tipo de fuga, ya sea por pérdida de espesor, picadura, grieta o cualquiera de las morfologías posibles. Todo esto incluye principalmente la carcasa de los equipos, y no los elementos internos, ya que si se corroe alguno de estos últimos, no logran ocasionar una fuga por encontrarse internamente en el equipo.

Para la planta es importante evitar las fugas, debido a que si alguna de ellas persiste, se debe segar o aislar el equipo, lo que puede implicar pérdidas de producción por bajas de carga, o en el peor escenario puede implicar la parada total de la planta, resaltando que la unidad de crudo es vital para la planta y deben evitarse dichas fugas.

Primeramente, los intercambiadores se separan en carcasa y tubos, los aeroenfriadores tendrán un solo componente llamado tubos, ya que tanto por los tubos como por los cabezales pasa el mismo fluido, enfriándose mediante ventiladores de inducción forzada. Los cabezales están contruidos con espesores grandes ya que son los que soportan los tubos, y es mucho más difícil que dichos cabezales presenten fugas, por lo tanto, se consideraron sólo los tubos sin que sea necesario especificar el componente cada vez que

se hace referencia a ellos. Las columnas se dividieron en tres componentes: tope, medio y fondo, acotando que existen algunas columnas pequeñas en donde es difícil diferenciar los componentes y se referirá a ellas como un equipo completo.

Los equipos como desaladores o recipientes, se tomarán como un solo componente, la carcasa en este caso, a menos que el recipiente posea una bota separadora de líquidos en donde ésta será un componente aparte. Para el único horno que se encuentra en los lazos en estudio, se separó en dos componentes, tubos convectivos, más alejados de la llama, y tubos radiantes, más cercanos a la llama.

En este caso, no se analiza la carcasa del horno, ya que si ésta llegase a tener una fuga no se pierde el fluido principal, el cual va por los tubos, y por dicha carcasa va aire y gas combustible, para los cuales no se contempla algún mecanismo de corrosión, por no considerarse fluidos corrosivos. En el caso de las bombas, las cuales se muestran en el recorrido de los lazos, no se estudiarán por ser equipos rotativos, y como se dijo anteriormente sólo se analizarán los equipos estáticos.

3.2.3. Condiciones de operación actuales

Teniendo los parámetros críticos que activan los posibles mecanismos de daño, se buscarán éstos, mediante las condiciones operacionales reflejadas en el programa Aspen Process Explorer y en las pruebas realizadas en laboratorio reportadas en el portal UIS, tomando como condiciones actuales a partir de la fecha 01/01/2010 hasta el 30/04/2011.

De los valores encontrados se tomarán sólo aquellos valores máximos y mínimos correspondientes a cada mes, del período en estudio, ya que es importante analizar los valores que se alejan de la operación normal, porque generalmente son los que influyen en la activación de mecanismos de corrosión. También se escogen estos para cada mes, debido a que el programa Aspen Process Explorer y el portal UIS de laboratorio, muestran una cantidad demasiado grande de datos, para lo cual sería muy difícil de analizarlos en su totalidad.

3.2.4. Historiales de medición de espesores

Muchos de los mecanismos de daño a estudiar se presentan en algunos casos con una morfología de daño uniforme o generalizada, que comprende pérdida de espesor de la pared del equipo o tubería. Si no se toma cuidado de ello, esa pérdida de espesor puede ocasionar la ruptura de dicha pared, por lo tanto se debe monitorear frecuentemente los espesores, mediante el ensayo no destructivo más conveniente en cada caso.

Se mostrará en el anexo A, el espesor inicial (el que se dispuso por diseño), así como dos mediciones de espesores en donde se contemple una penúltima medición así como la última medición realizada, y la fecha de ésta. Es importante acotar que hay algunos activos que tienen sólo una medición y se mostrará como la última. En algunos se puede ver que existen mediciones que muestran espesores mayores a la anterior medición, lo que supone que alguna de las dos mediciones fue tomada incorrectamente.

Estos historiales de medición de espesores permitirán analizar con más cuidado aquellos equipos en donde se visualice una disminución de espesor significativa. Tomando en cuenta que sólo se plasmarán en dicha tabla las

mediciones más relevantes o en donde se haya observado mayores pérdidas de espesor, ya que son muchos puntos de medición de espesor para cada equipo, de los que poseen puntos de medición.

En cuanto a las líneas, a través del programa Meridium, se cargaron los datos de la unidad de crudo, se buscaron los espesores medidos para los grupos de tuberías (piping group) más importantes del lazo, ya que es una metodología del programa para realizar análisis de riesgo a las líneas más importantes o las que pueden tener mayor pérdida de producción a la hora de existir alguna fuga.

Tanto para los equipos como para las líneas, se analizarán las velocidades de corrosión que calcula el programa Meridium con la data de espesores mostrada en el anexo A. Para lo cual dicho programa escoge entre las mediciones de espesores que reporten valores donde se evidencie más pérdida de espesor, ya sea entre el espesor inicial y la última medición, lo que se considera como velocidad de corrosión larga, o entre la penúltima medición y la última, llamado velocidad de corrosión corta. Dicho programa también descarta aquellas velocidades negativas por errores de medición.

Para efectos del estudio de las velocidades de cada lazo de corrosión, se analizarán las velocidades de corrosión que arroja el programa para los equipos y líneas del lazo en particular.

3.2.5. Historiales de fallas de equipos

En todo el tiempo que tiene la planta operando, desde el año 2004, se han encontrado fallas en ciertos equipos, de los cuales algunos fueron reparados en sitio, y otros fueron reemplazados por completo, bien sea en paradas forzosas, donde se necesitó reparar el equipo o línea de inmediato,

o en paradas de planta. Con información suministrada por el departamento de parada de planta se pudo realizar una tabla con los equipos que fueron reemplazados, especificando el componente exacto que fue reemplazado, como también se detalla la metalurgia que poseían en un principio y la nueva metalurgia utilizada. Aunque para ninguno se tiene definido el mecanismo de corrosión específico causante de la falla, servirán para tener una idea del estado de los lazos y los mecanismos en estudio.

Con esta información se minimiza un poco el análisis de los parámetros críticos, en donde se pueden estudiar menos puntos por lazo en aquellos equipos que ya tengan una metalurgia nueva que pueda resistir a muchos de los mecanismos de daño susceptibles en dicho lazo. También permitirá ponerle cuidado a aquellos equipos o líneas que hayan fallado y que por razones ajenas no se hayan reemplazado.

3.3. Realización del mapa de los lazos de corrosión actuales asociados a la columna de destilación atmosférica de la unidad de crudo en función de los mecanismos de corrosión existentes

Con los análisis del objetivo dos, se realizaron figuras en Microsoft Visio, donde se reflejó el nuevo recorrido de los lazos, que para algunos lazos quedó el mismo recorrido propuesto por CRA, pero también se muestran todas aquellas modificaciones que sufrieron los componentes del lazo al hacer el análisis detallado de los mecanismos existentes.

Se logró plasmar los mecanismos que finalmente quedaron asociados a los lazos de corrosión en estudio, y se asignaron las líneas que no estaban asociadas a ninguno de los lazos, siguiendo la secuencia y el fluido del sistema en particular. Haciendo acotación de aquellos mecanismos que no

se presentan en la totalidad del lazo, sino en ciertos sistemas o equipos en particular, como también los equipos que son inmunes a ciertos mecanismos por poseer metalurgias resistentes. También se muestran los cambios correspondientes al color y al nombre que define el lazo de corrosión, para aquellos que sufrieron cambios.

3.4. Proposición de actividades o planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica en función de las condiciones actuales de la planta

Una vez realizados los análisis en los objetivos anteriores, se podrá ver de donde provienen mayormente los problemas por corrosión en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica, y con revisiones bibliográficas y entrevistas a expertos en corrosión, se lograrán proponer varios métodos para lograr la disminución de la corrosión en el área de estudio. Los mismos se plasmaron en orden de factibilidad, mostrando como último el plan de cambio de metalurgia, ya que implica grandes inversiones para la empresa, pero es una de las mejores soluciones a muchos de los mecanismos de corrosión.

Uno de los planes o actividades contempla la actualización de los KPPL o “Key Process Parameter Limit” los cuales son límites de operación establecidos a las variables de proceso, los cuales poseen una influencia significativa en los mecanismos de corrosión y degradación de los materiales. Éstos fueron definidos por diseño pero no de la forma correcta, ya que se definieron demasiadas variables que no tenían una relación directa con la

activación de los mecanismos de corrosión, por no haber establecido todos aquellos parámetros críticos para estos últimos.

Por lo tanto una vez que fueron definidos los parámetros críticos para la activación de los mecanismos de daño, se lograron definir nuevamente los KPPL o indicadores, los cuales generan una alarma una vez que son sobrepasados los límites que se definieron como mínimo y máximo, requeridos por el sistema.

CAPÍTULO 4

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Discusión de resultados

4.1.1. Identificación de los lazos de corrosión según diseño asociados a la columna de destilación atmosférica, basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos

A continuación, se muestra los nueve lazos de corrosión, asociados a la columna de destilación atmosférica, los cuales fueron expresados en cuanto a componentes, metalurgia, condiciones operacionales y mecanismos de daño, en el capítulo 3.

4.1.1.1. Trazado de lazos de corrosión

Tomando lo expuesto en el CRA se trazaron los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica, para poder identificar los lazos de forma separada, en figuras diseñadas en el programa Microsoft Visio.

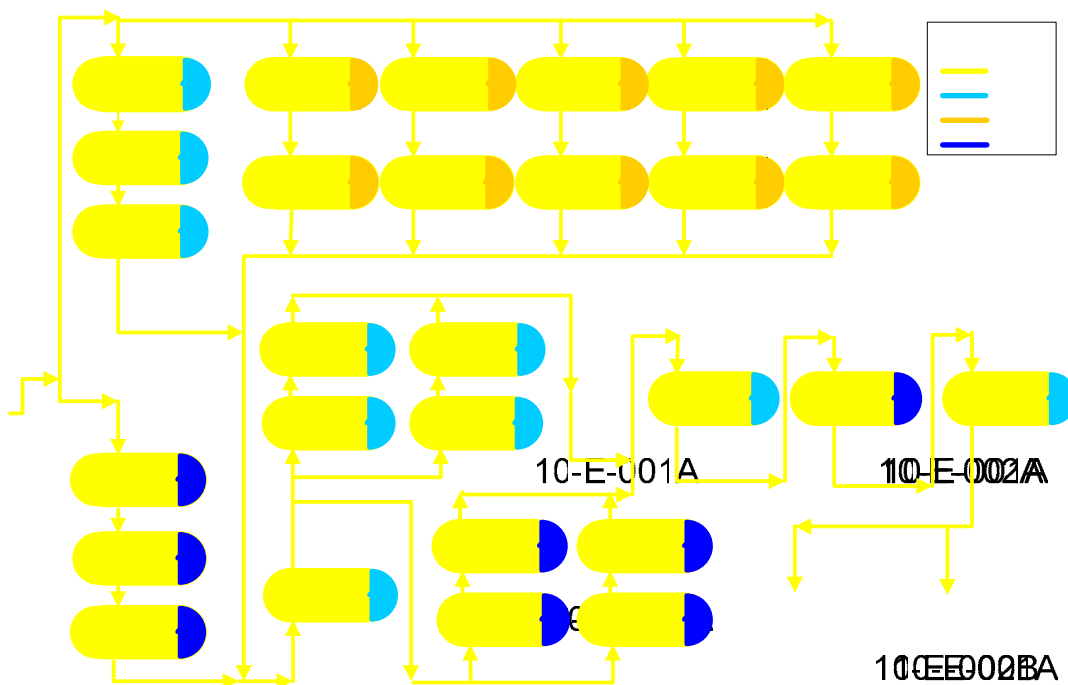


Figura 4.1. Componentes del lazo de corrosión 10-001 establecido por CRA.

Se puede observar en la figura 4.1 que el lazo inicia con la entrada de crudo diluido proveniente de los tanques de la unidad 61 (unidad de crudo), a través de una línea que se divide en tres corrientes, la primera se dirige hacia los intercambiadores 10-E-001A/B/C (carcasa), la segunda hacia los intercambiadores 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J (carcasa), y la tercera corriente va hacia los intercambiadores 10-E-004A/B/C (carcasa). Las corrientes que salen de la serie de intercambiadores anteriores se conectan en una línea común, para así entrar al intercambiador 10-E-005 (carcasa).

El crudo precalentado que sale del intercambiador 10-E-005 (carcasa) se divide en dos corrientes: una que va a los intercambiadores 10-E-006A/B/C/D (carcasa) y otra que va a los intercambiadores 10-E-007A/B/C/D

(carcasa). Ambas corrientes de salida entran al intercambiador 10-E-008 (carcasa), de allí pasan al intercambiador 10-E-009 (carcasa), y luego al intercambiador 10-E-010 (carcasa). La línea de salida del 10-E-010 (carcasa) de crudo precalentado, se divide en dos corrientes en paralelo para entrar en los desaladores 10-V-002A/B y 10-V-003A/B (el lazo no involucra ambos desaladores).

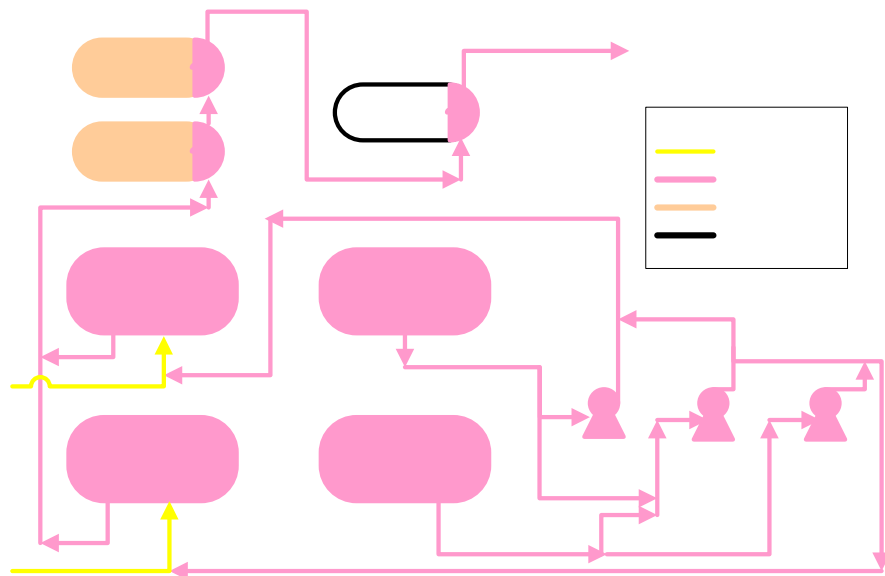


Figura 4.2. Componentes del lazo de corrosión 10-002 establecido por CRA.

El lazo 10-002 se inicia (figura 4.2) con los desaladores 10-V-002A/B y 10-V-003A/B, en donde se tiene una salida de agua de lavado correspondiente a los desaladores 10-V-002B y 10-V-003B. El agua de lavado que sale del 10-V-002B es enviada a las bombas 10-P-019A/B, y la dos corrientes de salida se incorporan a la línea de entrada de crudo precalentado que va al desalador 10-V-002A, y el agua de lavado que sale del desalador 10-V-003B es enviada a las bombas 10-P-019B/C, y las dos

Efluentes

10-E-011A
10-E-011B
10-V-002A

corrientes que salen de ellas se incorporan a la línea de entrada de crudo precalentado que va al desalador 10-V-003A.

Continúa con los efluentes del desalador correspondiente a los desaladores 10-V-002A y 10-V-003A que son enviados a una línea común que entra a los intercambiadores 10-E-011A/B (tubos) y luego al intercambiador 10-E-012 (tubos), y finaliza con la línea de salida de éste que va a la unidad 65 (unidad de tratamiento de aguas de desecho). En la figura 4.2 se puede observar que la carcasa del intercambiador 10-E-012 no pertenece a ningún lazo, esto se debe a que el fluido que va por la carcasa es agua de enfriamiento y no existe ningún lazo asignado para corrientes de agua de enfriamiento.

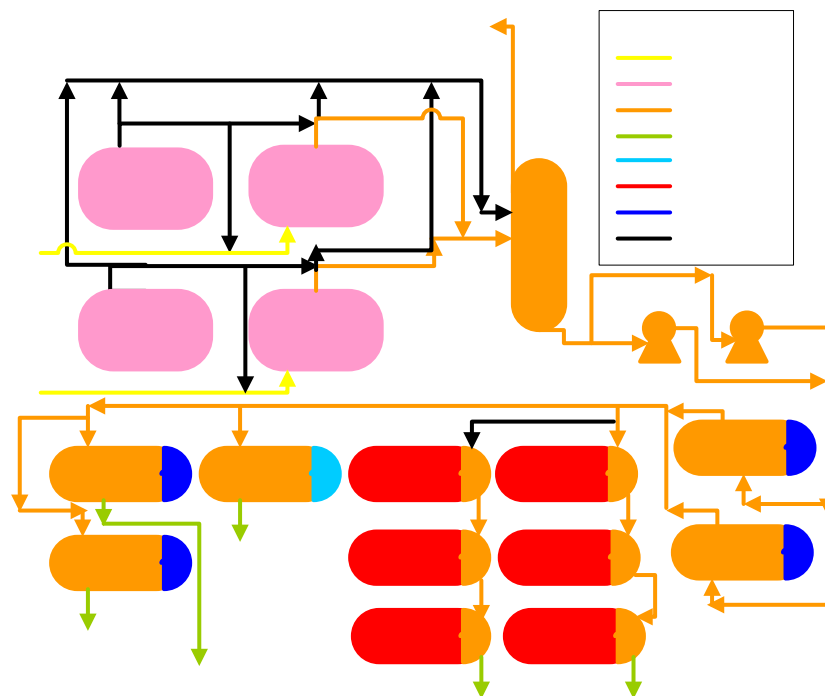


Figura 4.3. Componentes del lazo de corrosión 10-003 establecido por CRA.

Este lazo de corrosión involucra el crudo desalado a temperaturas menores a 450°F, ya que se había establecido que por encima de este límite se da la activación de la corrosión por ácidos nafténicos. Específicamente se puede observar en la figura 4.3 que inicia el lazo con la salida de crudo desalado proveniente de los desaladores 10-V-002B y 10-V-003B, que se dirige a la columna preflash 10-C-002, de la cual salen vapores por el tope que entran a la columna de destilación atmosférica 10-C-001 (fondo), en donde el lazo no incluye la columna 10-C-001. Por el fondo sale el crudo de la columna preflash que va hacia las bombas 10-P-002A/B, para luego dirigirse a los intercambiadores 10-E-014A/B (carcasa). La corriente que sale de los intercambiadores 10-E-014A/B (carcasa) se divide en tres corrientes.

La primera corriente va hacia los intercambiadores 10-E-015A/G (tubos), en donde se puede observar que la corriente que va al intercambiador 10-E-015G no pertenece a ningún lazo, en donde quizás por olvido no se colocó, ya que dicho intercambiador si pertenece al lazo y la corriente que sale de él también, siendo obvio que la línea no asignada si pertenece al lazo 10-003. La corriente que sale del intercambiador 10-E-015A (tubos) va al intercambiador 10-E-015B (tubos) y de allí va al 10-E-015C (tubos), en donde la corriente de salida de este último va al 10-E-015D (tubos) pero sin incluir la línea de salida ni dicho intercambiador en el lazo. De forma paralela la corriente que sale del intercambiador 10-E-015G (tubos) va hacia el intercambiador 10-E-015H (tubos) y la corriente de salida va al intercambiador 10-E-015I (tubos), en donde lo que sale de él va hacia el 10-E-015J (tubos) pero sin incluir la línea de salida ni el intercambiador en el lazo 10-003.

La segunda corriente se dirige hacia el intercambiador 10-E-016A (carcasa), y la corriente de salida, que no pertenece al lazo, que va al 10-E-

016B (carcasa) sin incluir este último tampoco en el lazo 10-003. La última corriente se va hacia los intercambiadores 10-E-017A/G (carcasa) y la salida de estos hacia los intercambiadores 10-E-017B/H (carcasa) los cuales no pertenecen a este lazo.

En la figura 4.3 se puede notar que tanto del desalador 10-V-002A y 10-V-003A sale crudo desalado que se incorpora a la línea de crudo desalado que sale del 10-V-002B y 10-V-003B respectivamente, donde la misma línea también se incorpora a la línea de crudo de alimentación a los desaladores 10-V-002B y 10-V-003B. Lo mencionado anteriormente no está asignado a ningún lazo, como tampoco lo están las corrientes de vapores que salen de los desaladores 10-V-002A/B y 10-V-003A/B, y van hacia la columna preflash 10-C-002.

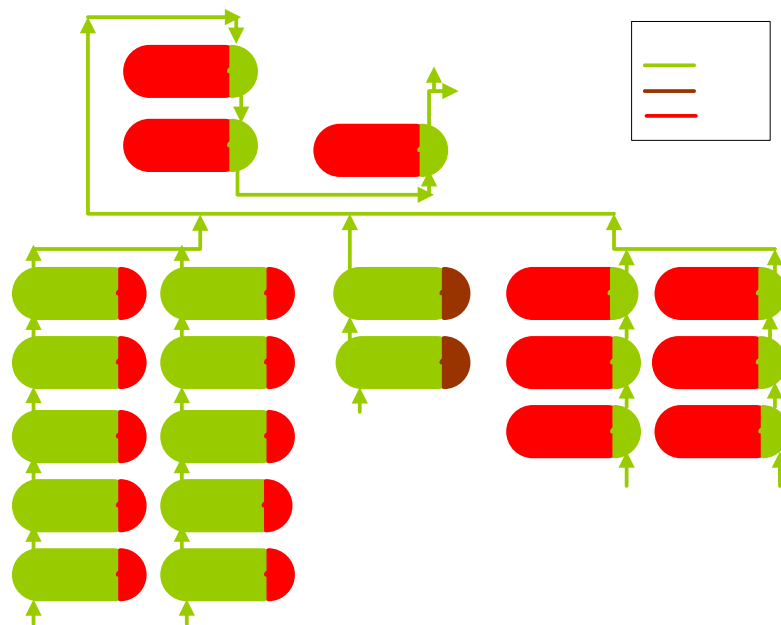


Figura 4.4. Componentes del lazo de corrosión 10-004 establecido por CRA.

Se puede observar en la figura 4.4 que el lazo comienza en tres sitios distintos, el primero inicia con los intercambiadores 10-E-015D (tubos) y 10-E-015J (tubos), en donde la corriente de crudo de la columna preflash continúa hacia los intercambiadores 10-E-015D/E/F (tubos) y 10-E-015J/K/L (tubos) respectivamente. El segundo sitio donde se inicia es en el intercambiador 10-E-016B (carcasa), en donde dicha corriente sigue al intercambiador 10-E-016C (carcasa). El tercer sitio donde comienza el lazo es en los intercambiadores 10-E-017B (carcasa) y 10-E-017H (carcasa), en donde la corriente continúa hacia los intercambiadores 10-E-017C/D/E/F (carcasa) y 10-E-017I/J/K/L (carcasa) respectivamente.

Las líneas de salida del conjunto de intercambiadores mencionados anteriormente se unen en una sola corriente para así entrar al intercambiador 10-E-018A (tubos), y luego dirigirse al intercambiador 10-E-018B (tubos), y de allí al intercambiador 10-E-018C (tubos). El lazo finaliza con la línea de salida que va hacia el horno 10-H-001 para lo cual dicha corriente se divide en dos, una que va a la celda 1 y otra que va a la celda 2 de dicho horno (el lazo no incluye el horno 10-H-001).

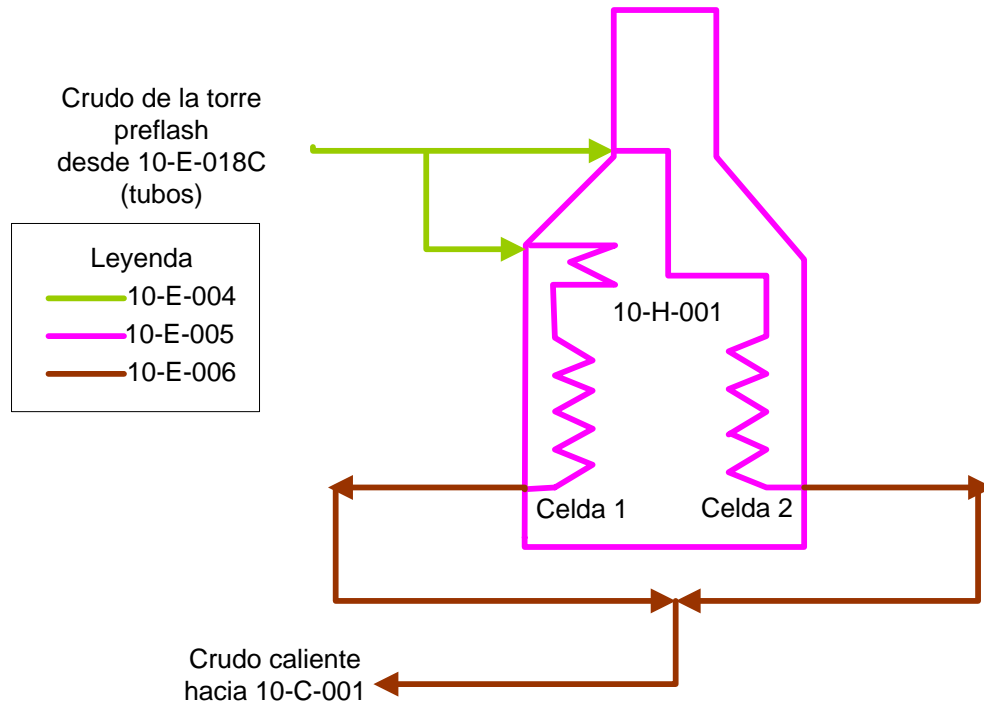


Figura 4.5. Componentes del lazo de corrosión 10-005 establecido por CRA.

Este lazo sólo involucra el horno de carga 10-H-001 como se puede observar en la figura 4.5, incluyendo los tubos convectivos que son los que se encuentran en la parte superior del horno (mas alejados de la llama que se encuentra en el fondo del horno), y los tubos radiantes que se encuentran en la parte inferior del horno en donde reciben el calor de la llama más directo. Recordando que para el análisis de los equipos, no se incluyen aquellos sistemas de combustión, que para este caso del horno, sólo se estudiarán los tubos (convectivos y radiantes), ya que por ellos pasa el fluido principal, que es crudo de la torre preflash. En cambio por la carcasa de dicho horno circula aire y combustible, que son los responsables de lograr las altas temperaturas en los tubos.

Los tubos del horno reciben crudo de la columna preflash proveniente del intercambiador 10-E-018C (tubos). Vale acotar que las corrientes de entradas, tanto tubos convectivos como radiantes, se separan en dos cada una con 6 tubos en paralelo, las cuales entran a la celda 1 y a la celda 2. Una vez que salen el crudo caliente de los tubos radiantes tanto de la celda 1 como de la celda 2, se dirigen a la columna atmosférica 10-C-001 (fondo), pero el lazo no incluye ni esta línea de salida, ni el fondo de dicha columna.

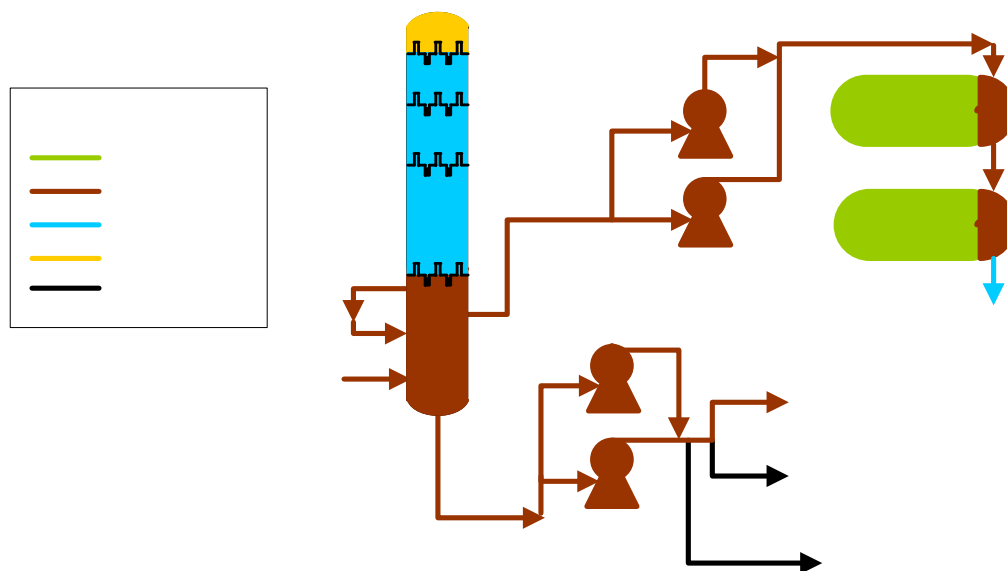


Figura 4.6. Componentes del lazo de corrosión 10-006 establecido por CRA.

Se puede observar en la figura 4.6 que el lazo inicia con la salida de crudo caliente proveniente de horno 10-H-001 que entra en el fondo de la columna atmosférica 10-C-001, lo que incluye también en el lazo el fondo de dicha columna. Además involucra la línea de recirculación de destilado pesado desde el plato 7 al 6, al igual que línea de salida de destilado pesado

Leyenda

10-004

10-006

10-007

10-008

E-4

Destilado
pesado

que va hacia las bombas 10-P-006A/B, y la salida de estas que va hacia el intercambiador 10-E-016B (tubos) y luego hacia el intercambiador 10-E-016C, sin incluir en el lazo la línea de salida que va hacia el intercambiador 10-E-016A.

El lazo finaliza con la línea de residuo atmosférico de la columna 10-C-001 (fondo) que va hacia las bombas 10-P-010A/B y la descarga de la misma hacia los hornos de vacío donde la corriente se separa en dos corrientes paralelas, una que va hacia el horno de vacío 10-H-002A y otra corriente que va al horno de vacío 10-H-002B, sin incluir ninguno de los dos hornos de vacío en el lazo 10-006. Observando también que las líneas de residuo atmosférico que van hacia las bombas 10-P-004, 10-P-006A/B, 10-P-005A/B, 10-P-007A/B y 10-P-013A/B, no fueron asignadas a ningún lazo de corrosión.

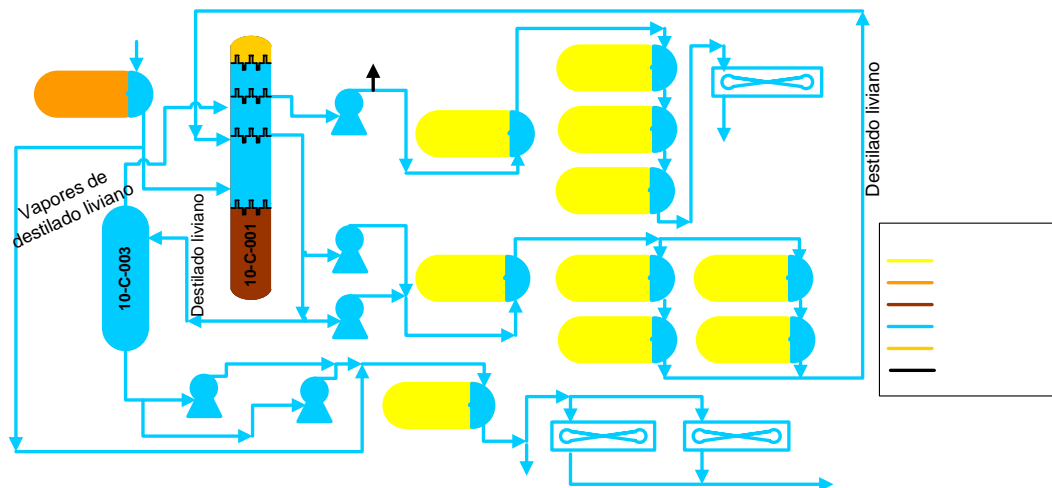


Figura 4.7. Componentes del lazo de corrosión 10-007 establecido por CRA.

En la figura 4.7 se muestra el lazo 10-007, que involucra las corrientes asociadas a la sección media de la columna atmosférica 10-C-001, entre ellas el circuito de nafta diluyente comenzando con la línea que sale del plato 34 de la columna atmosférica, que va inicialmente hacia la bomba 10-P-004, y continua al intercambiador 10-E-005 (tubos), y de allí va hacia los intercambiadores 10-E-001C/B/A (tubos), pasando finalmente al aerofriador 10-EA-004, y es enviada a la unidad 70 (unidad de almacenamiento). Se puede observar en la figura 4.7 una corriente de nafta diluyente que no está asociada a ningún lazo, que va hacia la entrada de la bomba 10-P-006B.

El siguiente circuito que pertenece al lazo 10-007 es el de destilado liviano, iniciando con la línea de salida de éste en el plato 21 de la columna de destilación atmosférica, la cual se divide en dos corrientes, una primera que va hacia la bomba 10-P-005A/B, continúa hacia el intercambiador 10-E-010 (tubos), y de allí se dividen en dos corrientes, una que va hacia los intercambiadores 10-E-006B/A (tubos) y otra que va hacia los intercambiadores 10-E-006D/CD (tubos), en donde la salida de los intercambiadores 10-E-006A (tubos) y 10-E-006C (tubos) se unen para retornar a la columna atmosférica 10-C-001 en el plato 24.

La segunda corriente de destilado liviano que salió de la columna atmosférica va hacia la columna 10-C-003, donde por el tope son extraídos los vapores de destilado liviano y son retornados nuevamente a la 10-C-001 en el plato 25, y por el fondo de la columna 10-C-003 el destilado liviano es enviado hacia las bombas 10-P-007A/B, continuando hacia el intercambiador 10-E-008 (tubos), y la salida es dividida en dos corrientes una que va a la unidad 14 (unidad de hidrotreamiento de aceites livianos) y otra que va los aerofriadores 10-EA-003A/B, y la corriente de destilado combinado que

sale de éstos es enviada a almacenaje. El lazo finaliza con la línea de destilado pesado proveniente del intercambiador 10-E-016B (tubos), que pasa por el intercambiador 10-E-016A (tubos), separándose la salida en dos corrientes, una que retorna a la columna atmosférica 10-C-001 en el plato 17, y otra que se incorpora a la línea de salida de las bombas 10-P-007A/B.

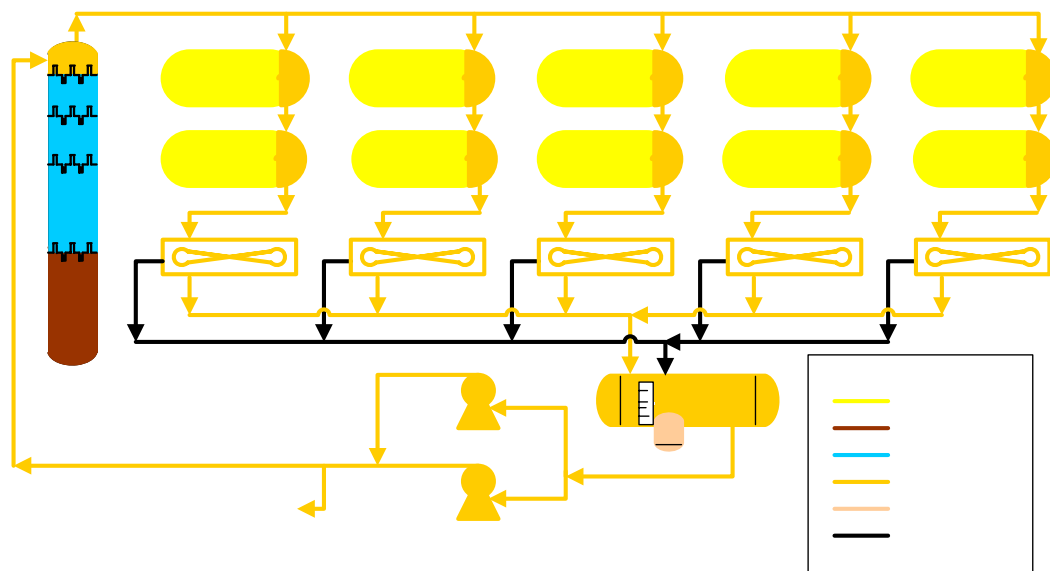


Figura 4.8. Componentes del lazo de vapores de tope atmosférico por CRA.

Se puede observar en la figura 4.8 que el lazo se inicia con el tope de la columna atmosférica 10-C-001, donde los vapores de tope de ella son divididos en cinco corrientes en paralelo, en donde la primera corriente va hacia el intercambiador 10-E-002B (tubos) y continúa hacia el intercambiador 10-E-002A (tubos), la segunda va hacia el intercambiador 10-E-002D (tubos) y sigue hacia el intercambiador 10-E-002C (tubos), la tercera corriente se dirige hacia el intercambiador 10-E-002F (tubos) y continúa al intercambiador 10-E-002E (tubos), la cuarta corriente va hacia el intercambiador 10-E-002H (tubos) y continúa al intercambiador 10-EA-002A (tubos), la quinta corriente va hacia el intercambiador 10-EA-002E (tubos).

Líneas de balanceo

(tubos) continuando al intercambiador 10-E-002G (tubos), y finalmente la quinta corriente va hacia el intercambiador 10-E-002J (tubos) continuando al intercambiador 10-E-002I (tubos).

La corriente de salida del intercambiador 10-E-002A (tubos) se dirige al aerofriador 10-EA-002A, igualmente la salida del intercambiador 10-E-002C (tubos) va hacia el aerofriador 10-EA-002B, la salida del intercambiador 10-E-002E (tubos) hacia el aerofriador 10-EA-002C, la salida del intercambiador 10-E-002G (tubos) hacia el aerofriador 10-EA-002D, y finalmente la salida del intercambiador 10-E-002I (tubos) se dirige hacia el aerofriador 10-EA-002E.

Las corrientes que salen de los cinco aerofriadores mencionados anteriormente se dirigen a la carcasa del tambor acumulador de tope 10-V-001, de donde sale una corriente de líquidos de tope atmosférico que entra a las bombas 10-P-008A/B, y la descarga de ellas es dividida en dos corrientes, una que va hacia el sistema de destilado combinado que entra en los aerofriadores 10-EA-003A/B (que pertenecen al lazo 10-007) o hacia la unidad 14 (unidad de hidrotreatmento de aceites livianos), y otra corriente que retorna a la columna atmosférica 10-C-001 por encima del plato 38. Se puede notar en la figura 4.8 que no asignaron a ningún lazo las líneas de balanceo (igualmente líquidos de tope) que salen también de los aerofriadores 10-EA-002A-E, que ingresan al tambor de tope 10-V-001.

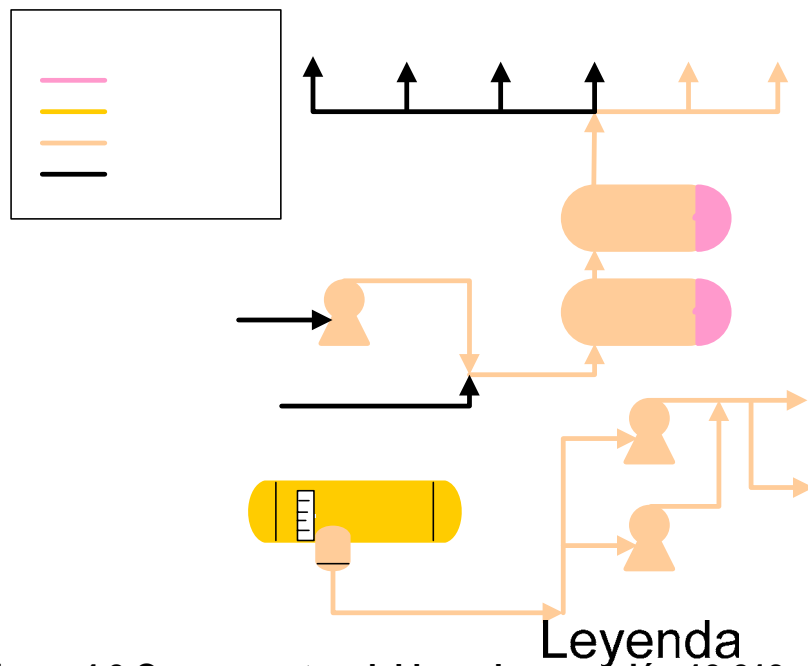


Figura 4.9 Componentes del lazo de corrosión 10-013 establecido por

CRA. 10-002

10-008

10-013

No pertenece a ningún lazo

Este lazo como se puede ver en la figura 4.9, se inicia en dos secciones distintas, la primera es con la bomba 10-P-003, la cual recibe una corriente de vapor condensado proveniente de la unidad 43 (unidad de sistema de recuperación de condensado y agua para calderas), en donde dicha corriente no se encuentra asociada al lazo 10-013, por ser de vapor condensado, y dicho fluido no se contempla para ninguno de los lazos, por no ser considerado agresivo. La descarga de la bomba recibe una corriente de agua agria proveniente de la unidad 26 que tampoco se encuentra asociada al

Vapor condensado proveniente de U43

10-P-003

Agua agria proveniente de U26

Agua agria hacia 10-V-003A
Agua agria 10-1

lazo. Luego, todo esto entra al intercambiador 10-E-011A (carcasa) y sigue al intercambiador 10-E-011B (carcasa).

La salida del intercambiador se divide en seis corrientes de agua agria, una que va hacia el desalador 10-V-002B y otra al desalador 10-V-003B, las cuales si pertenecen al lazo 10-013. Las siguientes corrientes de agua agria que salen de estos intercambiadores, que no están asignadas a ningún lazo son: la que va hacia la línea de entrada de crudo que va al desalador 10-V-002A y otra que va hacia la línea de entrada de crudo que va al desalador 10-V-003A, y finalmente las corrientes que van hacia el desalador 10-V-002A y hacia el desalador 10-V-003A.

La segunda sección donde se inicia el lazo es en la bota del tambor de tope 10-V-001, en donde su salida se dirige a las bombas 10-P-023A/B y la descarga de ellas se divide en dos corrientes, una que va hacia la unidad 26 (unidad de despojamiento de aguas agrias) y otra que va hacia las líneas de entrada de entrada de vapores de tope atmosférico que se dirige hacia los intercambiadores 10-E-002B/D/F/H/J (tubos).

4.1.2. Identificación de los equipos y tuberías que no estaban asignadas a ningún lazo de corrosión

Terminado el trazado de los lazos de corrosión fue notorio que algunos equipos y tuberías no estaban asignados a ningún lazo de corrosión. Los cuales se describen en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Activos que no están asignados a ningún lazo de corrosión.

Lazo de corrosión	Activos no asignados a ningún lazo de corrosión
10-002	Carcasa del 10-E-012.
10-003	Línea de crudo desalado del 10-V-002A que va a la línea de entrada (crudo diluido) del 10-V-002B y al crudo desalado que sale del 10-V-002B.
	Línea de vapores del crudo desalado del 10-V-002A que va hacia la columna 10-C-002.
	Línea de vapores del crudo desalado del 10-V-002B que va hacia la columna 10-C-002.
	Línea de crudo desalado del 10-V-003A que va a la línea de entrada (crudo diluido) del 10-V-003B y al crudo desalado que sale del 10-V-003B.
	Línea de vapores del crudo desalado del 10-V-003A que va hacia la columna 10-C-002.
	Línea de vapores del crudo desalado del 10-V-003B que va hacia la columna 10-C-002.
	Línea de crudo de la torre preflash que sale del 10-E-014A/B (carcasa) y que va hacia el 10-E-015G (tubos).
10-006	Línea de residuo atmosférico que va hacia las bombas 10-P-004, 10-P-006A/B, 10-P-005A/B y 10-P-007A/B.
	Línea de residuo atmosférico que va hacia las bombas 10-P-013A/B.
10-007	Línea de nafta diluyente que sale de la bomba 10-P-004 y va hacia la línea de destilado pesado que entra a la bomba 10-P-006B.
10-008	Líneas de balanceo de vapores de tope atmosférico (vap/liq) que salen de los aerofriadores 10-EA-002A/B/C/D/E y que va hacia el tambor 10-V-001.
10-013	Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 hacia el 10-V-002A.
	Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 que se incorpora a la línea de crudo que entra al 10-V-002A.
	Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 hacia el 10-V-003A.
	Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 que se incorpora a la línea de crudo que entra al 10-V-003A.
	Línea de agua agria proveniente de la unidad 26 que se incorpora a la línea de entrada de los 10-E-011A/B (carcasa).
	Línea de vapor condensado proveniente de la unidad 43.

Aunque en la tabla 4.1 los activos se muestran con lazos de corrosión, sólo indica el lazo cercano al cual fueron identificados, todos estos activos representados mayormente por líneas, y posteriormente serán asignados a un lazo luego que se realice el análisis de éstos y se realice el nuevo trazado en el objetivo 3. El intercambiador 10-E-011 (carcasa) no será asignado a

ningún lazo ya que el fluido que pasa por él es agua de enfriamiento y no se considera corrosión para agua de enfriamiento por no ser potencialmente perjudicial para dicho equipo. Como tampoco será asignada a ningún lazo la línea de vapor condensado proveniente de la unidad 43 (cerca al lazo 10-013) ya que dicho vapor tampoco se considera perjudicial para el equipo, y es un fluido que no se contempla en los lazos de corrosión.

4.2. Definición de nuevos mecanismos de corrosión y parámetros claves de control en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica basado en los historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos

4.2.1. Parámetros claves para los mecanismos posibles

Tabla 4.2. Parámetros claves de control para activación de los mecanismos susceptibles en los lazos asociados a la columna de destilación atmosférica.

Mecanismos de daño	Parámetro crítico	Valor	Material susceptible
Corrosión por ácidos nafténicos	Temperatura (°F)	>350	Aceros al carbono, de baja aleación y de la serie 300 y 400
	TAN (mgKOH/g)	>2,44	
	Contenido de azufre (%peso)	>2%	

Tabla 4.2. Parámetros claves de control para activación de los mecanismos susceptibles en los lazos asociados a la columna de destilación atmosférica (continuación).

Mecanismos de daño	Parámetro crítico	Valor	Material susceptible
Sulfidación	Contenido de azufre (%peso)	>2%	Aceros al carbono y de baja aleación
	TAN (mgKOH/g)	>2,44	
	Temperatura (°F)	>520	Acero al carbono
		>550	1-3Cr
		>610	4-6Cr
		>650	7Cr
		>700	9Cr
Corrosión por cloruro de amonio	Temperatura (°F)	<220	Aceros al carbono, de baja aleación, de la serie 400, 800, 825, 625, C276 y titanio
	pH	5<pH<6,5	
	Contenido de sal (PTB)	>5	
	Cantidad de agua (%peso)	5-10%	
Corrosión por HCl	Temperatura (°F)	<237	Todos los materiales
	pH	5<pH<6,5	
	Contenido de sal (PTB)	>5	
	Cantidad de agua (%peso)	5-10%	
Corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos	Temperatura (°F)	750<T<1500	Aceros de la serie 304L/316L/317L
CUI	Temperatura (°F)	<300	Aceros al carbono, de baja aleación y de la serie 300
Termofluencia (creep)	Temperatura (°F)	>700	Acero al carbono
		>750	C-1/2 Mo
		>800	1 1/4Cr-1/2Mo
		>800	2 1/4Cr-1Mo
		>800	5Cr-1/2Mo
		>800	9Cr-1Mo
		>850	317L SS
		>900	304H SS
>1000	347H SS		

Tabla 4.2. Parámetros claves de control para activación de los mecanismos susceptibles en los lazos asociados a la columna de destilación atmosférica (continuación).

Mecanismos de daño	Parámetro crítico	Valor	Material susceptible
Corrosión bajo tensión por H ₂ S húmedo	pH	4<pH<7	Aceros al carbono y aceros de baja aleación
	Contenido de H ₂ S en agua (ppm)	>50	
	Temperatura de rocío(°F)	Depende de la presión	
	Cantidad de agua (ppm)	>20	
Corrosión por CO ₂	pH	4<pH<6	Aceros al carbono y aceros de baja aleación

En la tabla 4.2 se puede notar que sólo se encuentran parámetros de medición en línea como temperatura, y parámetros que se pueden medir en laboratorio, tomando en cuenta que existen otros parámetros que pueden indicar la activación de los mecanismos, pero que al no ser posible su control mediante los instrumentos instalados en planta y/o las pruebas que se realizan en laboratorio, no se consideran en esta tabla.

Comenzando por el mecanismo de corrosión por ácidos nafténicos se puede notar en la tabla 4.2 que el límite de activación de temperatura es de 350°F, y anteriormente se tenía establecido el límite de 450°F, pero en la bibliografía se consiguió que ya a partir del primer límite de temperatura (350°F) se han encontrado casos por este tipo de corrosión, por lo tanto se establecerá éste como límite de ahora en adelante. Este mecanismo también está determinado por el número total ácido o TAN, el cual es el parámetro de acidez utilizado en crudos, y se puede ver en la tabla 4.2 que tiene un valor límite de 2,44mgKOH/g. Aunque en las normas sugiere un valor menor al cual se puede activar el mecanismo, se colocó ese valor límite debido a que

por diseño la planta maneja esos valores de TAN alrededor de 2,44mgKOH/g, por lo tanto se tomará en cuenta la activación de este mecanismo, cuando se esté por encima de este valor de diseño. Y en cuanto a la cantidad de azufre, se tiene que por diseño aproximadamente se esperan 2%p/p de éste, por lo tanto se definió también este valor como límite para el mecanismo.

Para el siguiente mecanismo de sulfidación, se puede ver que tiene los mismos parámetros críticos que la corrosión por ácidos nafténicos, exceptuando los valores límites de temperatura, que para este caso se utilizó el anexo C.1, donde se muestra una gráfica de temperatura en función de la velocidad de corrosión, con un contenido de 0,5% de azufre, y al trazar una línea para 5mpy (miles/year), que es el valor considerado como aceptable, se tomaron los valores aproximados de temperaturas para los materiales que se muestran en las curvas, exceptuando 12Cr y acero inoxidable que para esta velocidad de corrosión no muestran valores, ya que son metalurgias resistentes a este mecanismo. Acotando, que para estas temperaturas mostradas en la tabla 4.2, se podrán evidenciar velocidades de corrosión un poco más altas, como lo indica el anexo C.2, teniendo un valor aproximado de azufre para esta unidad de 2%p/p, y al trazar la línea de esta cantidad se puede ver que se tiene un factor multiplicador de velocidad de corrosión de 1,6, quedando para estas cantidades de azufre una velocidad aproximada de corrosión de 8mpy para las temperaturas reportadas en la tabla. El valor de TAN reportado en la tabla para este mecanismo cumple la misma condición discutida en el párrafo anterior para la corrosión por ácidos nafténicos.

También se puede observar que para los mecanismos de daño por cloruro de amonio y HCl se tienen los mismos parámetros claves con los mismos valores, esto es debido a que por experiencia de los ingenieros de corrosión estos dos mecanismos siempre aparecen juntos y casi a las

mismas condiciones, y se hace muchas veces difícil de diferenciar cual de ellos se está evidenciando. Pero se puede ver en la tabla que en cuanto a la temperatura de éstos se tienen valores de 220°F y 237°F para la corrosión por cloruro de amonio y HCl, respectivamente.

En el caso de la corrosión por cloruro de amonio se tiene que ese valor límite de temperatura está asociado a los valores de temperatura de deposición de cloruro de amonio exactamente en el tope de la columna 10-C-001, el cual es el único sitio que se realiza este análisis para los lazos estudiados, ya que es muy costoso y lo realiza una compañía externa, por lo tanto se estudiará este mecanismo de corrosión sólo en el lazo que incluye el tope de la columna atmosférica (10-008). Como también sólo se analizó en ese lazo de corrosión el mecanismo de daño por HCl, ya que la temperatura de 237°F reportada en la tabla 4.2, corresponde a la temperatura de rocío del agua a la presión que opera normalmente dicha columna (se necesita agua líquida para la activación de éste), ya que se sabe por la literatura y experiencia, que en ese punto de la unidad de crudo, donde se tienen hidrocarburos muy livianos, es posible que se presente tanto este mecanismo de corrosión como el de cloruro de amonio.

La corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos sólo se da cuando el equipo se abre en alguna parada de planta o ventana operacional, y es algo que no se puede controlar, por lo tanto para los lazos que esté considerado este mecanismo no se podrá analizar si sigue activado. Pero se tiene un límite de temperatura a la cual se puede activar este tipo de mecanismo, siempre y cuando se cumpla la primera condición para éste. Por lo tanto se analizó sólo la temperatura tomando la premisa de que es necesario el contacto con el aire para su activación.

Se tiene CUI o corrosión bajo aislamiento que es uno de los mecanismos menos agresivos presentados en la tabla, y se considerará sólo en los lazos donde la temperatura de operación sea menor o igual a 300°F, ya que para casi todo los sistemas se reportan temperaturas menores a 300°F, pero si la temperatura de operación es mayor no permite la permanencia del mecanismo.

En el mecanismo de creep se tienen diferentes temperaturas asociadas al material susceptible, por lo tanto se debe evaluar el material instalado a la hora de analizar este tipo mecanismo. En la norma API 571, de la cual fueron tomados estos valores (tabla 2.2), no aparece el material 317L (uno de los aceros inoxidable más utilizados en los lazos a estudiar), y se le colocó como límite de activación 850°F por recomendación de los ingenieros de corrosión. Aunque no se haya evidenciado este mecanismo en los lazos en estudio, se asignó dicho valor siendo conservadores y dando un valor cercano a los que se reportan en la tabla 2.2 para el resto de los materiales.

La corrosión por H₂S húmedo tiene cuatro variables críticas de activación, en donde se debe resaltar que una de las más importantes es la existencia de agua libre (líquida), donde se concentra el H₂S y por el bajo pH que tiene en gota de agua que se forma, se presenta dicho mecanismo de daño. Por lo tanto no se considerará éste en aquellos lazos donde exista el agua asociada al crudo, o que la corriente en estudio esté compuesta en su mayoría por agua líquida, ya que el H₂S se diluye demasiado como para atacar en un punto en específico.

Se tiene una sola variable crítica para la corrosión por CO₂, la cual está definida por el pH, ya que este mecanismo suele darse en las corrientes de agua agria, que tienen un pH bajo. La presión de vapor de CO₂ es un factor

importante para este mecanismo, pero debido a que no es una variable que se pueda medir directamente con instrumentos de medición no se colocó en la tabla 4.2.

En la tabla 4.2 se puede ver que no fueron definidos parámetros críticos para la corrosión/erosión y corrosión bajo depósitos. Para el caso de la corrosión/erosión no existen instrumentos instalados en planta que midan la velocidad del fluido que es el parámetro clave para este tipo de daño, y en realidad es un mecanismo que puede presentarse en cualquier lazo ya que los fluidos pueden tener puntos de choque casi en cualquier parte, ya que en todos los lazos se tienen codos, válvulas, y desviaciones que hacen posible el mecanismo. Pero en el momento de diseño se consideró este mecanismo sólo para aquellos sistemas donde se tienen puntos de inyección de químicos o de vapor, que regularmente vienen con bastante velocidad y se incorporan directamente a las líneas de proceso y es más probable que ocurra este tipo de daño, por lo tanto este mecanismo tampoco se analizó a fondo, solo se corroboró la existencia de los puntos de inyección correspondientes a cada lazo.

Finalmente para la corrosión bajo depósitos no se tienen valores que puedan apuntar a la activación de este mecanismo que puede aparecer en diversas condiciones, y particularmente se da en sistemas que presentan bajas velocidades de flujo, y como no se tienen instrumentos para controlar esta variable, se analizó si aplica en los lazos donde fue asignado dicho mecanismo, basándose en la existencia de condiciones de estancamiento del fluido.

4.2.2. Condiciones de diseño, historiales de condiciones operacionales, medición de espesores y fallas de equipos

Una vez definidos los parámetros claves que activan los mecanismos de daño, se analizaron de forma separada los lazos y los mecanismos correspondientes a cada uno de ellos. Y para cada lazo se escogieron los indicadores de temperatura y toma muestras que permiten analizar los mecanismos de corrosión que persisten o nuevos para el lazo, comparando con las condiciones operacionales propuestas por diseño que se muestran en el anexo A.

4.2.2.1. Lazo 10-001

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.3 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.3. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-001.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-E-001A/B/C	Carcasa	10_TI_012.PV	10-SC-001
10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J	Carcasa	10_TI_029.PV	10-SC-001
10-E-004A/B/C	Carcasa	10_TI_051.PV	10-SC-001
10-E-005	Carcasa	10_TI_057.PV	10-SC-001
10-E-006A/B/C/D	Carcasa	10_TI_053.PV	10-SC-001
10-E-007A/B/C/D	Carcasa	10_TI_071.PV	10-SC-001
10-E-008	Carcasa	10_TI_073.PV	10-SC-001
10-E-009	Carcasa	10_TI_084.PV	10-SC-001
10-E-010	Carcasa	10_TI_085.PV	10-SC-001

Se puede observar en la tabla 4.3 que para cada conjunto de intercambiadores se tiene un solo indicador de temperatura, y para todo el lazo se tiene un solo toma muestra activo. En el anexo D.1 se encuentra la ubicación de todos los indicadores de temperaturas y toma muestras que pertenecen al lazo.

Tabla 4.4. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_012.P.V.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	154,37	217,58	210
Febrero 2010	102,09	247,44	210
Marzo 2010	131,83	240,35	210
Abril 2010	88,56	274,78	210
Mayo 2010	163,61	248,42	210
Junio 2010	100,54	227,68	210
Julio 2010	87,34	259,04	210
Agosto 2010	150,5	225,44	210
Septiembre 2010	121,45	261,15	210
Octubre 2010	204,69	254,80	210
Noviembre 2010	82,87	347,95	210
Diciembre 2010	91,64	279,34	210
Enero 2011	133,35	244,42	210
Febrero 2011	188,32	213,42	210
Marzo 2011	108,30	218,61	210
Abril 2011	99,14	221,19	210

En la tabla 4.4 se muestra las temperaturas mínimas y máximas, como también la temperatura de operación para el indicador de temperatura 10_TI_012.PV, que se encuentra cercano al intercambiador 10-E-001A/B/C (carcasa), el cual sirvió de muestra para el análisis de los intercambiadores 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J (carcasa), 10-E-004A/B/C (carcasa) y 10-E-005 (carcasa), ya que estos intercambiadores tienen una temperatura de operación muy parecida (210-215°F) y presentan casi el mismo comportamiento en cuanto a temperatura (anexo E.1, E.2 y E.3). Se escogió este intercambiador por presentar las más altas temperaturas del grupo de intercambiadores. Para lo cual se realizó una gráfica que muestra la tendencia de la tabla 4.4.

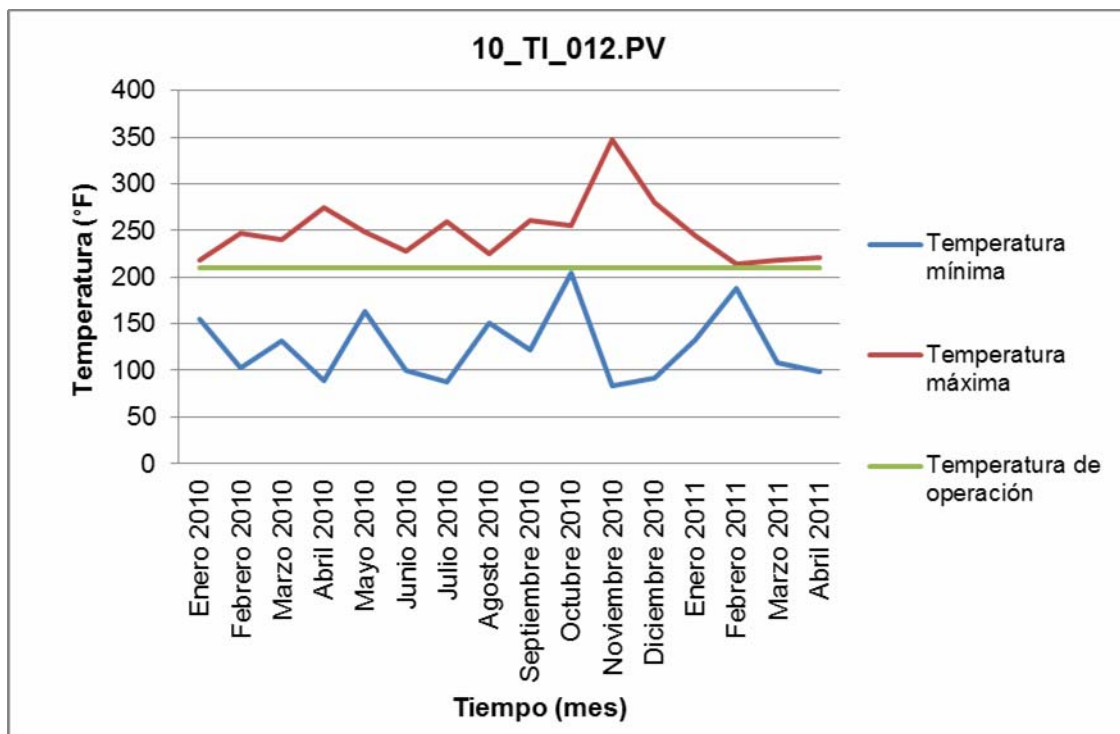


Figura 4.10. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_012.PV.

En la figura 4.10 se encuentra un pico en la línea de temperatura máxima (roja) que llega muy cerca a los 350°F para el mes de noviembre 2010, pero no es conveniente pensar en corrosión por ácidos nafténicos ya que un solo pico no es suficiente para considerarlo, y en su mayoría se encuentra a temperaturas mucho más bajas. Viendo esto, no se espera que se presenten los mecanismos de corrosión que se activan a temperaturas mayores a la del ácido nafténico (creep, sulfidación y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos), en los equipos 10-E-001AB/C, 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J, 10-E-004A/B/C y 10-E-005 (carcasa).

Se puede notar que se tienen bajas temperaturas que ratifica la existencia de corrosión bajo aislamiento ya que en su mayoría se encuentra por debajo de los 300°F. Sabiendo que éste es un mecanismo externo y que no tiene mucha relevancia ya que no es muy agresivo.

El mecanismo de corrosión por H₂S húmedo no logra activarse en este lazo de corrosión, ya que dicho lazo contempla el crudo de alimentación el cual es un crudo pesado (26°API), y tiene agua asociada y no libre. Lo que no permite que la misma no pueda asociarse al H₂S que contiene la corriente y causar el daño.

Tabla 4.5. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_085.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	270,20	308,41	307
Febrero 2010	149,64	360,39	307
Marzo 2010	273,71	319,62	307
Abril 2010	121,94	355,68	307
Mayo 2010	275,93	334,14	307
Junio 2010	246,59	327,56	307
Julio 2010	164,18	321,71	307
Agosto 2010	278,76	315,90	307
Septiembre 2010	144,69	352,82	307
Octubre 2010	267,23	326,44	307
Noviembre 2010	84,050	339,14	307
Diciembre 2010	143,17	332,26	307
Enero 2011	239,54	321,78	307
Febrero 2011	282,18	311,90	307
Marzo 2011	287,44	309,00	307
Abril 2011	105,08	327,32	307

Para continuar con el análisis de la temperatura se tiene el indicador de temperatura 10_TI_085.PV el cual se encuentra cercano al intercambiador 10-E-010 (carcasa), y sirvió de muestra para los intercambiadores 10-E-006A/B/C/D (carcasa), 10-E-007A/B/C/D (carcasa), 10-E-008 (carcasa) y 10-E-009 (carcasa). Ya que estos intercambiadores tienen una temperatura de operación muy parecida (264-307°F) y presentan casi el mismo comportamiento en cuanto a temperatura (anexo E.4, E.5, E.6 y E.7). Se escogió este intercambiador por presentar las más altas temperaturas del grupo de intercambiadores. Para lo cual se realizó una gráfica que muestra la tendencia de la tabla 4.5.

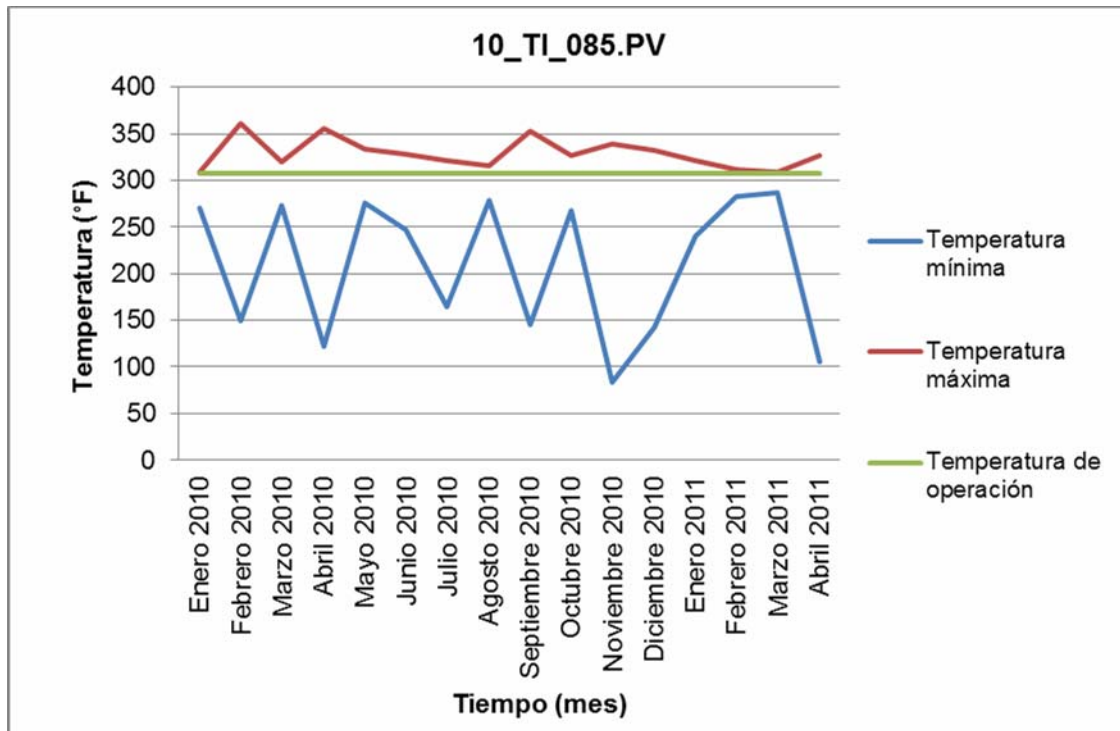


Figura 4.11. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_085.PV.

En la figura 4.11 se puede observar que la temperatura de operación es más alta en comparación con la figura analizada anteriormente (figura 4.10), debido a que en esta oportunidad se está estudiando el último intercambiador del tren de precalentamiento, y por lo tanto en esta parte del proceso la corriente se encuentra mucho más caliente que al principio.

Sin embargo las temperaturas máximas para el periodo en estudio no se encuentran por encima de los 350°F, salvo 3 puntos que se pueden observar en la figura, pero que no es suficiente para considerar el mecanismo de corrosión por ácidos nafténicos, ni el resto de los mecanismos que se activan a temperaturas más altas.

Igual que para la figura 4.10 se observa que los descensos de temperaturas son bastantes pronunciados, y la temperatura de operación para este punto se encuentra muy cercana al límite de activación de corrosión bajo aislamiento, lo que corrobora su existencia. Igualmente, el agua que se encuentra en este lazo se encuentra asociada al crudo y no permite la activación de la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.

Observando la tabla 3.1, para este lazo se encuentra el mecanismo de corrosión/erosión el cual fue asignado por el sistema de inyección de químico demulsificante que se incorpora en la línea de entrada a los intercambiadores 10-E-001A (carcasa), 10-E-002A/C/E/G/I (carcasa) y 10-E-004A (carcasa), por lo tanto se dejará asignado este mecanismo al lazo, ya que en la actualidad se sigue inyectando dicho químico.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-001, las cuales se muestran en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-001.

Activos	Velocidad de corrosión (mpy)	
Tuberías	HC-10-1003-J31D-18"-N	19,757
	HC-10-1007-J31D-18"-lh	30,437
	HC-10-1011-J31D-20"-lh	5,066
	HC-10-1012-J31D-20"-lh	8,916
	HC-10-1014-J31D-14"-lh	16,477

En la planta es considerada una velocidad de corrosión de 5mpy como normal, y para el lazo 10-001 se puede ver que el valor mayor es de 30,437mpy, lo cual es alto en comparación con 5mpy, aunque otros los valores de velocidades para este lazo son menores a 30,437mpy.

Es importante acotar para este y todos los lazos que en la tabla se encuentran reportados los mayores valores encontrados para cada punto de medición, y en algunos casos pudo existir errores en la medición, lectura de los datos o calibración del equipo, ya que el ensayo depende de la actividad humana tanto como del equipo físico.

Aunque para este lazo no se ha presentado un mecanismo de daño agresivo, se han obtenido altas velocidades de corrosión, es conveniente verificar con nuevas mediciones el estado real del lazo. Ninguno de los equipos de este lazo ha fallado por corrosión, y no ha sido necesario hacer cambios de acero al carbono (material de construcción de casi todo el lazo según el anexo G.1), únicamente se ha cambiado la metalurgia de la carcasa del intercambiador 10-E-009 (anexo H.1), por un análisis costo beneficio, en donde se le colocó un revestimiento de 317L.

4.2.2.2. Lazo 10-002

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.7 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.7. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-002.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-V-002A/B	Carcasa	10_TI_085.PV	10-SC-003
10-V-003A/B	Carcasa	10_TI_085.PV	10-SC-007
10-E-011A/B	Tubos	10_TI_092.PV	10-SC-003/007
10-E-012	Tubos	10_TI_095.PV	10-SC-003/007

Para el lazo 10-002 se tienen pocos indicadores de temperatura y toma muestras disponibles para su análisis. Para los dos desaladores 10-V-002A/B y 10-V-003A/B se tiene el mismo indicador de temperatura (10_TI_085.PV), y es el mismo que se analizó para el lazo 10-001 ya que este indicador se encuentra a la salida del intercambiador 10-E-010 (carcasa) y esta corriente entra directamente a los desaladores 10-V-002A/B 10-V-003A/B, los cuales carecen de indicadores de temperaturas internos. Por lo tanto la temperatura reportada en el indicador 10-E-010 (carcasa) es la que van a recibir los desaladores, y como ya se analizó este indicador de temperatura se le van a considerar los mismos mecanismos para ese punto en el lazo 10-001, que en este caso sería sólo corrosión bajo aislamiento.

Tabla 4.8. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_095.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	83,75	194,66	120
Febrero 2010	79,19	199,01	120
Marzo 2010	93,67	180,31	120
Abril 2010	79,03	205,17	120
Mayo 2010	86,48	206,59	120
Junio 2010	90,02	218,33	120
Julio 2010	81,40	197,81	120
Agosto 2010	99,54	206,67	120
Septiembre 2010	77,67	211,49	120
Octubre 2010	84,69	126,05	120
Noviembre 2010	78,13	143,90	120
Diciembre 2010	80,91	164,43	120
Enero 2011	85,07	186,38	120
Febrero 2011	90,07	140,29	120
Marzo 2011	92,62	164,56	120
Abril 2011	79,22	158,05	120

En la tabla 4.8 se muestran las temperaturas mínimas y máximas, y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_095.PV que se encuentra cercano al intercambiador 10-E-012 (tubos), el cual sirvió de muestra para el análisis del intercambiador 10-E-011A/B (tubos). Aunque tienen una diferencia de 81°F (los intercambiadores 10-E-011A/B tienen una temperatura de operación de 201°F) entre las temperaturas de operación, se tomará como guía ya que el indicador de temperatura (10_TI_092.PV) de los intercambiadores 10-E-011A/B (tubos), no se encuentra activo y por lo tanto no se tiene ningún reporte de temperatura para él. Con los datos de la tabla 4.8 se realizó la figura 4.12 que muestra el comportamiento de las temperaturas.

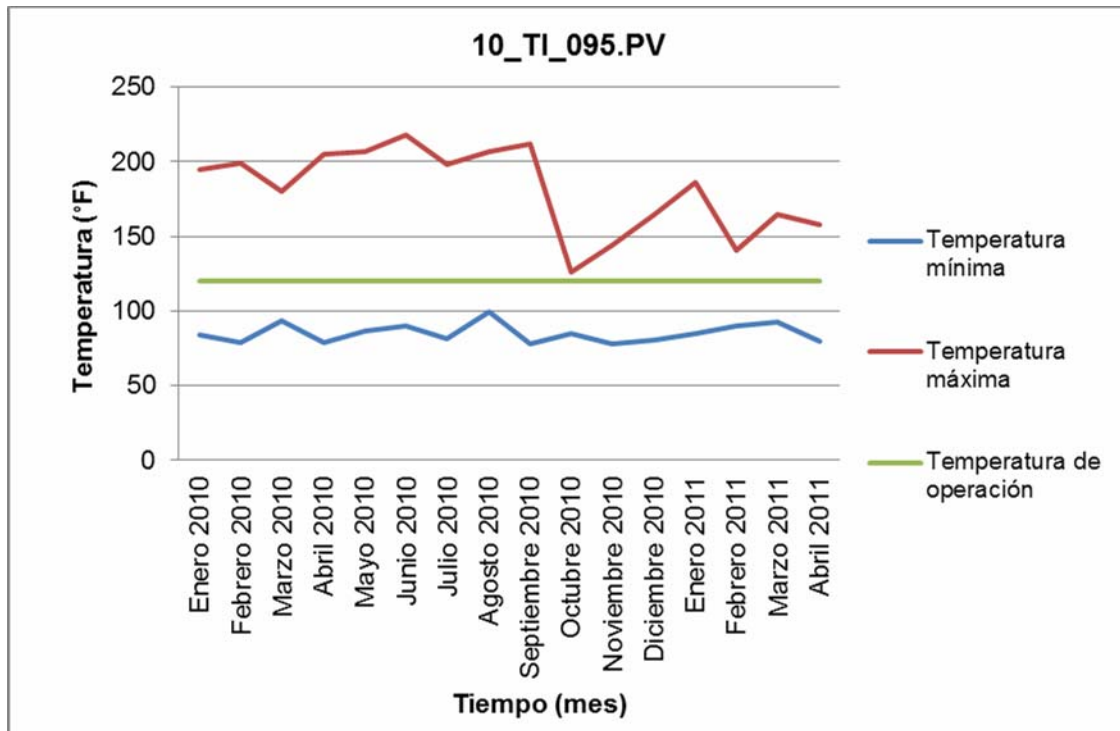


Figura 4.12. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_095.PV.

Este lazo, incluye los desaladores y sus efluentes, que están compuestos por el agua salada que retiran de éstos y el agua de lavado que es recirculada entre las dos etapas de desaladores. Las dos corrientes están compuestas principalmente por agua líquida, no es necesario comparar las temperaturas de rocío en el análisis de la corrosión H_2S húmedo, ya que para este caso el H_2S se encuentra muy diluido en el agua y de esta manera no logra ser agresivo, y no puede concentrarse en una gota de agua para formar el daño.

Y en cuanto al análisis de la corrosión bajo aislamiento se puede notar que las temperaturas máximas, mínimas y de operación se encuentran por

debajo de 300°F, y esto permite la activación de dicho mecanismo. Debido a las bajas temperaturas no se dan las condiciones de activación para los mecanismos de corrosión por ácidos nafténicos, creep, sulfidación y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos.

Pero no se descarta la corrosión bajo depósitos por sales en los desaladores, por presentar muy bajas velocidades o estancamiento en el fondo de ellos, donde se encuentra la acumulación de agua que es separada en el desalador (en la parte superior se encuentra el crudo desalado), esto permite tener las condiciones necesarias para la activación de este mecanismo. Acotando, que sólo se presenta en este punto del lazo, ya que al salir de dichos desaladores la turbulencia no permite la formación de los depósitos.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-002, las cuales se muestran en la tabla 4.9.

Tabla 4.9. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-002.

	Activos	Velocidad de corrosión (mpy)
Tuberías	DSW-10-1057-J331A-6"-lh	17,993
	DSW-10-1045-J331A-6"-ls	26,089
	DSW-10-1525-J331A-6"-N	25,024

La velocidad de corrosión más alta para este lazo fue de 26,089mpy, aunque se tienen pocos puntos de medición, se puede ver que el resto de ellos también arroja valores altos. A pesar que en este lazo tampoco existe un mecanismo interno agresivo (exceptuando a los desaladores que si sufren de corrosión bajo depósitos), es posible tener estos valores de velocidad de corrosión debido a que corresponden a los efluentes de los desaladores, y éstos vienen compuestos por una cantidad considerable de sal, la cual se encuentra diluida en agua, pero con el paso del tiempo puede ser un factor importante para la pérdida de espesores correspondiente a este lazo de corrosión. Para este lazo no hay ningún historial de falla por corrosión, ni cambios de metalurgia para los equipos que pertenecen a él.

4.2.2.3. Lazo 10-003

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.10 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.10. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-003.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-C-002	Carcasa	10_TI_153.PV	10-SC-011/012
10-E-014A/B	Carcasa	10_TI_152.PV	10-SC-011/012
10-E-016A	Carcasa	10_TI_187.PV	10-SC-011/012
10-E-015A/B/C/G/H/I	Tubos	10_TI_187.PV	10-SC-011/012
10-E-017A/G	Carcasa	10_TI_187.PV	10-SC-011/012

Se puede observar que para el control de los intercambiadores 10-E-016A (carcasa), 10-E-015A/B/C/G/H/I (tubos) y 10-E-017A/G (carcasa), se tiene un solo indicador de temperatura, y está ubicado en la corriente que se divide y entra a todos estos intercambiadores, ya que no fueron instalados indicadores entre dichos intercambiadores. Hay dos toma muestras que sirven para todos los equipos del lazo que se encuentran a la salida de los desaladores, y en el resto del lazo no se encuentran más toma muestras instalados.

Tabla 4.11. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_153.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	270,26	305,08	300
Febrero 2010	86,71	327,66	300
Marzo 2010	277,54	317,52	300
Abril 2010	94,59	333,65	300
Mayo 2010	278,73	327,97	300
Junio 2010	259,39	319,27	300
Julio 2010	199,48	310,13	300
Agosto 2010	275,38	305,93	300
Septiembre 2010	170,57	326,61	300
Octubre 2010	271,87	317,60	300
Noviembre 2010	86,44	333,59	300
Diciembre 2010	147,63	322,84	300
Enero 2011	239,86	311,4	300
Febrero 2011	281,26	308,99	300
Marzo 2011	287,86	302,10	300
Abril 2011	94,72	315,49	300

Para este lazo de corrosión se van a analizar dos de los tres indicadores de temperatura que contempla el lazo, primeramente se analizó el 10_TI_153.PV por separado ya que presenta tendencias diferentes de

temperatura, y dicho análisis sirvió para los intercambiadores 10-E-014A/B (carcasa) por presentar temperaturas similares (anexo E.8) al indicador a estudiar que se encuentra cercano a la columna preflash (anexo D.3), la cual precede a estos intercambiadores.

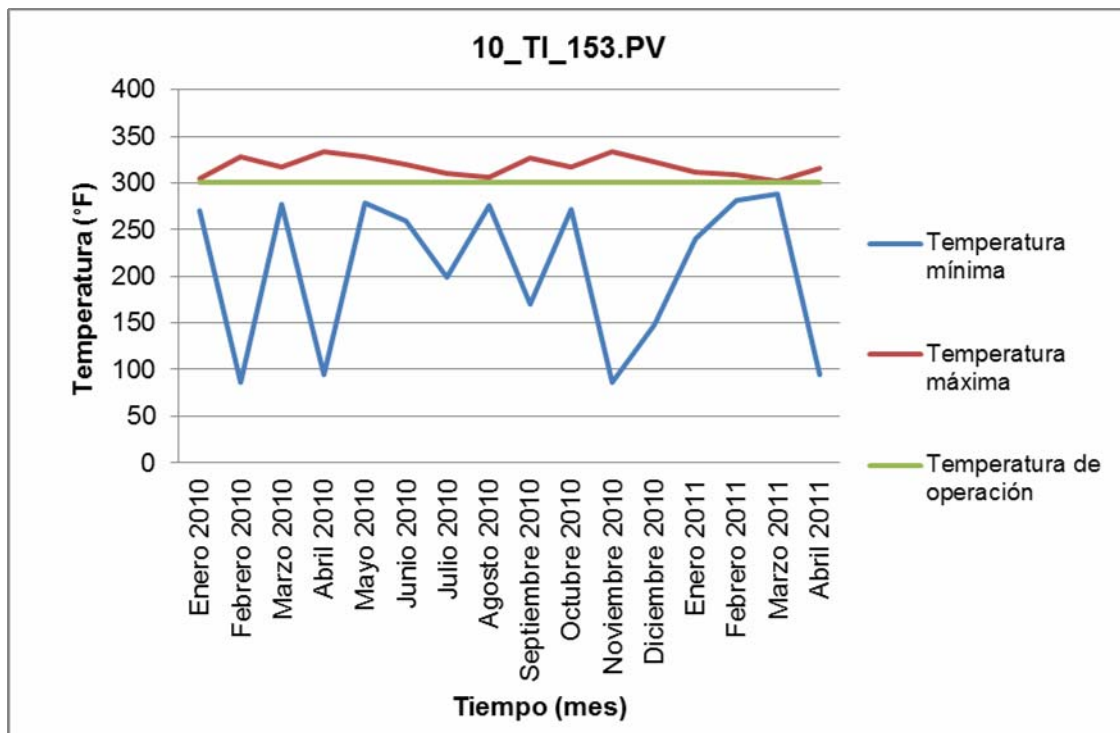


Figura 4.13. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_153.PV.

En la figura 4.13 se observa que las temperaturas que están por encima de la temperatura de operación no se alejan mucho de este valor de operación, y su valor no llega a los límites de activación de los mecanismos de corrosión por ácidos nafténicos, sulfidación, creep y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos, por lo que pueden descartarse. En cambio para las temperaturas por debajo de la de operación si se observan descensos

importantes que junto con la temperatura de operación ratifican la existencia de corrosión bajo aislamiento, por estar dentro de los límites de activación.

En cuanto a la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, sucede lo mismo que para el lazo 10-001, el agua que se encuentra en el crudo está asociada a él, y no permite asociarse con el H₂S que trae la corriente, lo que descarta este mecanismo en este punto. Pero no sucede lo mismo una vez que sale el crudo de la columna preflash 10-C-002, ya que la corriente de salida del tope está en fase vapor y va hacia la columna atmosférica 10-C-001, teniendo por operación una temperatura de 282°F y una presión de 29,7psia (dicha línea carece de indicador de temperatura), y según el anexo F.1 se puede ver que la temperatura de rocío es de 250°F, lo cual es fácil de alcanzar si baja un poco la temperatura, indicando que para este punto si debe considerarse dicho mecanismo. También se debe tener en cuenta en los intercambiadores 10-E-014A/B (carcasa) por operar a la salida de ellos a una temperatura de 282°F y a una presión de 42,7psia, teniendo una temperatura de rocío de 271°F (anexo F.1), la cual es aún más fácil de alcanzar.

Se estudiarán los análisis de laboratorio correspondientes a los parámetros claves para la activación de la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.

Tabla 4.12. Cantidad de agua máxima en los toma muestras 10-SC-011 y 10-SC-012 para el año 2004 y 2005.

Fecha	%Agua máximo en 10-SC-011	%Agua máximo en 10-SC-012
Noviembre 2004	3,80	1,80
Diciembre 2004	1,29	1,88
Enero 2005	1,76	30,00
Mayo 2005	0,90	1,09
Septiembre 2005	0,78	0,76
Octubre 2005	1,00	0,99

Actualmente para los toma muestras no se realiza análisis de agua, pero se encontraron algunos análisis en los meses que se muestran en la tabla 4.12, que dieron una idea de la cantidad de agua que normalmente se va con el crudo desalado.

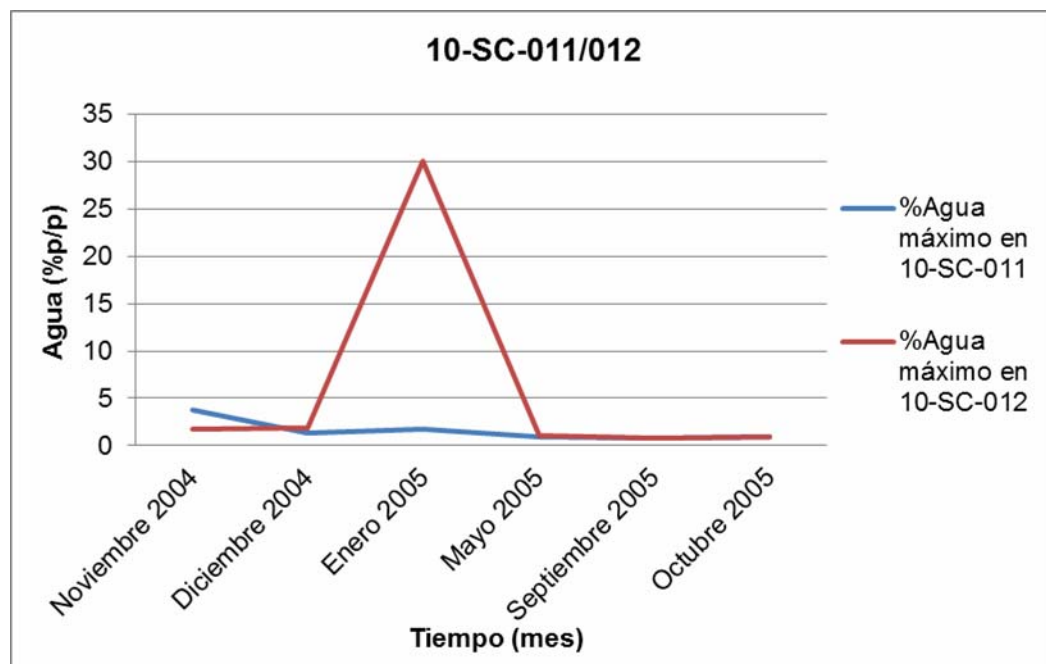


Figura 4.14. Tendencia de la cantidad de agua máxima en los toma muestras 10-SC-011 y 10-SC-012 para el año 2004 y 2005.

Como se muestra en la figura 4.14, la cantidad de agua que va con el crudo desalado siempre está por encima de los límites de activación de la corrosión bajo tensión por H_2S húmedo que es 20ppm, y en la figura se observa que los valores están por encima de 0,7%p/p. Si, 1%p/p es igual a 10000ppm, los valores de agua están por encima de 7000ppm; por lo cual si es posible la activación de este mecanismo. Acotando que deben realizarse los análisis actualmente en los toma muestras para tener un valor más real de la cantidad de agua.

Tabla 4.13. Cantidad de H_2S en el toma muestra 10-SC-001 para el mes de diciembre del año 2004.

Fecha	10-SC-001
	H_2S (ppm)
Diciembre 2004	50

En los toma muestras cercanos al lazo (10-SC-011/012) no se realiza el análisis de H_2S , pero se consiguió un valor tomado para el toma muestra 10-SC-001 (ubicado al inicio de la unidad de crudo) en el momento del arranque de la planta, el cual puede dar una idea de lo que puede ser arrastrado después de los desaladores. Mostrando como único valor 50ppm, siendo justamente el valor límite para la activación corrosión bajo tensión por H_2S húmedo. Por lo tanto se presumirá que el crudo trae actualmente una cantidad de H_2S suficiente para la activación de dicho mecanismo.

Para este mismo mecanismo se debe estudiar el pH, pero en este caso ni para los toma muestras cercanos al lazo ni para el 10-SC-001, se realiza dicho análisis. Aunque no se tiene una idea de los valores de pH, se

mantendrá activo el mecanismo de corrosión bajo tensión por H₂S húmedo para este lazo, en el sistema descrito anteriormente (figura 4.13).

Tabla 4.14. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_187.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	268,97	319,67	307
Febrero 2010	221,13	408,60	307
Marzo 2010	280,52	327,81	307
Abril 2010	190,33	422,26	307
Mayo 2010	266,10	324,31	307
Junio 2010	261,69	313,11	307
Julio 2010	235,15	453,10	307
Agosto 2010	273,38	308,46	307
Septiembre 2010	237,88	497,31	307
Octubre 2010	268,04	307,46	307
Noviembre 2010	102,01	402,51	307
Diciembre 2010	231,09	416,18	307
Enero 2011	251,34	316,67	307
Febrero 2011	269,88	313,71	307
Marzo 2011	280,78	304,83	307
Abril 2011	187,49	357,93	307

Se analizó el indicador de temperatura 10_TI_187.PV, y a su vez el indicador 10_TI_152.PV, ya que tienen una temperatura de operación cercana (282 y 307°F) y presentan un comportamiento similar. Se escoge el

10_TI_187.PV porque arroja temperatura más alta (por encima de la de operación) comparada con los valores obtenidos por el indicador 10_TI_152.PV (anexo E.8).

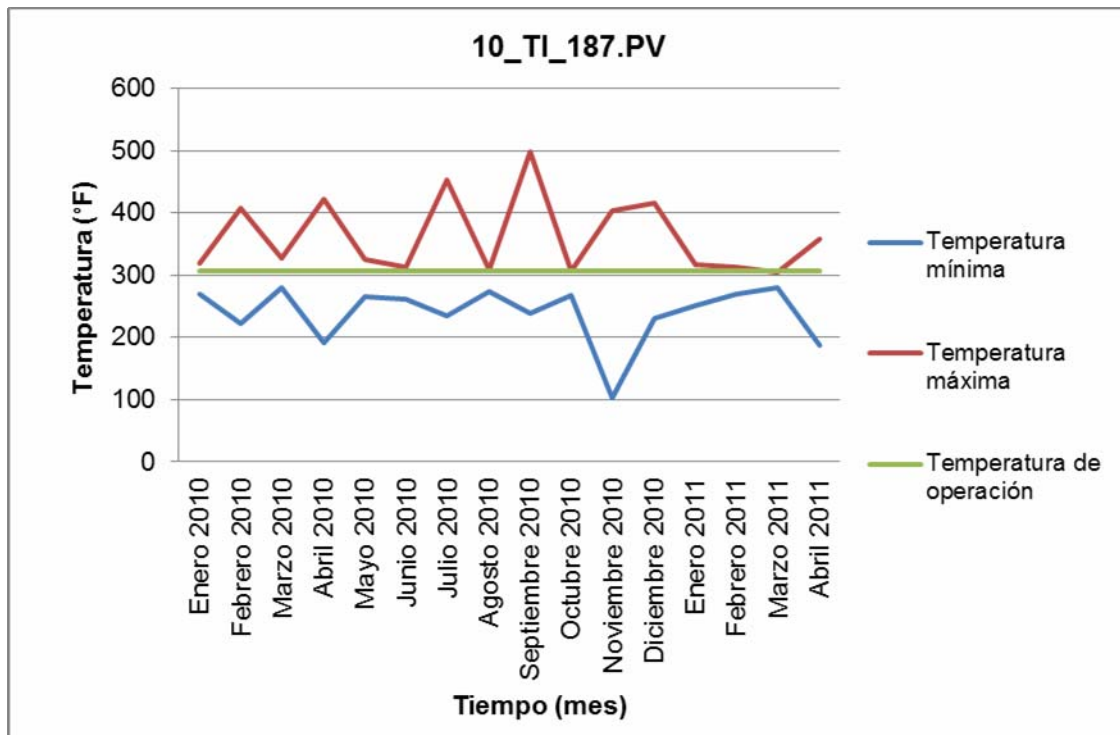


Figura 4.15. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_187.PV.

Analizando la figura 4.15 se puede notar que hay varios puntos que sobrepasan los 350°F, que es la temperatura de activación para la corrosión por ácido nafténico, pero en este caso haciendo un análisis exhaustivo de los valores reportados en el programa Aspen Process Explorer, los cuales no se presentan en la tabla 4.14 por el exceso de datos (se reporta un valor cada hora), se pudo visualizar que los picos de temperatura no duran más de dos horas, y aunque para este mecanismo el tiempo no es un factor

determinante, por la poca duración de los picos (causados por maniobras operacionales), y debido a que nunca se ha evidenciado este mecanismo en este sistema del lazo, no debe considerarse dicho mecanismo.

Se debe acotar que este indicador de temperatura se encuentra a la entrada de los intercambiadores 10-E-015A/G (tubos), 10-E-016A (carcasa) y 10-E-017A/G (carcasa), y al pasar por estos intercambiadores logran subir su temperatura, pero a la salida de ellos no se encuentran indicadores de temperaturas instalados, y se tiene una temperatura de operación a la salida de los intercambiadores 10-E-015B/H (tubos) de 386°F, para los intercambiadores 10-E-016B (carcasa) de 480°F y para los 10-E-017B/H (carcasa) de 386°F, las cuales si sobrepasan los límites de activación de corrosión por ácidos nafténicos por operación. Por lo tanto se debe considerar a partir de este punto dicho mecanismo, analizando los valores de TAN y azufre.

En cuanto a la activación del mecanismo de sulfidación, para las temperaturas máximas hay un valor que llega a los 500°F pero no logra alcanzar la temperatura de activación pues, de acuerdo a la tabla 4.2 este valor es de 520°F para aceros al carbono, lo que indica que este mecanismo no presenta posible activación en este lazo. Lo mismo pasa con creep y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos que tienen temperaturas de activación aún más altas que no logran ser alcanzadas.

Buscando los valores de presión en el anexo A.3, se puede ver que son de 585,7psig para los intercambiadores 10-E-015A/B/C/G/H/I (tubos), 10-E-016A (carcasa) y 10-E-017A/G (carcasa), y la temperatura de rocío para esta presión es de 484°F (anexo F.1). Teniendo una temperatura de operación de 307°F lo que indica que el agua que viene con la corriente se encuentra

siempre en estado líquido y sucede lo mismo que en el lazo 10-001, que el agua se encuentra asociada al crudo y no libre para la formación del H₂S húmedo, lo que permite descartar para este punto del lazo la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.

Tabla 4.15. TAN de operación y diseño para el toma muestra 10-SC-001, para los años 2004, 2005 y 2008.

Fecha	TAN de operación (mgKOH/g)	TAN de diseño (mgKOH/g)
Noviembre 2004	3,20	2,44
Diciembre 2004	3,26	2,44
Enero 2005	3,31	2,44
Febrero 2005	3,85	2,44
Marzo 2005	2,91	2,44
Abril 2005	2,75	2,44
Mayo 2005	2,91	2,44
Junio 2005	2,76	2,44
Julio 2005	3,11	2,44
Agosto 2005	2,62	2,44
Enero 2008	3,16	2,44

Para los toma muestras cercanos al lazo, tampoco se realizan los analisis de TAN, por lo tanto se tomaron algunos analisis que se realizaron en los años 2004, 2005 y 2008, ya que para ese toma muestra actualmente no se realiza dicho analisis.

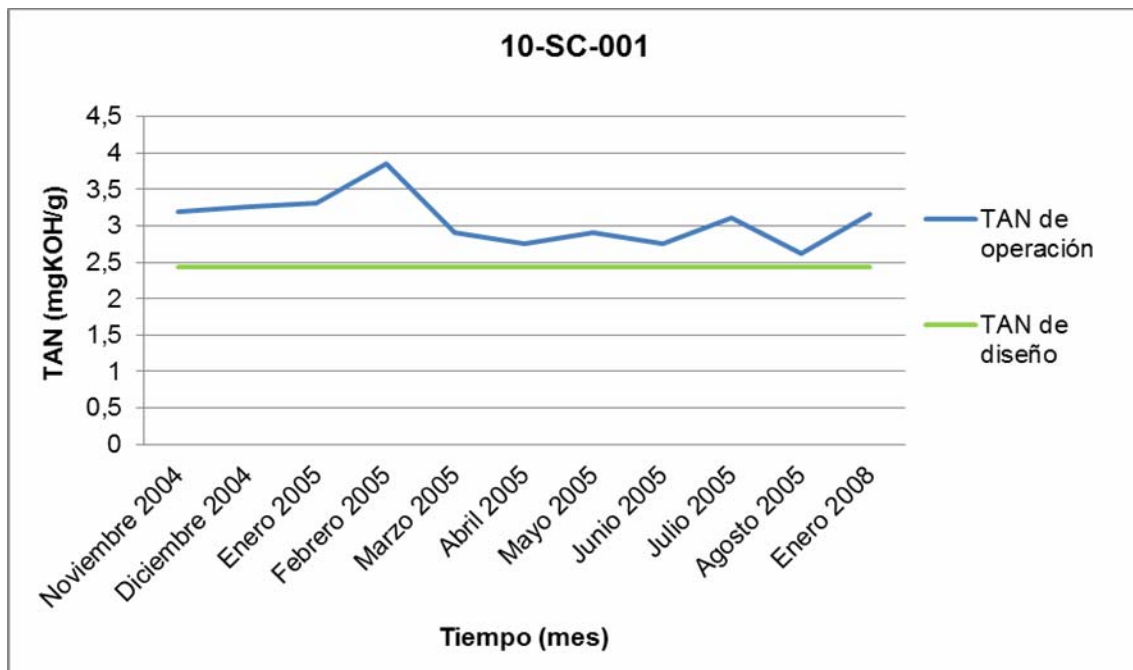


Figura 4.16. Tendencia del TAN de operación y diseño para el toma muestra 10-SC-001, para los años 2004, 2005 y 2008.

En la figura 4.16 es posible ver que el TAN de operación se encuentra siempre por encima del que fué propuesto en el diseño de la planta. Aunque el analisis no se realice actualmente, se puede decir que en cuanto al TAN, siempre se tienen las condiciones dadas para la activacion de la corrosion por acidos nafténicos.

Tabla 4.16. Cantidad de azufre de operación y de diseño en el toma muestra 10-SC-001

Fecha	Azufre de operación (%p/p)	Azufre de diseño (%p/p)
Enero 2010	3,09	2
Febrero 2010	3,09	2
Marzo 2010	2,89	2
Abril 2010	3,02	2
Mayo 2010	3,10	2
Junio 2010	3,03	2
Julio 2010	3,08	2
Agosto 2010	3,09	2
Septiembre 2010	3,10	2
Octubre 2010	3,10	2
Noviembre 2010	3,06	2
Diciembre 2010	3,09	2
Enero 2011	3,06	2
Febrero 2011	3,11	2
Marzo 2011	3,09	2

En el caso del azufre tampoco se realiza el análisis para los toma muestras cercanos al lazo, también se tomó el análisis realizado en el toma muestra 10-SC-001, en donde se tienen valores más actuales y cumplen casi con la totalidad del tiempo de estudio, exceptuando el mes de abril 2011 que no se realizó dicho análisis.

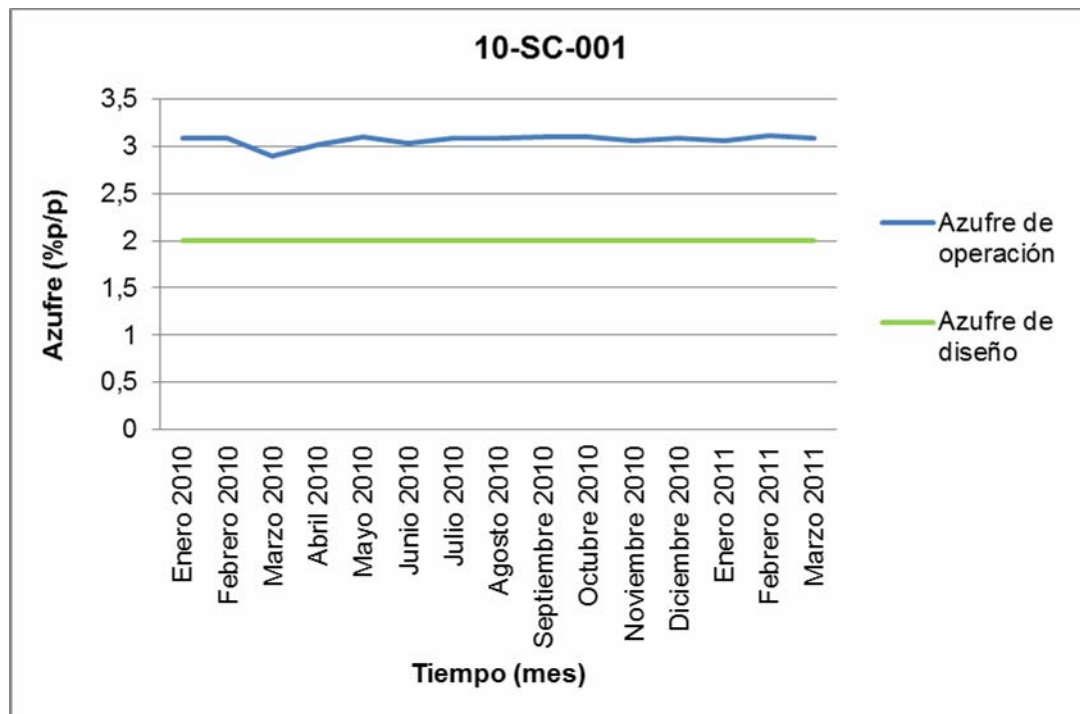


Figura 4.17. Tendencia de la cantidad de azufre de operación y de diseño en el toma muestra 10-SC-001.

Se puede corroborar la existencia de la corrosión por ácidos nafténicos en el sistema descrito en la figura 4.15, ya que al visualizar la curva de azufre de operación en la grafica 4.17 (línea azul), ésta siempre está por encima del valor propuesto por diseño, y aunado a la temperatura y al análisis de TAN que se estudió en la figura 4.16, se puede decir que si es posible la activación de dicho mecanismo.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-003, las cuales se muestran en la tabla 4.17.

Tabla 4.17. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-003.

	Activos	Velocidad de corrosión (mpy)
Equipos	10-E-016A Carcasa	21,419
	10-E-017A Carcasa	30,971
Tuberías	HC-10-1440-J31D-20"-lh	15,235
	HC-10-1088-J14A-20"-lh	23,810
	HC-10-1079-J14B-24"-lh	32,779
	HC-10-1083-J62A-12"-lh	34,843
	HC-10-1100-J675-8"-lh	15,880
	HC-10-1248-J675-8"-lh	10,289
	HC-10-1255-J675-12"-lh	13,528

Los mayores valores de velocidad de corrosión en el lazo 10-003 son 34,843mpy, 32,779mpy y 23,810mpy, el primer y tercer valor corresponden a la línea de salida de fondo de la columna preflash 10-C-002, y a la línea de salida de tope de la misma columna, respectivamente (anexo D.12), para las cuales es considerada la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo justo en esos puntos del lazo. Sin embargo desde el arranque de la planta no se ha logrado evidenciar este mecanismo de daño, y no se tiene la consideración de que es posible que se esté activando actualmente, por lo tanto se debe hacer una inspección visual en el momento que se realice una parada de planta y/o que se pueda acceder al interior de dicha tubería, inspeccionando también los intercambiadores 10-E-014A/B que se encuentran justo después de esta línea, o en su defecto se debería corroborar la medición de espesores en esos puntos.

El segundo valor alto de velocidad de corrosión para este lazo pertenece a la línea de entrada a los intercambiadores 10-E-015A/G (tubos), en donde no se tiene ningún mecanismo agresivo asociado a ellos, pero

particularmente para estos intercambiadores ha sido cambiada su metalurgia a 317L. Aunque antes del cambio de metalurgia no se haya determinado algún mecanismo de corrosión latente para ese sistema, se debe mantener alerta ya que dicha línea reporta altas velocidades de corrosión. Analizando los equipos que se han reemplazado o cambiado la metalurgia, se tienen del anexo H.1, los intercambiadores 10-E-017A/G (carcasa) que fueron reemplazados por la misma metalurgia que tenían anteriormente, ya que no fallaron por corrosión. Pero en el caso de los intercambiadores 10-E-015A/B/C/G/H/I (tubos) si fueron cambiados de metalurgia por presentar corrosión interna, en donde no se determinó el mecanismo de daño que se presentó. Por lo tanto no se puede asociar este historial de falla a ningún mecanismo discutido anteriormente.

4.2.2.4. Lazo 10-004

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.18 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.18. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-004.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-E-016B/C	Carcasa	10_TI_194.PV	10-SC-011/012
10-E-015D/E/F/J/K/L	Tubos	10_TI_198.PV	10-SC-011/012
10-E-017B/C/D/E/F//H/I/J/K/L	Carcasa	10_TI_217.PV	10-SC-011/012
10-E-018A/B/C	Tubos	10_TI_226.PV	10-SC-011/012

Para el control de este lazo se tienen cuatro indicadores de temperaturas (anexo D.4), uno de ellos cercano a los intercambiadores 10-E-016B/C (carcasa), el segundo cercano a los intercambiadores 10-E-015D/E/F/J/K/L (tubos), el tercero cercano a los intercambiadores 10-E-017B/C/D/E/F//H/I/J/K/L (carcasa), y finalmente el último indicador de temperatura que se encuentra cercano a los intercambiadores 10-E-018A/B/C (tubos). Se puede observar en la tabla 4.18 se tienen dos toma muestras para todos los equipos del lazo, los cuales se analizaron en el lazo anterior (10-003) debido a que no existen toma muestras instalados cercanos a los equipos del lazo en estudio, utilizándose dicho análisis ya que las corrientes no sufren ningún cambio.

Tabla 4.19. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_194.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	480,86	588,51	539
Febrero 2010	222,19	608,36	539
Marzo 2010	291,78	580,22	539
Abril 2010	126,71	584,53	539
Mayo 2010	296,16	577,86	539
Junio 2010	282,25	577,73	539
Julio 2010	283,28	588,51	539
Agosto 2010	489,51	585,05	539
Septiembre 2010	154,48	569,56	539
Octubre 2010	313,07	600,26	539
Noviembre 2010	86,28	574,67	539
Diciembre 2010	232,42	606,82	539

Tabla 4.19. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_194.PV (continuación).

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2011	398,79	600,45	539
Febrero 2011	560,24	597,36	539
Marzo 2011	566,86	594,26	539
Abril 2011	171,66	589,17	539

En la tabla 4.19 se muestran valores de temperatura máxima, mínima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_194.PV, el cual sirvió de guía para el análisis del resto de los indicadores pertenecientes al lazo, ya que tienen temperatura de operación cercanas (539-562°F) y presentan tendencias muy parecidas (anexo E.9, E.10. y E.11).

Teniendo éste los valores más altos de temperatura entre los cuatro indicadores del lazo, exceptuando el indicador 10_TI_198.PV que muestra un pico de temperatura alrededor de los 650°F, pero no se escoge éste ya que ese indicador se encuentra cercano a los intercambiadores 10-E-015D/E/F/K (tubos), los cuales son de 317L que los hace inmune a los mecanismos de corrosión por ácidos nafténicos y sulfidación de ser posible que se presenten.

En la figura 4.18 se puede observar que tanto las temperaturas de operación como las temperaturas máximas se encuentran por encima de los rangos de activación de corrosión por ácidos nafténicos y de sulfidación, cabe destacar que estos dos mecanismos son más agresivos a medida que aumenta la temperatura, hasta llegar a los 700°F y 750°F respectivamente. Si pueden activarse estos dos mecanismos, ya que para este lazo a las muestras tomadas en los sitios cercanos al mismo no se le realizan análisis de TAN ni de azufre, y se toma el análisis del lazo anterior para el toma

muestra 10-SC-001, el cual reporta valores de TAN y de azufre por encima de los valores de activación para éstos.

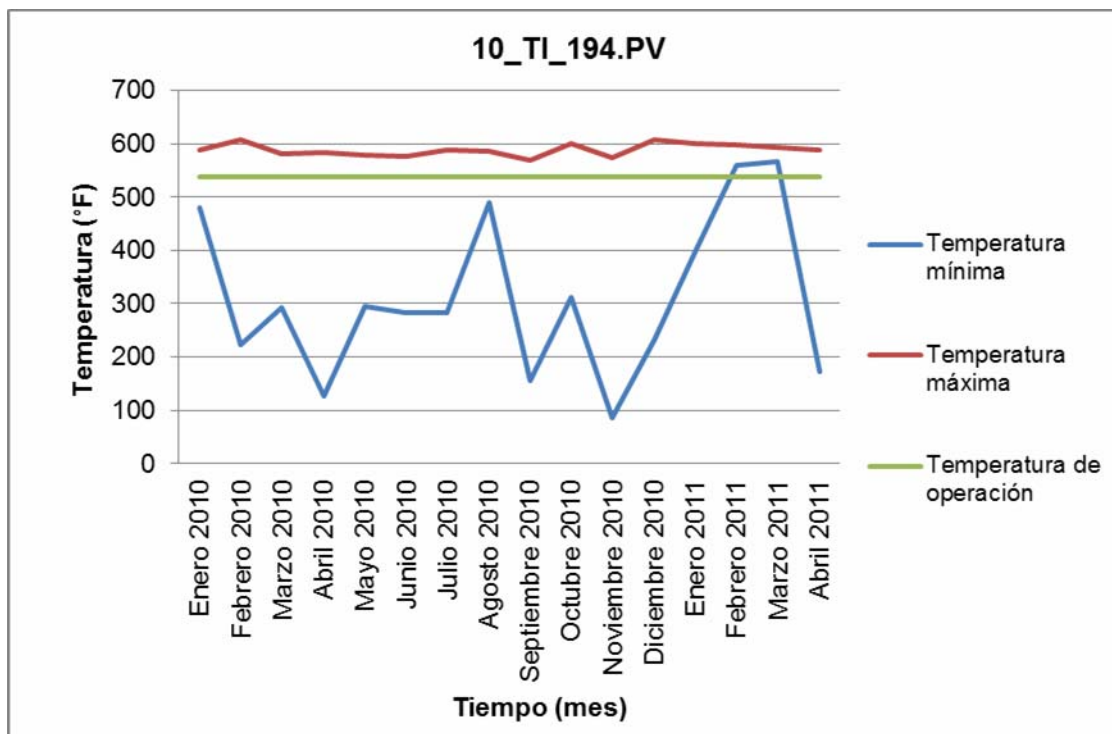


Figura 4.18. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_194.PV.

Se debe acotar que los equipos 10-E-015D/E/F/K (tubos) son de 317L y son resistentes a la corrosión por ácidos nafténicos. Y para estos equipos en el caso de sulfidación en la tabla 4.2 no se tienen valores ya que esta metalurgia no es susceptible, pero el intercambiador 10-E-015J (tubos) es de SA-213 grado T5 (anexo G.4), con 5% de cromo, y en la misma tabla 4.2 hay un valor de 610°F que puede activar este mecanismo, para el caso de la figura 4.19 sólo existe un punto cercano a este límite, pero no es relevante para considerar dicho mecanismo en este equipo. Tampoco se alcanza el

límite para el intercambiador 10-E-015L que es de SA-213 grado T9 (anexo G.4), con 9 % de cromo, ya que en la tabla 4.2 el límite para éste es de 700°F, descartando también el mecanismo para dicho equipo.

Para las temperaturas de operación del lazo no considera la corrosión bajo aislamiento, por presentar temperaturas más altas que la temperatura de activación de éste, a pesar de presentar valores de temperaturas por debajo de la de operación no se considerará dicho mecanismo, por no acercarse a esta última.

En la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, sucede lo mismo que en el lazo anterior (10-003), en donde también existe agua pero no se logra activar este mecanismo porque no hay agua libre.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-004, las cuales se muestran en la tabla 4.20.

Tabla 4.20. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-004.

	Activos	Velocidad de corrosión (mpy)
Equipos	10-E-017B Carcasa	42,059
	10-E-017C Carcasa	8,696
	10-E-017D Carcasa	22,136
Tuberías	HC-10-1040-J68A-8"-lh	44,388
	HC-10-1086-J68A-20"-lh	25,568
	HC-10-1087-J68A-20"-lh	29,711

Para el lazo 10-004 los valores de velocidad de corrosión son altos; 44,388mpy, 42,059mpy y 29,711mpy, correspondientes a la línea de salida del intercambiador 10-E-016B (carcasa) que va al intercambiador 10-E-016C (carcasa), carcasa del intercambiador 10-E-017B, y la línea de salida del intercambiador 10-E-018A (tubos), respectivamente. Para los dos primeros, se tiene como mecanismo de daño corrosión por ácidos nafténicos, el cual es un mecanismo bastante agresivo, y el tercer valor tiene asociado como mecanismo de daño también corrosión por ácidos nafténicos y sulfidación, siendo otro mecanismo bastante agresivo. Lo que indican estas velocidades es que existe una alta probabilidad de activación de estos mecanismos para este lazo de corrosión.

Viendo el anexo H.1 según el historial de fallas, los intercambiadores 10-E-015D/E/F/K (tubos) fueron cambiados a 317L, por presentar problemas de corrosión interna, pero no se logró determinar el mecanismo de corrosión que indujo tal daño, no pudiendo corroborar los dos mecanismos asignados para este lazo.

4.2.2.5. Lazo 10-005

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.21 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.21. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-005.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-H-001	Tubos convectivos celda 1	10_TI_621.PV	10-SC-011/012
10-H-001	Tubos convectivos celda 2	10_TI_617.PV	10-SC-011/012
10-H-001	Tubos radiantes celda 1	10_TI_684.PV	10-SC-011/012
10-H-001	Tubos radiantes celda 2	10_TI_673.PV	10-SC-011/012

La celda 1 y la celda 2 del horno, tienen 6 tubos en paralelo, divididos en tubos convectivos y radiantes, para los cuales se escogieron los tubos que reportaron temperaturas más altas para cada celda y para cada sección. Se puede observar en la tabla 4.17 que no existen toma muestras cercanos al horno, y se utilizará el análisis de los toma muestras 10-SC-011 y 10-SC-012 correspondientes al lazo 10-003.

Tabla 4.22. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_621.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	530,60	615,96	580
Febrero 2010	228,07	624,00	580
Marzo 2010	566,55	617,91	580

Tabla 4.22. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_621.PV (continuación).

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Abril 2010	143,80	622,24	580
Mayo 2010	496,22	621,62	580
Junio 2010	414,84	623,29	580
Julio 2010	283,88	624,28	580
Agosto 2010	541,95	624,17	580
Septiembre 2010	131,91	621,99	580
Octubre 2010	529,64	616,83	580
Noviembre 2010	80,75	627,67	580
Diciembre 2010	211,39	621,18	580
Enero 2011	525,96	616,59	580
Febrero 2011	573,58	608,18	580
Marzo 2011	577,61	619,00	580
Abril 2011	86,82	616,00	580

Entre los dos indicadores de temperatura para los tubos convectivos que se muestran en la tabla 4.21, se analizó el 10_TI_621.PV, por presentar temperaturas más altas, pero en líneas generales tienen un comportamiento igual (anexo E.12).

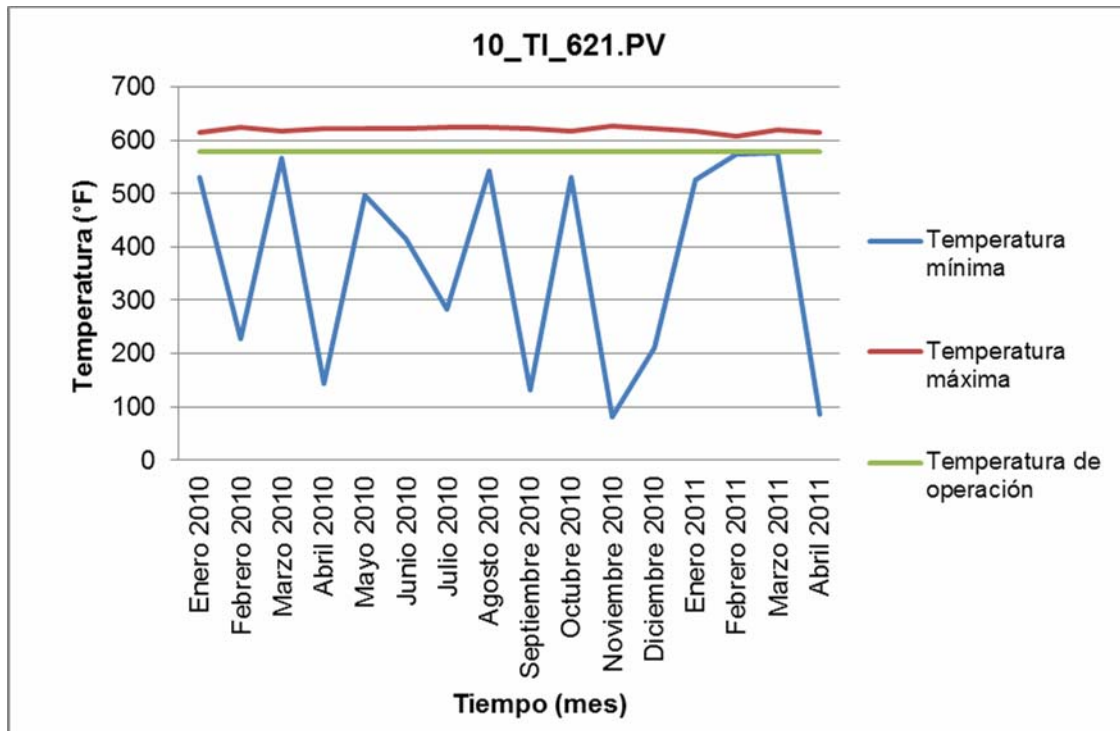


Figura 4.19. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_621.PV.

Se puede notar que para los tubos convectivos las temperaturas máximas no se alejan mucho de la de operación, pero igualmente se encuentran por encima de los límites de activación de la corrosión por ácidos nafténicos. Tomando los análisis de TAN y azufre del lazo 10-003 (para este lazo tampoco se realizan dichos análisis en los toma muestras cercanos), se puede corroborar la existencia de este mecanismo. Aunado a esto los tubos convectivos no poseen una metalurgia resistente al mecanismo ya que están contruidos por 9%Cr.

Analizando el mecanismo de daño creep, se necesitan temperaturas mayores a 800°F (para 9%Cr), observando la figura 4.19 esto no se logra por

lo cual, se puede descartar este mecanismo para los tubos convectivos. Como también se logra descartar el mecanismo de sulfidación por tener como límite de temperatura 700°F para 9Cr, lo que tampoco se alcanza en la figura.

En cuanto a la corrosión bajo aislamiento, los tubos convectivos y radiantes no poseen aislamiento (dentro del horno), y las temperaturas son demasiado elevadas para pensar este mecanismo, por lo tanto se descarta. Tampoco existe activación para la corrosión por H₂S húmedo ya que sigue la condición desde el primer lazo, que por estar el agua asociada al crudo no permite la activación de dicho mecanismo.

Tabla 4.23. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_194.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	629,54	712,15	685
Febrero 2010	219,23	702,33	685
Marzo 2010	675,30	697,97	685
Abril 2010	135,06	743,96	685
Mayo 2010	618,22	698,55	685
Junio 2010	436,85	713,96	685
Julio 2010	276,54	757,73	685
Agosto 2010	548,55	705,28	685
Septiembre 2010	127,77	731,27	685
Octubre 2010	667,97	735,89	685
Noviembre 2010	79,61	778,15	685
Diciembre 2010	197,23	763,19	685
Enero 2011	668,34	701,82	685
Febrero 2011	678,27	687,11	685
Marzo 2011	668,66	695,28	685
Abril 2011	119,17	708,08	685

En el caso de los tubos radiantes también se tienen dos indicadores de temperatura para lo cual también se escogió el que presentó mayores temperaturas (10_TI_673.PV), y se observó que presentan un comportamiento bastante parecido entre ellos (anexo E.13).

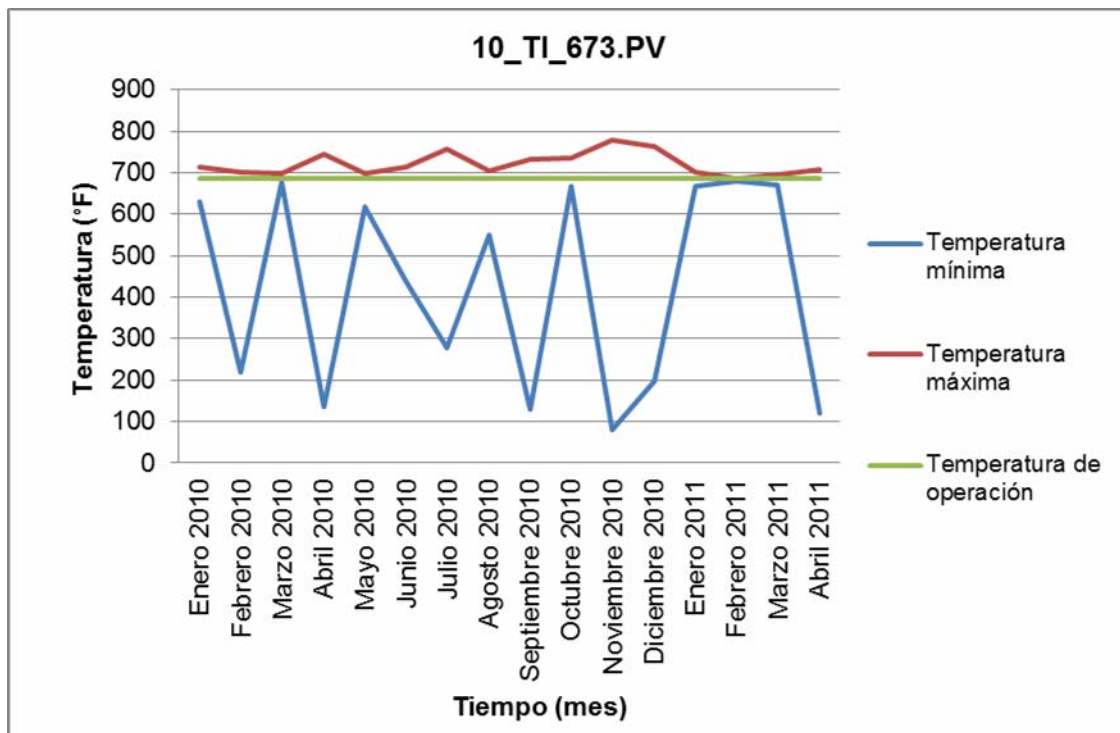


Figura 4.20. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador de temperatura 10_TI_673.PV.

En la figura 4.20 se observa que la temperatura de operación es más alta que para los tubos convectivos (105°F por encima), ya que esta zona se encuentra más cerca de la llama del horno, y las temperaturas máximas presentan ciertas desviaciones en cuanto a la de operación, pero no se alejan tanto de ella, existe un valor por encima de operación de 800°F. Los tubos radiantes están contruidos de 317L, y para este tipo de metalurgia se

tienen valores de activación para creep mayores a 850°F. Sin embargo aunque no se muestre evidencias en los tubos radiantes de alcanzar las temperaturas necesarias para creep, no se deja de considerar como un mecanismo posible para este lazo ya que en cualquier momento, de existir alguna variación en la operación del horno y se incremente la temperatura, puede existir creep. Considerando que éste es un mecanismo muy agresivo y acumulativo, una vez que se forman las grietas, éstas van avanzando si se lograse alcanzar nuevamente la temperatura límite, y por recomendación de los especialistas de corrosión, se debe contemplar para este lazo.

Los tubos radiantes tienen una metalurgia de 317L, y no son susceptibles a la corrosión por ácidos nafténicos ni a sulfidación, por lo tanto se descartan estos dos mecanismos para este punto del lazo (tubos radiantes). Como también se descarta la corrosión bajo aislamiento ya que al igual que los tubos radiantes carecen de aislamiento y existen muy altas temperaturas. En cuanto a la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, no logra activarse ya que igualmente el agua se encuentra asociada al crudo y no logra asociarse con el H₂S presente en la corriente, y las altas temperaturas no permiten la existencia de agua en estado líquido.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Para el caso de este lazo de corrosión, no se tienen puntos de medición de espesores por las altas temperaturas que maneja el horno tanto en los tubos convectivos como en los tubos radiantes. Por lo tanto se utilizan otro tipo de ensayos no destructivos como termografía para saber en qué estado se encuentran dichos tubos. Y para este equipo no se tiene registro de que hayan fallado alguna vez los tubos de este horno atmosférico.

4.2.2.6. Lazo 10-006

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.24 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.24. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-006.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-C-001	Fondo	10_TIC_454.PV	10-SC-011/012
10-E-016B/C	Tubos	10_TI_261.PV	10-SC-013

Para el control del lazo 10-006 se tiene un indicador controlador de temperatura para el fondo de la columna atmosférica 10-C-001, y un indicador de temperatura para el intercambiador 10-E-016B/C (tubos). En donde los toma muestras para el lazo son los mismos que para el lazo 10-003 en el caso de la columna, ya que no se han instalado toma muestras más cercanos. En cambio para los intercambiadores 10-E-016B/C (tubos) se tiene el toma muestra 10-SC-013 que pertenece al sistema de destilado pesado, que aunque el toma muestra en físico se encuentre en lazo siguiente (10-007), sirve para analizar las variables de importancia si así fuere necesario, ya que el sistema es el mismo.

Tabla 4.25. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TIC_454.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	644,85	704,54	685
Febrero 2010	219,28	693,17	685
Marzo 2010	676,08	693,00	685
Abril 2010	178,41	692,64	685
Mayo 2010	613,00	692,75	685
Junio 2010	445,42	689,66	685
Julio 2010	276,87	762,61	685
Agosto 2010	577,02	691,51	685
Septiembre 2010	263,83	692,05	685
Octubre 2010	654,12	688,76	685
Noviembre 2010	88,58	691,10	685
Diciembre 2010	229,68	696,75	685
Enero 2011	660,14	694,00	685
Febrero 2011	678,69	689,92	685
Marzo 2011	667,98	688,23	685
Abril 2011	129,52	692,11	685

Se tiene para el fondo de la columna atmosférica el indicador controlador de temperatura 10_TIC_454.PV que mostrará las temperaturas que recibe la columna, ya que éste se encuentra instalado a la salida del horno 10-H-001 (anexo D.6) y dicha corriente entra en el fondo de la columna 10-C-001.

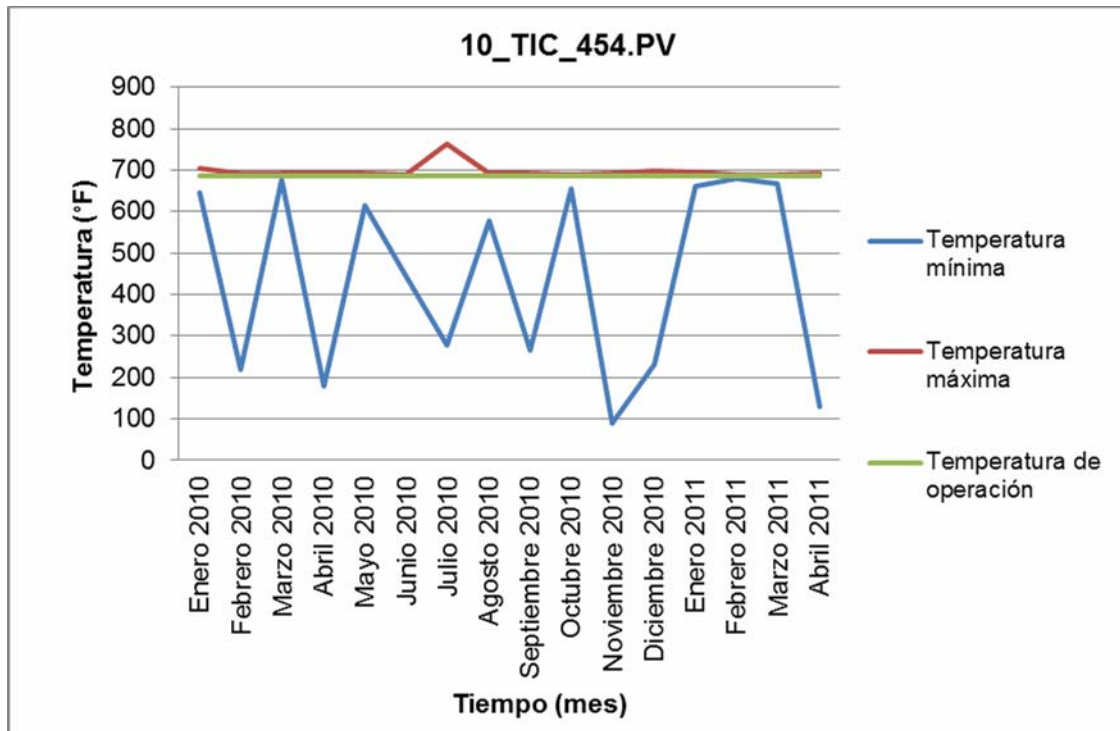


Figura 4.21. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TIC_454.PV.

En la figura 4.21 se puede ver que la temperatura se encuentra bastante cerca de la de operación, exceptuando un pico que llega a los 760°F aproximadamente, que incluso no llega al límite de activación de creep, ya que en el caso del fondo de la columna 10-C-001, tiene un revestimiento de 317L que tiene como temperatura límite para el creep 850°F. Y este pico no es suficiente para considerar corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos, ya que normalmente las temperaturas máximas se encuentran muy cercanas a la temperatura de operación. En cuanto a sulfidación, el revestimiento que posee lo protege de este mecanismo, así se logren alcanzar las temperaturas de activación para éste.

Y debido a la existencia del revestimiento, también se descarta la posibilidad de corrosión por ácidos nafténicos y la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, aunque existan las condiciones para que se activen alguno de estos dos mecanismos. En cuanto a la corrosión bajo aislamiento, debido a la alta temperatura de operación no se considera dicho mecanismo.

Tabla 4.26. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_261.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	526,38	641,65	575
Febrero 2010	151,77	636,61	575
Marzo 2010	489,67	630,23	575
Abril 2010	205,23	624,81	575
Mayo 2010	448,40	624,64	575
Junio 2010	501,59	626,97	575
Julio 2010	275,58	627,55	575
Agosto 2010	525,75	628,38	575
Septiembre 2010	194,26	626,70	575
Octubre 2010	553,39	628,49	575
Noviembre 2010	82,99	622,23	575
Diciembre 2010	157,03	630,24	575
Enero 2011	524,12	633,51	575
Febrero 2011	556,81	623,87	575
Marzo 2011	604,55	624,83	575
Abril 2011	137,30	630,80	575

Para los intercambiadores 10-E-016B/C (tubos) se analizó el indicador de temperatura 10_TI_261.PV que tiene un comportamiento muy parecido al indicador analizado anteriormente (10_TIC_454.PV), correspondiente a la entrada de crudo caliente al fondo de la 10-C-001 (proveniente del horno 10-H-001), pero este indicador (10_TI_261.PV) maneja temperaturas un poco más baja, y pertenece al sistema de destilado pesado, por lo tanto no se puede tomar el análisis anterior.

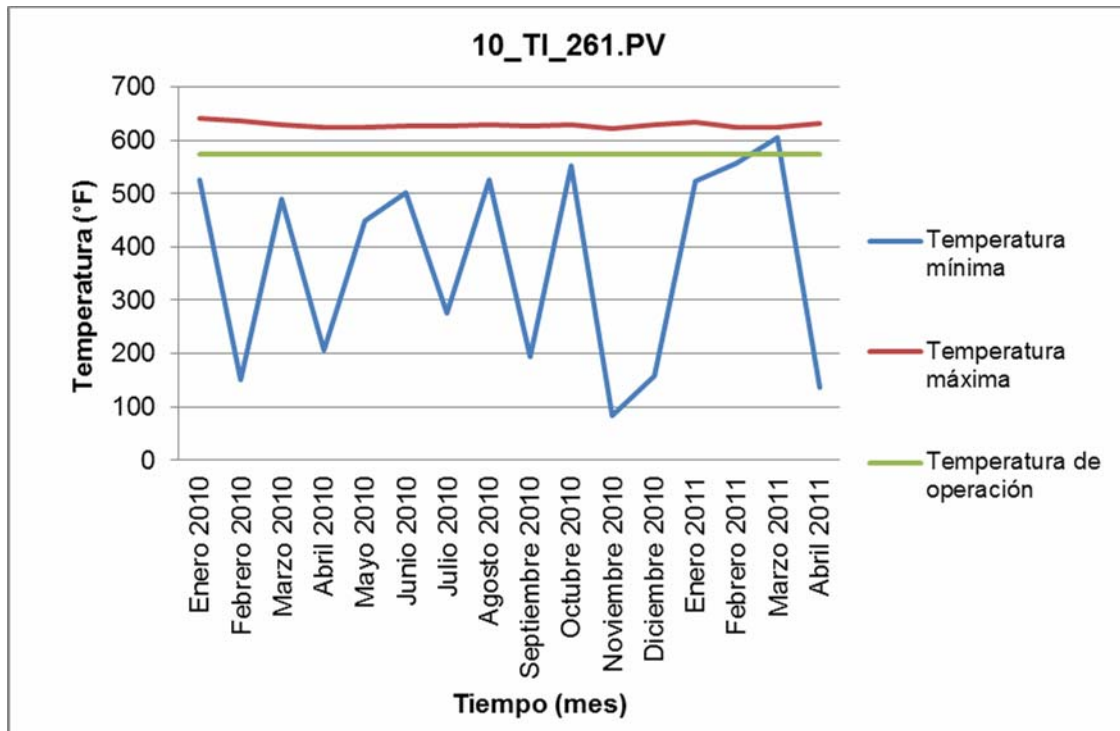


Figura 4.22. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_261.PV.

En la figura 4.22 se puede observar que las temperaturas máximas se encuentran aproximadamente 50°F por encima de la temperatura de operación (575°F), sin presentar picos, y sin alcanzar las temperaturas de activación de creep. En cambio en el caso de la corrosión por ácidos nafténicos y corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, no se activan dichos mecanismos ya que la metalurgia instalada en estos equipos no son susceptibles a éstos, siendo posible que sean descartados también para este punto del lazo. Igualmente para este indicador de temperatura no se considerará el mecanismo de corrosión bajo aislamiento por las altas temperaturas que normalmente presenta.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-006, las cuales se muestran en la tabla 4.27.

Tabla 4.27. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-006.

Activos		Velocidad de corrosión (mpy)
Tuberías	HC-10-1118-J108-18"-STT-(8-1/2")	0,775
	HC-10-1107-J108-12"-lh	7,383

En el caso del lazo 10-006 se puede observar que solo se tienen dos puntos de medición, los cuales reportan valores bastante aceptables ya que tanto las líneas como los equipos se encuentran con una metalurgia de 317L desde el arranque de la planta, lo que los hace resistentes a muchos mecanismos. Sólo se debe tener cuidado al momento de abrir los equipos o líneas, ya que si éstos han alcanzado los límites de temperatura de los 750°F y logran tener contacto con el aire, puede ocurrir la corrosión bajo tensión por ácidos poliónicos.

Para este lazo el cual comprende pocos equipos, no se ha realizado ningún reemplazo o cambio de metalurgia, como tampoco se ha reportado una falla por corrosión, lo que sumado a los valores de velocidades de corrosión reportadas se puede decir que es un lazo que tiene bajo riesgo de corrosión.

4.2.2.7. Lazo 10-007

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.28 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.28. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-007.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-C-001	Medio	10_TI_281.PV	10-SC-014
10-E-010	Tubos	10_TI_086.PV	10-SC-014
10-E-006	Tubos	10_TI_054.PV	10-SC-014
10-C-003	Carcasa	10_TI_284.PV	10-SC-014
10-E-008	Tubos	10_TI_075.PV	10-SC-022
10-EA-003A/B	Tubos	10_TI_582.PV	10-SC-022
10-E-016A	Tubos	10_TI_195.PV	10-SC-013
10-E-005	Tubos	10_TI_262.PV	10-SC-002
10-E-001A/B/C	Tubos	10_TI_016.PV	10-SC-002
10-EA-004	Tubos	10_TI_015.PV	10-SC-002

En el caso del lazo 10-007 se encuentran varios circuitos, el primero es el circuito de destilado liviano a recirculación, que incluye la zona media de la columna 10-C-001, y los intercambiadores 10-E-010 (tubos) y 10-E-006A/B/C/D (tubos). Para lo cual se tienen tres indicadores de temperatura y un toma muestra para su control. Se analizó el indicador que presentó mayores valores de temperatura.

El segundo circuito comprende también el corte de destilado liviano pero hacia almacenaje, y pasa por la columna 10-C-003, el intercambiador

10-E-008 (tubos) y por los aerofriadores 10-EA-003A/B. Los cuales cuentan con tres indicadores de temperatura y dos toma muestras para este circuito, debido a que en la columna 10-C-003 circula inicialmente destilado liviano, pero en el intercambiador 10-E-008 (tubos) hay una mezcla de destilado liviano y pesado (llamada destilado combinado), y en los aerofriadores 10-EA-003A/B destilado combinado, y por la diversidad de fluidos, existen diferentes toma muestras instalados para este circuito. Exceptuando el sistema de destilado liviano y pesado que carece de toma muestra.

Para el tercer circuito se tiene la corriente de destilado pesado que pasa por el intercambiador 10-E-016A (tubos) y que va al intercambiador 10-E-008 (tubos), en donde este último fue analizado para el circuito anterior, por lo tanto se tiene un solo indicador de temperatura y un solo toma muestra para el análisis de dicho circuito. El último circuito es el de nafta diluyente que incluye los intercambiadores 10-E-005 (tubos) y 10-E-001A/B/C (tubos), y el aerofriador 10-EA-004, en donde se encuentran tres indicadores de temperaturas y un toma muestra de temperatura para su respectivo control.

De los tres indicadores de temperatura, los que presentaban mayores temperaturas son los 10_TI_281.PV y 10_TI_086.PV (anexo E.14 y E.15), estos indicadores controlan la temperatura de la zona media de la columna 10-C-001 y del intercambiador 10-E-010 (tubos), ya que para el caso de la columna se dispone de un revestimiento de acero inoxidable y los tubos del intercambiador 10-E-010 son de acero inoxidable también, los que los hace inmune a muchos mecanismos. En cambio los intercambiadores 10-E-006A/B/C/D (tubos) son de acero al carbono, siendo más susceptibles a varios de los mecanismos de daño que se pueden presentar en los lazos

asociados a la columna de destilación atmosférica, por lo tanto se analizó el respectivo indicador de temperatura para estos últimos.

Tabla 4.29. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_054.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	202,77	233,44	255
Febrero 2010	127,47	361,03	255
Marzo 2010	211,86	278,19	255
Abril 2010	114,15	263,73	255
Mayo 2010	215,26	260,11	255
Junio 2010	196,04	278,47	255
Julio 2010	159,00	250,93	255
Agosto 2010	202,97	235,71	255
Septiembre 2010	119,34	263,02	255
Octubre 2010	212,77	276,27	255
Noviembre 2010	82,23	270,10	255
Diciembre 2010	107,56	306,01	255
Enero 2011	194,80	240,46	255
Febrero 2011	209,07	224,12	255
Marzo 2011	210,26	226,02	255
Abril 2011	113,43	376,97	255

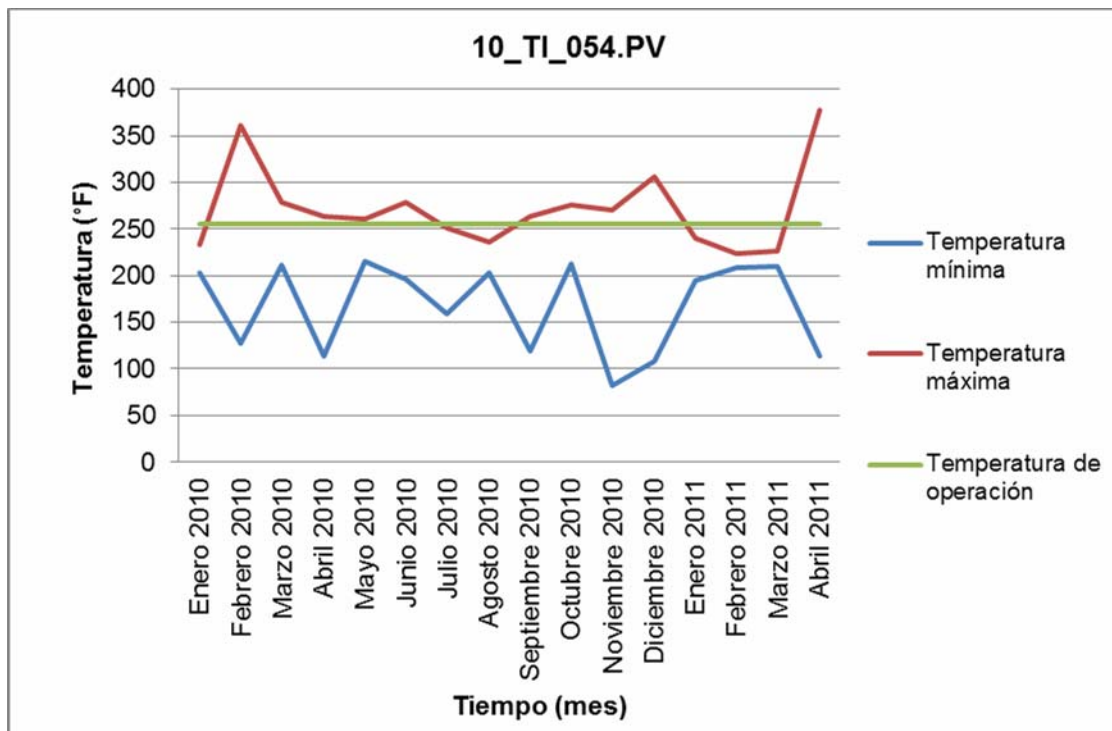


Figura 4.23. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_054.PV.

Se puede apreciar en la figura 4.23 que los valores de temperaturas son bajos en general, y comprende el límite de activación para corrosión bajo aislamiento que es 300°F, y tanto las temperaturas máximas, mínimas y de operación se encuentran alrededor de este valor límite. Se muestran dos picos que sobrepasan los 350°F, límite de activación para la corrosión por ácidos nafténicos, pero dichos valores no son relevantes para considerar dicho mecanismo.

En cuanto a la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, sucede lo mismo que se ha discutido para los lazos anteriores, que el agua se encuentra asociada al crudo y no libre para activar el mecanismo. Para

creep, sulfidación y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos, no se logran alcanzar los límites de temperatura en este circuito del lazo, por lo tanto se descartan.

Tabla 4.30. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_284.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	372,96	504,35	391
Febrero 2010	138,98	520,08	391
Marzo 2010	360,73	522,08	391
Abril 2010	108,80	517,63	391
Mayo 2010	404,31	526,64	391
Junio 2010	371,05	490,44	391
Julio 2010	212,09	482,57	391
Agosto 2010	380,26	493,45	391
Septiembre 2010	122,73	500,40	391
Octubre 2010	457,25	511,61	391
Noviembre 2010	81,34	556,77	391
Diciembre 2010	104,23	537,30	391
Enero 2011	426,57	546,01	391
Febrero 2011	466,82	514,20	391
Marzo 2011	500,70	522,10	391
Abril 2011	134,74	555,15	391

Se escogió este indicador entre los tres que representan el segundo circuito (que incluye el corte de destilado liviano hacia almacenaje), porque es el que arroja valores mayores de temperatura, y utilizando el análisis para los indicadores de temperatura 10_TI_075.PV y 10_TI_582.PV (anexo E.16 y E.17).

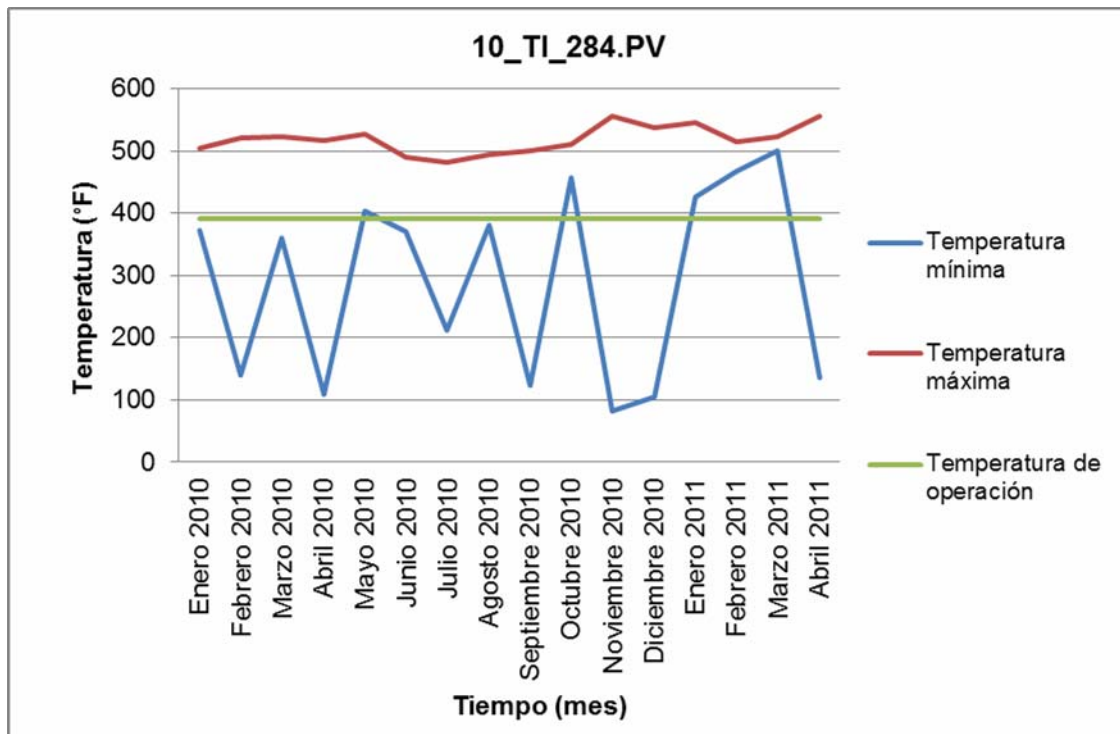


Figura 4.24. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_284.PV.

En la figura 4.24 se observa que la línea de temperaturas máximas (roja) se encuentra bastante alejada de la temperatura de operación, reportando temperaturas cercanas a 550°F en donde se podría pensar en sulfidación, pero igualmente que en lazo 10-003 (para la posible activación de corrosión por ácidos nafténicos), se tiene que al hacer un análisis

exhaustivo de los datos que se reportan en la figura 4.24, se encuentra que dichos picos no tienen una duración mayor a una hora, lo que supone que son maniobras operacionales y que no debe considerarse dicho mecanismo, también por la recomendación de los especialistas en corrosión.

Analizando la corrosión por ácidos nafténicos se puede ver en la figura 4.24, que si se logran alcanzar las temperaturas de activación, tanto en la temperatura de operación como en las máximas temperaturas, exceptuando el intercambiador 10-E-008 (tubos) ya que la metalurgia de éste es de acero inoxidable (317L) y lo protege de este mecanismo de daño. Se debe corroborar el mecanismo con los valores de TAN y azufre del toma muestra asociado.

Los mecanismos de creep y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos no logran tener activación en este circuito del lazo por no alcanzar sus temperaturas límites. En cuanto a la corrosión por H₂S húmedo se tiene que para este corte, destilado liviano (anexo D.7), el agua se encuentra asociada al crudo y no permite asociarse al H₂S que contiene la corriente.

En la tabla 3.7, se puede ver que a este lazo le fue asignado corrosión/erosión, debido a la inyección de vapor de baja presión que se suministra en la zona media de la columna 10-C-003, el cual se sigue inyectando, por lo tanto se dejará este mecanismo asociado al lazo.

Tabla 4.31. TAN de operación para el toma muestra 10-SC-022.

Fecha	TAN de operación (mgKOH/g)
Enero 2010	3,26
Febrero 2010	3,05
Marzo 2010	3,08
Abril 2010	2,64
Mayo 2010	2,93
Junio 2010	3,07
Agosto 2010	2,58
Octubre 2010	3,06
Noviembre 2010	3,07

Para este corte (destilado liviano) no se tiene propuesto por diseño un valor de TAN, y no se toma el propuesto por diseño para los lazos anteriores ya que al pasar por la columna de destilación atmosférica, cada corte puede tener un TAN diferente. Se puede notar en la tabla 4.31 que sólo se muestran valores hasta el mes de noviembre de 2010, ya que después de esa fecha dejó de realizarse este análisis.

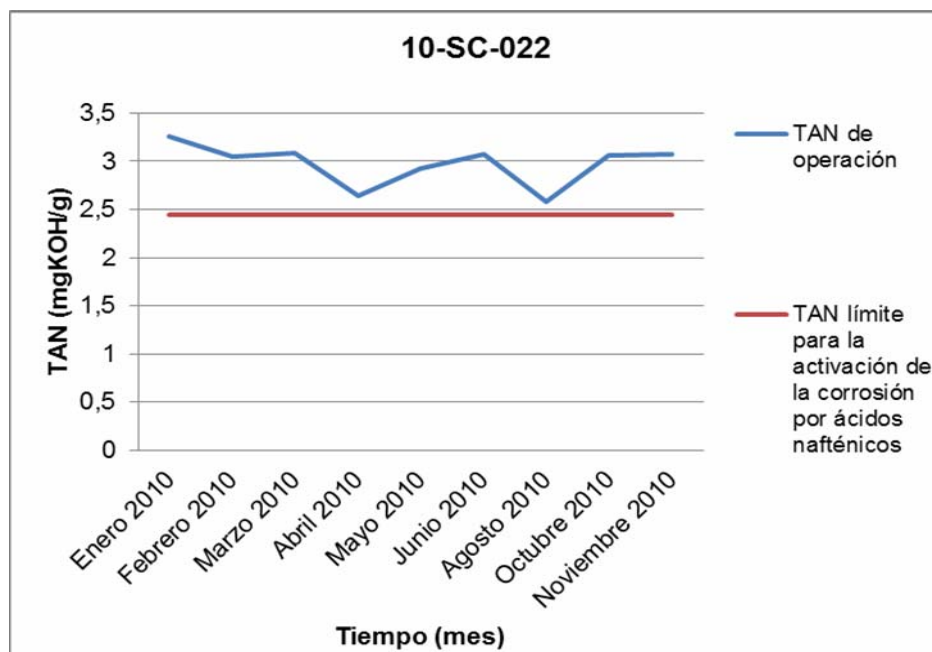


Figura 4.25. Tendencia del TAN actual para el toma muestra 10-SC-022.

Se puede ver en la figura 4.25, a pesar de no tener un valor de diseño, que en todo momento el TAN se encuentra por encima de los límites de activación para ácido nafténico (2,44mgKOH/g), lo que corrobora su existencia en este circuito exceptuando igualmente el intercambiador 10-E-008 (tubos).

Tabla 4.32. Azufre de operación para el toma muestra 10-SC-022.

Fecha	Azufre de operación (%p/p)
Enero 2010	2,34
Febrero 2010	2,13
Marzo 2010	1,89
Abril 2010	1,76
Mayo 2010	2,01
Junio 2010	1,91
Agosto 2010	2,83
Octubre 2010	2,15
Noviembre 2010	1,94

Para este análisis sucede lo mismo que para el análisis de TAN (del mismo toma muestra), no se tiene un valor propuesto por diseño de la cantidad de azufre que lleva la corriente de destilado liviano. Como también se tienen valores hasta el mes de noviembre de 2010, debido a que no se continuó la realización de dicho análisis en este toma muestra.

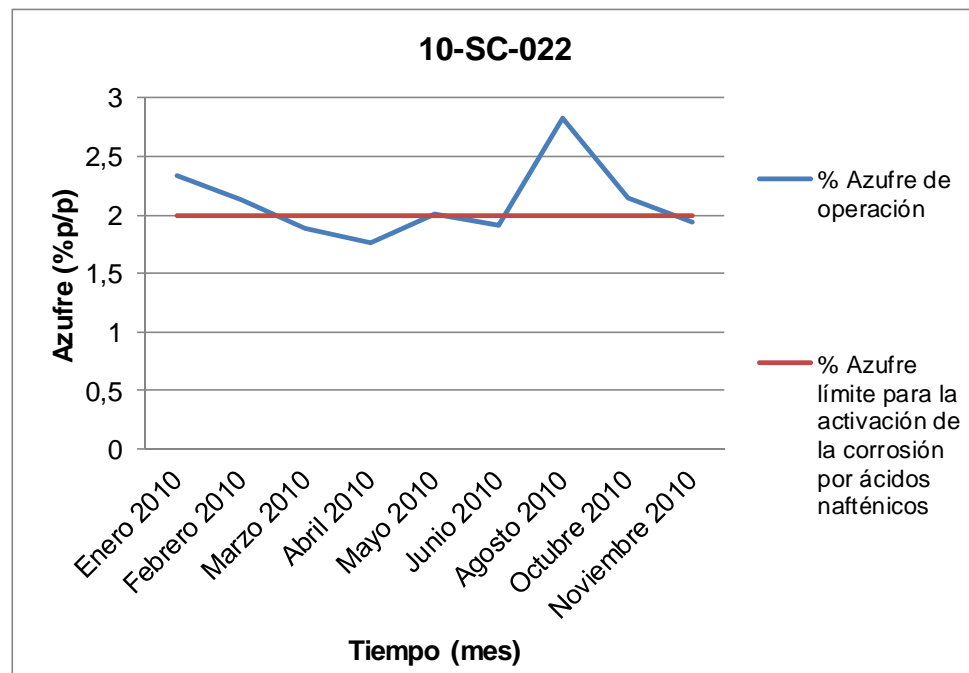


Figura 4.26. Tendencia del contenido de azufre actual para el toma muestra 10-SC-022.

En la figura 4.26 se puede ver que los valores de porcentaje de azufre se encuentran por encima del límite de activación para la corrosión por ácidos nafténicos, lo que sumado a las temperaturas alcanzadas en la figura 4.24, y al análisis de TAN, se puede decir que si se puede activar este mecanismo, exceptuando el intercambiador 10-E-008 (tubos) que posee una metalurgia resistente a éste (anexo G.7).

Tabla 4.33. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_195.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	324,90	417,87	420
Febrero 2010	120,52	461,95	420
Marzo 2010	325,62	407,22	420
Abril 2010	97,61	441,67	420
Mayo 2010	323,12	480,12	420
Junio 2010	285,51	472,47	420
Julio 2010	118,53	422,83	420
Agosto 2010	337,60	420,19	420
Septiembre 2010	151,13	405,47	420
Octubre 2010	292,34	461,54	420
Noviembre 2010	87,38	453,94	420
Diciembre 2010	108,22	470,79	420
Enero 2011	314,01	454,90	420
Febrero 2011	407,59	438,96	420
Marzo 2011	402,38	443,71	420
Abril 2011	126,29	432,48	420

Para el circuito tres (destilado pesado que pasa por los tubos de los intercambiadores 10-E-016A y 10-E-008) se tiene sólo el indicador 10_TI_195.PV para su control y se analizó éste, y el toma muestra asociado a él.

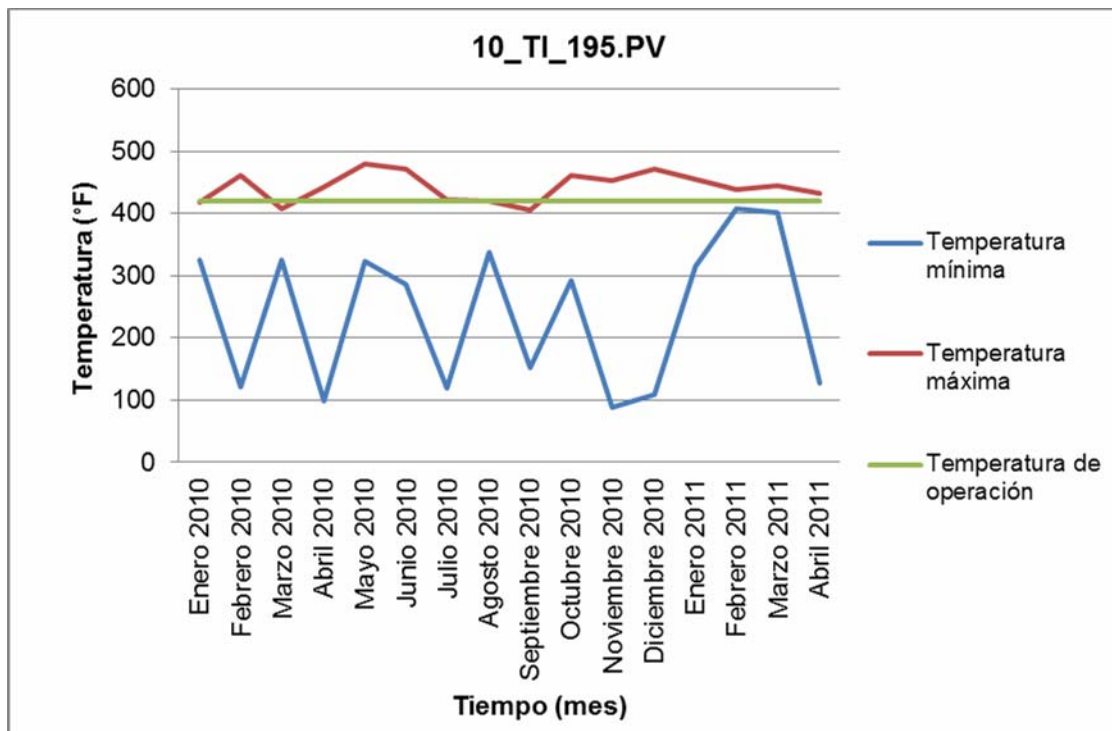


Figura 4.27. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_195.PV.

El indicador de temperatura representado en la figura 4.27 sólo controla al intercambiador 10-E-016A (tubos), y debido a que éste cuenta con una metalurgia de acero inoxidable (anexo G.7) lo hace inmune a la corrosión por ácidos nafténicos, a pesar de que las temperaturas máximas y de operación estén por encima de los valores límites para este mecanismo. El tipo de metalurgia utilizado también lo protege del mecanismo de sulfidación (no teniendo límites de temperatura para este material en la tabla 4.2 por ser resistente) por lo tanto se descarta este mecanismo en este circuito.

En el caso de la corrosión bajo tensión por H_2S húmedo no es necesario analizar las temperaturas de rocío o existencia de agua líquida, ya

que para el caso de este corte (destilado pesado) sigue siendo muy pesado como para mantener el agua asociada al crudo, por lo tanto este mecanismo de daño no logra tener activación por no tener agua libre en el sistema.

Se puede notar en la figura 4.27 que la línea de temperatura máxima nunca llega a alcanzar los valores de activación de creep (850°F) ni de corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos (750°F). Y en cuanto a la corrosión bajo aislamiento, tanto la temperatura de operación como las máximas, se alejan lo suficiente de los límites de activación de éste, pudiendo descartar este mecanismo de daño para el circuito (destilado pesado) del lazo.

Tabla 4.34. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_262.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	258,12	367,60	274
Febrero 2010	118,97	356,11	274
Marzo 2010	259,12	490,15	274
Abril 2010	86,25	360,71	274
Mayo 2010	247,18	380,67	274
Junio 2010	259,08	345,99	274
Julio 2010	184,81	375,45	274
Agosto 2010	254,11	359,61	274
Septiembre 2010	107,88	386,65	274
Octubre 2010	280,93	416,13	274
Noviembre 2010	78,45	509,87	274
Diciembre 2010	96,88	426,49	274
Enero 2011	292,70	366,61	274
Febrero 2011	325,19	348,17	274
Marzo 2011	322,69	356,75	274
Abril 2011	85,10	384,15	274

Para el control del último circuito, correspondiente al corte de nafta diluyente, se analizó el indicador de temperatura 10_TI_262.PV, ya que presenta las mayores temperaturas en comparación con los indicadores restantes de este circuito (anexo E.18 y E.19), debido a que el intercambiador 10-E-005 (tubos) se encuentra más cercano a la salida de nafta diluyente de la columna atmosférica (zona media de la 10-C-001) y luego de él, la corriente se va enfriando al pasar por los intercambiadores 10-E-001A/B/C (tubos) y el aerofriador 10-EA-004.

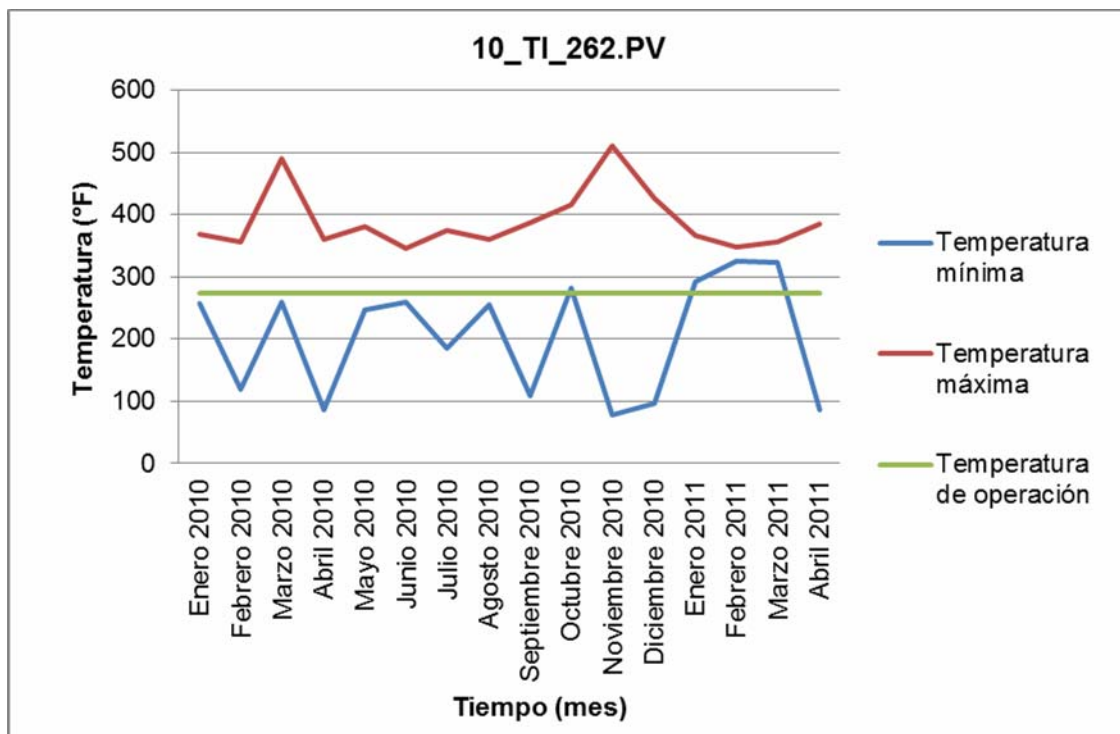


Figura 4.28. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_262.PV.

Observando la figura 4.28 específicamente la línea de temperatura máxima (roja), a pesar de que la temperatura de operación es baja, ésta

alcanza temperaturas mayores a 350°F, el cual es el límite de activación para ácido nafténico, y debido a que los intercambiadores y el aerofriador de este circuito son de acero al carbono, podrían ser susceptibles a este mecanismo. Pero debido a que la temperatura de operación se aleja bastante del límite de activación, y sin ser posible analizar el contenido de TAN y el azufre, ya que el toma muestra cercano no realiza este análisis, se descartará dicho mecanismo para este circuito del lazo. Aunado a esto, este circuito es de enfriamiento de nafta, por lo tanto a medida que se avanza las temperaturas serán menores y esto disminuye la probabilidad de activación de dicho mecanismo.

En este corte de la columna (nafta diluyente) a pesar de ser el más liviano (antes de los vapores de tope) todavía presenta el agua asociada al fluido no permitiendo asociarse con el H₂S, descartando la corrosión por H₂S húmedo también para este circuito. Se puede ver que para la temperatura de operación y mínima, si logran alcanzar la temperatura necesaria para la activación de la corrosión bajo aislamiento, y como se dijo en el párrafo anterior ésta va disminuyendo, ocasionando la posibilidad de activación. Para los mecanismos que requieren mayores temperaturas para ser evidenciados como creep, sulfidación y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos, no es posible su activación por las bajas temperaturas presentadas en las curvas (temperatura mínima, máxima y de operación) de la figura 4.28.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-007, las cuales se muestran en la tabla 4.35.

Tabla 4.35. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-007.

Activos		Velocidad de corrosión (mpy)
Tuberías	HC-10-1146-J35A-10"-lh	26,728
	HC-10-1106-J14A-16"-lh	17,912
	HC-10-1103-J35A-12"-lh	15,880
	HC-10-1026-J14B-12"-lh	11,319
	HC-10-1521-J14A-8"-lh	12,395
	HC-10-1122-J14B-10"-lh	12,147
	HC-10-1170-J31D-8"-lh	18,180
	HC-10-1126-J14A-14"-lh	12,340
	HC-10-1105-J14B-12"-lh	15,701

Las velocidades de corrosión reportadas para el lazo 10-007 no se encuentran muy altas comparadas con el valor de velocidad de corrosión normal (5mpy), sólo la correspondiente a la línea de destilado pesado que sale de los tubos del intercambiador 10-E-016A hacia la zona media de la columna atmosférica 10-C-001 (anexo D.15), que tiene una velocidad de corrosión de 26,728mpy, y como se dijo anteriormente en el análisis de las variables, este punto si se encuentra susceptible al mecanismo de corrosión por ácidos nafténicos, lo que indica la posible activación de dicho mecanismo para este punto del lazo.

A los intercambiadores 10-E-008, 10-E-010 y 10-E-016A (tubos), se les cambió la metalurgia a 317L, por presentar problemas de corrosión, debido a que no fue identificado el mecanismo de daño, no es posible confirmar los mecanismos contemplados para este lazo.

4.2.2.8. Lazo 10-008

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.36 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.36. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-008.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-C-001	Tope	10_TIC_231.PV	10-SC-017
10-E-002A/B	Tubos	10_TI_022.PV	10-SC-017
10-E-002C/D	Tubos	10_TI_024.PV	10-SC-017
10-E-002E/F	Tubos	10_TI_026.PV	10-SC-017
10-E-002G/H	Tubos	10_TI_028.PV	10-SC-017
10-E-002I/J	Tubos	10_TI_035.PV	10-SC-017
10-EA-002A	Bahía	10_TI_022.PV	10-SC-017
10-EA-002B	Bahía	10_TI_024.PV	10-SC-017
10-EA-002C	Bahía	10_TI_026.PV	10-SC-017
10-EA-002D	Bahía	10_TI_028.PV	10-SC-017
10-EA-002E	Bahía	10_TI_035.PV	10-SC-017
10-V-001	Carcasa	10_TI_341.PV	10-SC-017

Se puede en la tabla 4.36 que el lazo 10-008 comprende el tope de la columna 10-C-001, los intercambiadores 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J

(tubos), los aerofriadores 10-EA-002A/B/C/D/E (tubos) y el tambor acumulador 10-V-001 (carcasa). En este caso se muestran los indicadores de temperatura para cada par de intercambiadores de los 10-E-002, en donde se analizó el que presentó mayores temperaturas. El cual es el mismo que se estudió para los aerofriadores, ya que se utilizaron los indicadores de temperatura instalados para cada par de intercambiadores (10-E-002) debido a la carencia de indicadores a la salida de estos últimos. Finalmente se tiene un indicador de temperatura para el tambor acumulador. También incluye el indicador controlador de la línea de salida del tope la columna 10-C-001.

Existe un solo toma muestra para el control de este lazo, y éste se encuentra a la salida de la bota del tambor acumulador 10-V-001, dicha bota no pertenece a este lazo sino al lazo 10-013 de aguas agrias, ya que en la bota se acumula toda el agua que se condensa de los vapores de tope. Por lo tanto se utilizará este toma muestra para aquellos análisis donde aplique, ya que el sistema de vapores como tal carece de toma muestras, teniendo en cuenta que en la bota de dicho tambor es posible tener una buena aproximación de los componentes que vienen con los vapores.

Tabla 4.37. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TIC_231.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	219,34	252,28	240
Febrero 2010	110,72	400,00	240
Marzo 2010	217,31	337,80	240
Abril 2010	78,95	312,20	240

Tabla 4.37. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TIC_231.PV (continuación).

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Mayo 2010	215,75	276,50	240
Junio 2010	212,52	267,32	240
Julio 2010	164,61	388,15	240
Agosto 2010	214,33	252,61	240
Septiembre 2010	82,49	327,44	240
Octubre 2010	236,02	256,53	240
Noviembre 2010	75,81	314,81	240
Diciembre 2010	101,39	400,00	240
Enero 2011	230,48	263,58	240
Febrero 2011	228,34	245,35	240
Marzo 2011	229,64	249,25	240
Abril 2011	77,92	393,91	240

Para el control de este lazo se analizó el indicador controlador de la línea de salida del tope atmosférico, separadamente de los indicadores de temperatura de los intercambiadores 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J (tubos), ya que presenta valores mayores que dichos intercambiadores y se encuentra más cerca a la columna.

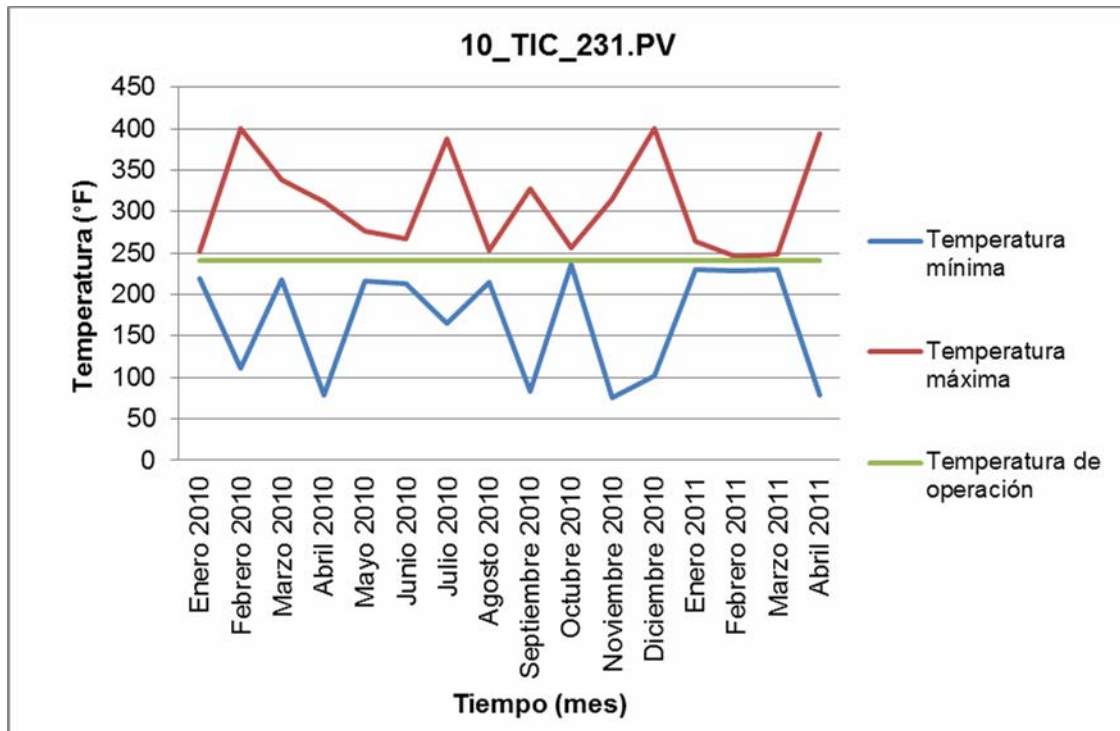


Figura 4.29. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TIC_231.PV.

A la salida del tope de la columna atmosférica se tiene una presión de operación de 23,7psia (anexo A.8), lo cual según el anexo F.1, tiene una temperatura de rocío de 237°F (límite reportado en la tabla 4.2 para la corrosión por HCl), y la temperatura de operación que se muestra en la figura 4.29 es de 240°F, siendo bastante cercana a la de rocío, y se alcanza repetidas veces para las temperaturas mínimas (curva azul), lo que nos indica que es muy fácil tener presencia de agua, activando los mecanismos de corrosión por HCl y corrosión bajo tensión por H₂S húmedo. Ya que en este punto la corriente es lo suficientemente liviana como para tener el agua libre (vapor de agua), y al alcanzar el punto de rocío de ésta, es posible que en las gotas que se condensen, se concentre el H₂S que viene con la

corriente causando el daño. Aunque se debe analizar el toma muestra cercano para corroborar el resto de los parámetros claves de estos dos mecanismos.

Por las bajas temperaturas es muy fácil llegar al límite de activación de la corrosión por cloruro de amonio, por lo tanto se debe analizar el resto de los parámetros claves para este mecanismo. Observando la línea de temperaturas altas, existen cuatro picos que sobrepasan los 350°F, pero no sería conveniente pensar en corrosión por ácidos nafténicos ya que éstos aparecen en las cadenas carbonadas largas, y la corriente de tope es muy liviana y normalmente no tiene cadenas largas. Y analizando la misma línea se puede ver que no llega a alcanzarse los límites de activación de sulfidación, creep ni de corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos, lo que descarta estos mecanismos.

En la tabla 3.8 se observa que fué asociado el mecanismo de corrosión/erosión en este lazo, el cual se dejará asignado ya que actualmente se sigue inyectando la amina neutralizante y el inhibidor de corrosión en la línea de salida del tope de la columna atmosférica 10-C-001.

Tabla 4.38. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_028.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	184,55	234,67	192
Febrero 2010	89,41	245,42	192
Marzo 2010	190,37	235,21	192
Abril 2010	82,10	242,70	192
Mayo 2010	186,63	239,30	192
Junio 2010	184,44	260,58	192
Julio 2010	87,42	233,17	192

Tabla 4.38. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_028.PV (continuación).

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Agosto 2010	185,32	208,49	192
Septiembre 2010	85,80	236,64	192
Octubre 2010	188,47	259,51	192
Noviembre 2010	76,90	261,64	192
Diciembre 2010	90,10	300,00	192
Enero 2011	188,10	219,24	192
Febrero 2011	190,21	206,68	192
Marzo 2011	187,23	203,24	192
Abril 2011	79,31	286,49	192

De los cinco indicadores de temperatura que se encuentran cercanos y controlan a los intercambiadores 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J (tubos), se escogió el 10_TI_028.PV, ya que es el que presenta valores mayores de temperatura, aunque arrojan valores muy parecidos entre todos ellos (anexo E.20, E.21, E.22 y E.23) debido a que se encuentran trabajando en paralelo y tienen las mismas temperaturas de operación. Recordando que el análisis de este indicador también sirvió para los aerofriadores 10-EA-002A/B/C/D/E por carecer éstos de indicadores de temperatura a la salida de ellos. Por lo tanto los mecanismos de daño que se determinen en el indicador 10_TI_028.PV se asignarán a los aerofriadores, acotando que manejan temperaturas más bajas.

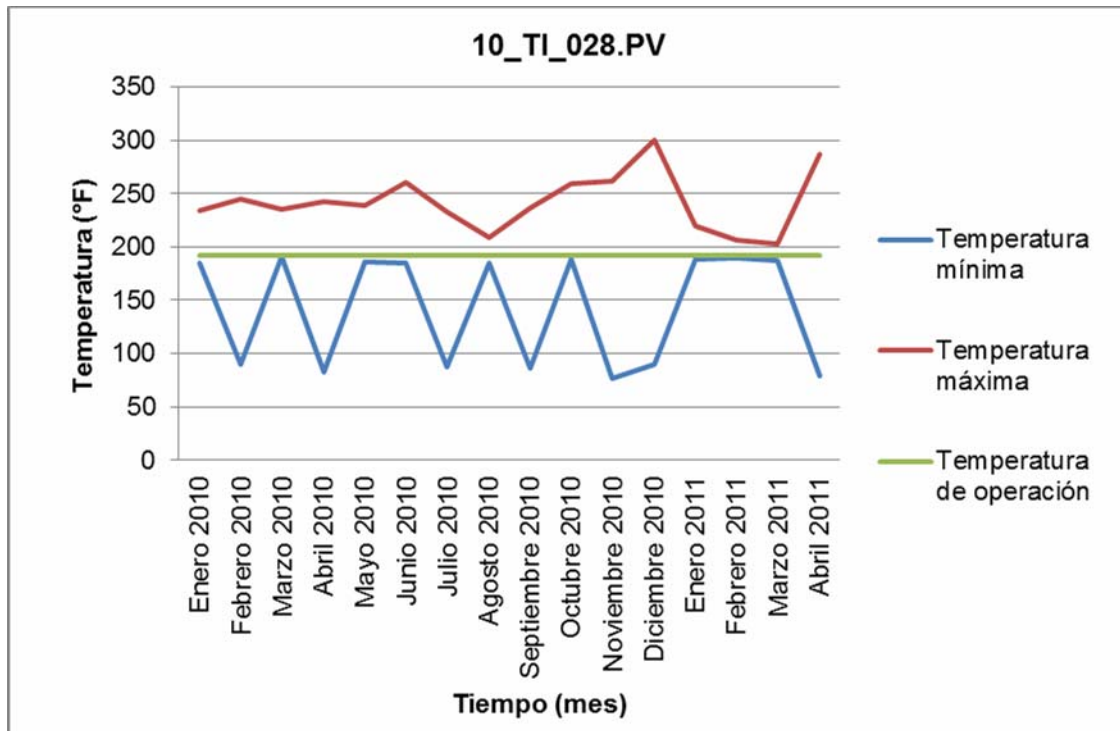


Figura 4.30. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_028.PV.

Analizando la figura 4.30 se puede observar que las temperaturas son normalmente bajas, para todas las curvas que se plasman en ella, evitando llegar a los límites de activación de la corrosión por ácidos nafténicos, creep, sulfidación y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos.

Para este caso el agua se encuentra también de forma libre en las corrientes de vapor del tope de la columna atmosférica por ser sus componentes muy livianos, y viendo el anexo A.8, la presión en los intercambiadores es 20,7psia, y leyendo en el anexo F.1, se puede tomar la temperatura de rocío de 170°F. En la figura 4.30 se puede ver que la temperatura de operación es de 192°F, la cual se acerca bastante a la

temperatura de operación, lo que indica que es muy fácil la condensación de agua en esos puntos. Estando todo esto a favor de la corrosión por H_2S húmedo y corrosión por HCl , que son mecanismos que necesitan la presencia de agua para lograr activarse, corroborando así estos últimos, como mecanismos susceptibles al lazo, según lo que expresa la tabla 3.8 del capítulo 3.

Y en cuanto a la corrosión por cloruro de amonio también se pueden activar debido a que las curvas de la temperatura de operación, temperaturas mínimas y en algunos casos la curva de máximas temperaturas, se encuentran por debajo de la temperatura de activación, y por lo liviano de la corriente (vapor/líquido de tope atmosférico) las sales se van a condensar más rápido.

Para la corrosión bajo aislamiento se ve muy claramente en la figura 4.30, que en las curvas de temperatura mínima, temperatura máxima y temperatura de operación, se encuentran por debajo del límite de activación para este mecanismo, debido a que es un sistema de enfriamiento de los vapores de tope atmosférico y la temperatura va disminuyendo, lo que hace más susceptible dicho mecanismo en este punto del lazo.

Tabla 4.39. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_341.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	119,68	204,76	140
Febrero 2010	81,84	209,05	140
Marzo 2010	147,14	180,34	140
Abril 2010	83,68	207,62	140
Mayo 2010	130,23	210,97	140
Junio 2010	121,82	237,64	140
Julio 2010	86,38	189,67	140
Agosto 2010	123,83	170,18	140
Septiembre 2010	91,08	216,13	140
Octubre 2010	131,08	232,39	140
Noviembre 2010	76,79	237,49	140
Diciembre 2010	84,51	221,05	140
Enero 2011	136,41	191,94	140
Febrero 2011	146,69	172,15	140
Marzo 2011	140,12	172,63	140
Abril 2011	80,85	230,89	140

Finalmente se analizó el indicador de temperatura 10_TI_341.PV que se encuentra cercano a la carcasa del tambor acumulador 10-V-001 (anexo D.8), donde se tienen las temperaturas más bajas, ya que dicho tambor se encuentra luego de los aerofriadores de tope atmosférico y las corrientes que llegan a él están mucho más frías. Mediante la siguiente figura 4.31 se logra mostrar la tendencia de la tabla 4.39.

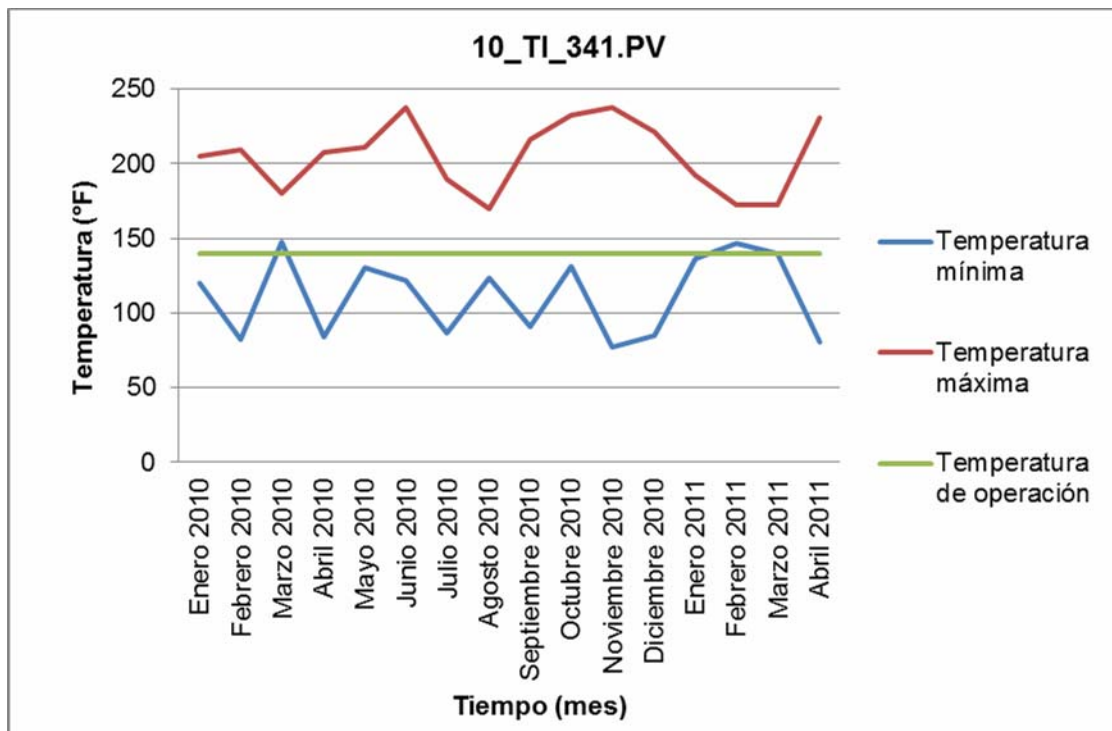


Figura 4.31. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_341.PV.

Para este indicador de temperatura se encuentran temperaturas aún más bajas que los analizados anteriormente, lo que aleja más la posibilidad de corrosión por ácidos nafténicos, sulfidación, creep y corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos. Pero si da lugar a la corrosión bajo tensión por H_2S húmedo, ya que si alcanza los límites de activación para éste, y por las bajas temperaturas también se da lugar a la temperatura de rocío del agua que para indicador también es $170^{\circ}F$ como en el indicador 10_TI_028.PV (por tener la misma presión de 6psi). Pero en este caso la temperatura de operación si se encuentra por debajo de la de rocío por lo tanto siempre existirá agua líquida, corroborando este último mecanismo. Lo que también da lugar a la corrosión por HCl por la existencia de agua líquida, y a la

corrosión por cloruro de amonio por las bajas temperaturas. Se analizó el toma muestra disponible para corroborar estos mecanismos que por temperaturas logran activarse para las tres figuras estudiadas (figura 4.29, 4.30 y 4.31).

Es posible la activación de corrosión bajo aislamiento con las bajas temperaturas alcanzadas en las líneas de temperatura máxima, mínima y de operación.

Tabla 4.40. PH mínimo y máximo para el toma muestra 10-SC-017.

Fecha	pH mínimo	pH máximo
Enero 2010	4,7	5,8
Febrero 2010	4,3	6,3
Marzo 2010	3,6	6,1
Abril 2010	5,0	6,1
Mayo 2010	5,0	6,1
Junio 2010	4,5	5,8
Julio 2010	4,5	6,1
Agosto 2010	4,0	6,5
Septiembre 2010	5,3	7,1
Octubre 2010	4,7	7,4
Noviembre 2010	4,7	5,3
Diciembre 2010	4,0	6,5
Enero 2011	4,2	8,7
Febrero 2011	4,7	6,8
Marzo 2011	4,4	6,1
Abril 2011	5,0	6,5

Para esta toma muestra no se tienen valores propuestos por diseño para el pH, pero se comparará con los límites de activación de los mecanismos que tengan como parámetro crítico el pH, de los estudiados para este lazo de corrosión.

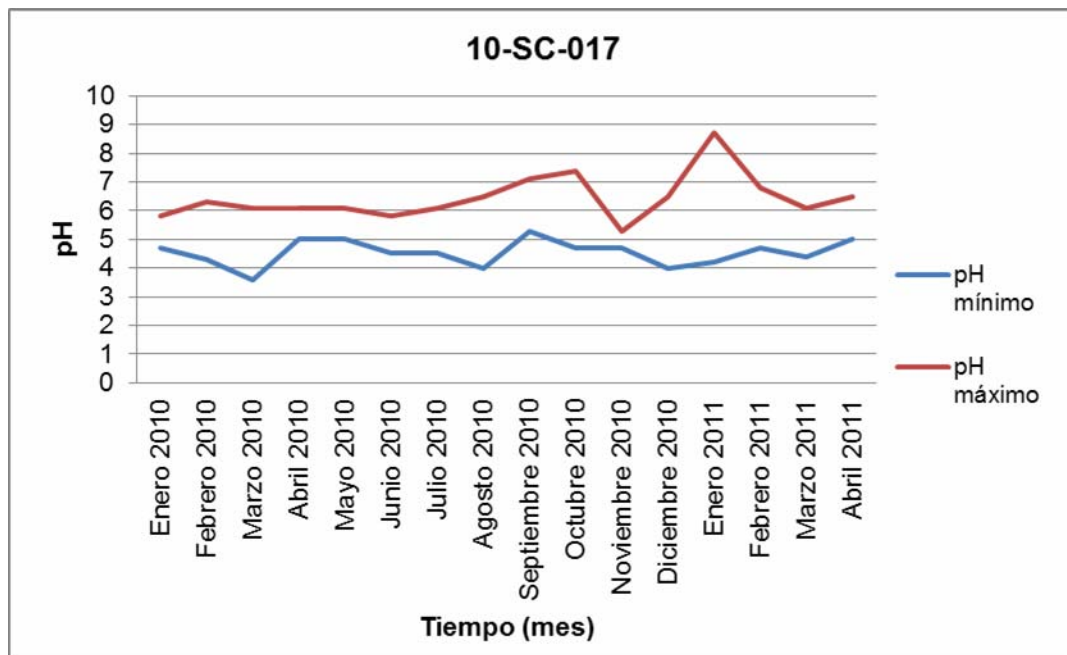


Figura 4.32. Tendencia del pH para el toma muestra 10-SC-017.

En la figura 4.32 se puede ver que los niveles de pH favorecen la corrosión por HCl y cloruro de amonio, ya que normalmente se encuentra tanto los valores mínimos y máximos de pH, en el rango de activación para ellos (5-6,5). También se favorece la corrosión por H₂S húmedo por estar en el rango de activación que es entre 4 y 7.

Tabla 4.41. H₂S de operación para el toma muestra 10-SC-017.

Fecha	% H ₂ S de operación (ppm)
Febrero 2005	17,95
Marzo 2005	89,50
Abril 2005	29,70
Mayo 2005	19,25
Junio 2005	56,00
Julio 2005	55,10
Agosto 2005	46,30
Septiembre 2005	14,60
Octubre 2005	120,00

En la tabla 4.41 se puede observar que se reportan valores para el año 2005, ya que el análisis de H₂S se realizó hasta ese año y se analizaron estos valores como aproximación.

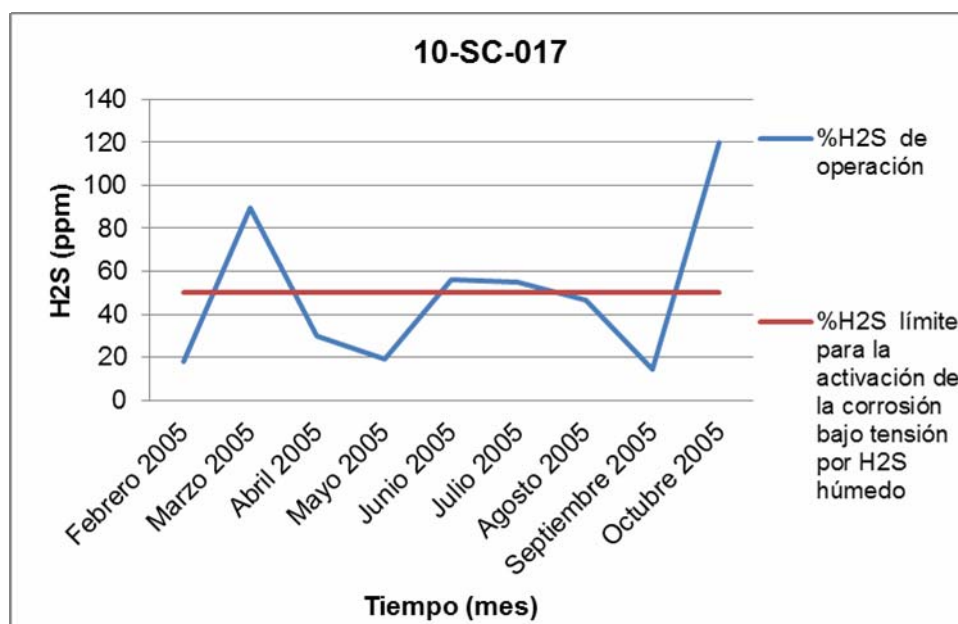


Figura 4.33. Tendencia del H₂S para el toma muestra 10-SC-017.

En la figura 4.33 se puede observar que los valores son bastante variantes y en su mayoría pasan el límite de activación de la corrosión por H₂S húmedo que son 50ppm, aunado a las dos variables analizadas anteriormente para este mecanismo (temperatura y pH) se puede corroborar la existencia de éste en el lazo, solo faltando analizar la cantidad de agua.

Tabla 4.42. Contenido de sal actual y de operación para los toma muestras 10-SC-011 y 10-SC-012.

Fecha	Contenido de sal actual (PTB)		Contenido de sal de operación (PTB)
	10-SC-011	10-SC-012	
Noviembre 2010	8,71	9,71	5
Diciembre 2010	8,63	8,55	5
Enero 2011	10,48	9,33	5
Febrero 2011	7,24	7,48	5
Marzo 2011	10,40	10,71	5
Abril 2011	9,56	9,94	5

Desde el arranque de la planta se dispuso por diseño que a la corriente de salida de los desaladores se esperaba 2PTB de sal, pero a medida que se fueron operando los desaladores, no se logró dicho valor, y se movió su condición de operación a 5PTB aproximadamente. Se puede ver en la tabla 4.42 que del tiempo de estudio no se muestran los primeros meses (correspondientes al año 2010), pero actualmente si se realiza dicho análisis. Es importante acotar que se analizan estos toma muestras, ya que en el 10-SC-017 no se realiza dicho análisis, y la mayoría de las sales que salen de

los desaladores con el crudo desalado, son arrastradas al sistema de tope de la columna atmosférica 10-C-001.

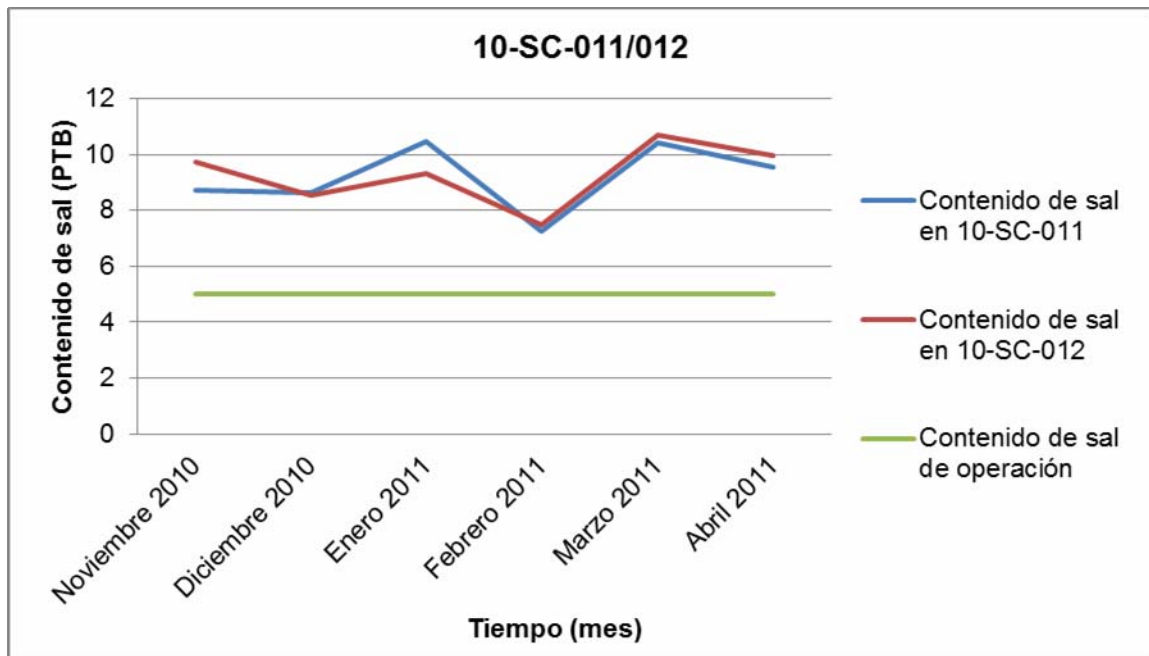


Figura 4.34. Tendencia del contenido de sal para los toma muestras 10-SC-011 y 10-SC-012.

Es claramente visible en la figura 4.34, que en todo momento la cantidad de sal se encuentra por encima de la de operación (5 PTB), lo que permite la activación de la corrosión por HCl y la corrosión por cloruro de amonio.

Tabla 4.43. Cantidad de agua de operación para el toma muestra 10-SC-016.

Fecha	Agua de operación (ppm)
Abril 2010	402,00
Mayo 2010	396,00
Junio 2010	197,00
Julio 2011	618,00
Agosto 2010	0,02
Septiembre 2010	161,00
Noviembre 2010	155,00
Diciembre 2010	0,04
Enero 2011	795,00
Febrero 2011	412,00

Como lo indica el anexo D.8, el toma muestra analizado para casi todo el lazo es el 10-SC-017, que se encuentra en la bota del tambor acumulador de tope 10-V-001, en la cual se logra separar el agua que viene con los vapores de tope. Y no es lógico que se realice el análisis de cantidad de agua en este punto, ya que casi en su totalidad la corriente está compuesta por agua. Por lo tanto se analizó la cantidad de agua en el toma muestra 10-SC-016, el cual está en una sección de la corriente de líquidos de tope que se recircula desde la carcasa del 10-V-001 al tope de la columna atmosférica. Aunque por la bota se retire la mayor cantidad de agua, se analizó este toma muestra sabiendo que realmente la cantidad de ésta es mucho mayor. Se reportan valores hasta el mes de febrero de 2011 por no continuarse el análisis.

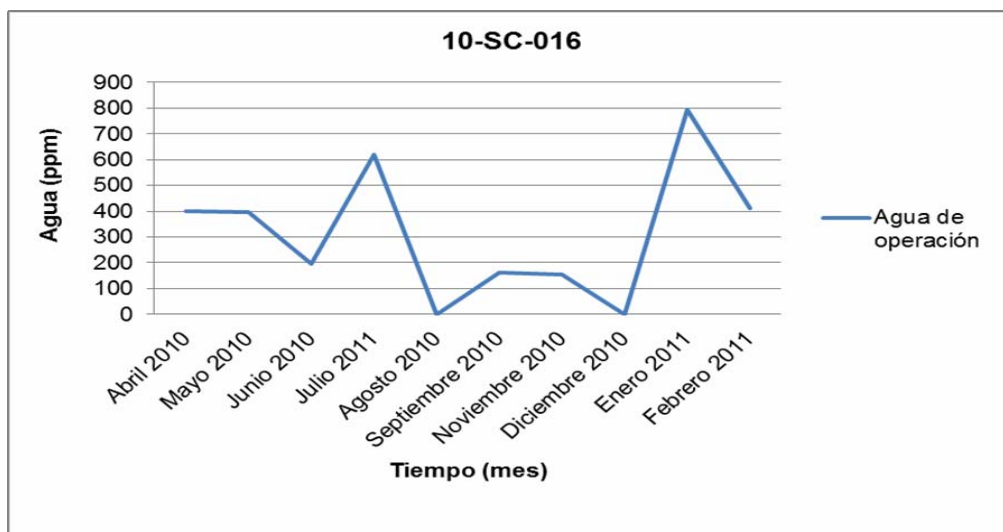


Figura 4.35. Tendencia de la cantidad de agua para el toma muestra 10-SC-016.

Aunque este toma muestra no arroja la cantidad real de agua que existe en el sistema de tope, se puede ver en la figura 4.35 que en su mayoría sobrepasa los límites de activación para la corrosión bajo tensión por H_2S húmedo corroborando así finalmente este mecanismo para el lazo. Para el caso de la corrosión por HCl y cloruro de amonio, se puede ver en esta figura que no se logra alcanzar el límite para éstos, recordando que 1% p/p es igual a 10000ppm de agua, pero como se dijo anteriormente esta no es la cantidad real de agua que se maneja en el sistema de tope. Por lo tanto con los parámetros estudiados anteriormente se confirmará dichos mecanismos para este lazo.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-008, las cuales se muestran en la tabla 4.44.

Tabla 4.44. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-008.

Activos		Velocidad de corrosión (mpy)
Equipos	10-C-001 Tope	41,506
	10-EA-002A	29,600
	10-EA-002B	0,187
	10-EA-002C	1,233
	10-EA-002D	2,467
	10-EA-002E	1,182
Tuberías	HC-10-1104-J109-48"-Is	29,913
	HC-10-1015-J109-18"-Is	27,086
	HC-10-1127-J109-18"-Is	24,091

Para el lazo 10-008 se encontró una de las más altas velocidades de corrosión para los lazos estudiados, exactamente en el tope de la columna atmosférica 10-C-001, con una velocidad de 41,506mpy, lo que corrobora que este es uno de lazos más críticos de los que abarca este estudio, y que actualmente el tope de la columna puede estar sufriendo de alguno de los mecanismos que se mencionaron anteriormente para este lazo. Es importante acotar que el tope no posee revestimiento interno como el resto de la columna, lo que lo hace más susceptible a varios de los mecanismos asociados al lazo.

También se puede observar que hay valores de velocidades de corrosión entre 29,913mpy, 27,086mpy y 24,091mpy, correspondientes a la línea que va del tope de la columna 10-C-001 a los intercambiadores 10-E-002B/D/F/H/J (tubos), la segunda que va desde el intercambiador 10-E-002A

(tubos) al aerofriador 10-EA-002A, y finalmente la línea que va desde la salida de los aerofriadores 10-EA-002A/B/C/D/E hacia el tambor acumulador de tope 10-V-001. Para estas velocidades de estos tres sistemas también se tiene la susceptibilidad a los mecanismos asociados a este lazo, por lo tanto dichas velocidades de corrosión se pueden asociar a cualquiera de los mecanismos.

En los aerofriadores 10-EA-002A/B/C/D/E se tienen puntos de medición que reportan valores en general bastante bajos, exceptuando el 10-EA-002A que presenta una velocidad de corrosión de 29,600mpy. Cabe destacar que estos puntos de medición no se encuentran en los tubos de estos equipos por la imposibilidad de acceso a ellos, por lo tanto se ubican en algunas boquillas de salida o entrada al equipo como tal.

Los intercambiadores 10-E-002B/D/F/H/J (tubos) y el aerofriador 10-EA-002C fueron reemplazados por un metalurgia de dúplex (anexo H.1), ya que han presentado serios problemas de corrosión, en donde se presume que los mecanismos predominantes que ocasionaron las fallas, son corrosión por cloruro de amonio y por HCl. Por lo tanto se corrobora la activación de estos dos mecanismos para el lazo, sin descartar el resto de los mecanismos asociados a él.

4.2.2.9. Lazo 10-013

A) Condiciones de diseño e historiales de condiciones operacionales

En la tabla 4.45 se muestran los indicadores de temperatura y toma muestra que se encuentran más cercanos a los equipos pertenecientes al lazo.

Tabla 4.45. Indicadores de temperatura y toma muestras más cercanos a los equipos que pertenecen al lazo 10-013.

Equipo	Componente	Indicador de temperatura	Toma muestra
10-E-011A/B	Carcasa	10_TI_093.PV	26-SC-004
10-V-001	Bota	N/A	10-SC-017

Finalmente, para el lazo 10-013 se tienen pocos equipos asociados a él, los intercambiadores 10-E-011A/B (carcasa) y la bota del tambor acumulador 10-V-001 pertenecen a circuitos distintos. Para el primer circuito correspondiente al agua agria utilizada como agua de lavado en los desaladores, se tiene un solo indicador de temperatura que se encuentra cercano a la carcasa de los intercambiadores 10-E-011A/B (anexo D.9).

En cambio para el segundo circuito correspondiente a la bota del tambor acumulador 10-V-001 no se tiene instalado ningún indicador de temperatura cercano a él, pero se sabe que tiene una temperatura de operación de 140°F (anexo A.9) lo que nos sugiere la activación de la corrosión bajo aislamiento por las bajas temperaturas, y se descarta los mecanismos que se activan por las altas temperaturas como la corrosión por ácidos náftenicos, sulfidación, creep y corrosión bajo tensión por ácidos poliónicos.

En cuanto a los toma muestras, se tienen dos de ellos para controlar los dos circuitos por separado, el 26-SC-004 que se encuentra instalado en la unidad 26 (anexo D.9) ya que no existe ninguno en la unidad 10 (a la entrada del agua agria que va a la carcasa de los intercambiadores 10-E-011A/B, y

que es utilizada como agua de lavado en los desaladores), pero se analizó igualmente este último por ser la misma corriente que entra a dicho circuito.

Y para el circuito de la bota del tambor acumulador 10-V-001, se puede ver en la tabla 4.45 que se dispone de el toma muestra 10-SC-017, el cual se encuentra a la salida de dicha bota (anexo D.9), y fue estudiado en el lazo anterior (10-008) para algunos de sus análisis, como pH y contenido de azufre para corroborar los mecanismos correspondientes a ese lazo.

Tabla 4.46. Temperaturas mínima, máxima y de operación para el indicador de temperatura 10_TI_093.PV.

Fecha	Temperatura mínima (°F)	Temperatura máxima (°F)	Temperatura de operación (°F)
Enero 2010	155,60	282,31	240
Febrero 2010	86,70	278,34	240
Marzo 2010	133,98	279,03	240
Abril 2010	86,19	291,48	240
Mayo 2010	130,19	295,33	240
Junio 2010	121,07	295,34	240
Julio 2010	102,80	275,05	240
Agosto 2010	159,70	285,42	240
Septiembre 2010	87,73	283,63	240
Octubre 2010	163,07	278,70	240
Noviembre 2010	81,69	291,25	240
Diciembre 2010	116,37	281,87	240
Enero 2011	134,72	301,25	240
Febrero 2011	188,49	281,60	240
Marzo 2011	179,06	257,44	240
Abril 2011	93,07	261,22	240

El lazo 10-013 sólo se tiene este indicador de temperatura, pero éste no se utilizó para hacer el análisis de temperatura en la bota del tambor 10-V-001, debido a que no se encuentra en el mismo circuito de los

intercambiadores 10-E-011A/B (carcasa), que pertenecen al circuito de agua agria proveniente de la unidad 26 y que se dirige hacia los desaladores.

En cambio la bota del tambor 10-V-001 acumula el agua agria proveniente de los vapores condensados de tope atmosférico (tope de la columna 10-C-001), y por lo tanto no se pueden analizar mediante el mismo indicador de temperatura, para determinar los mecanismos de daño presentes en este circuito.

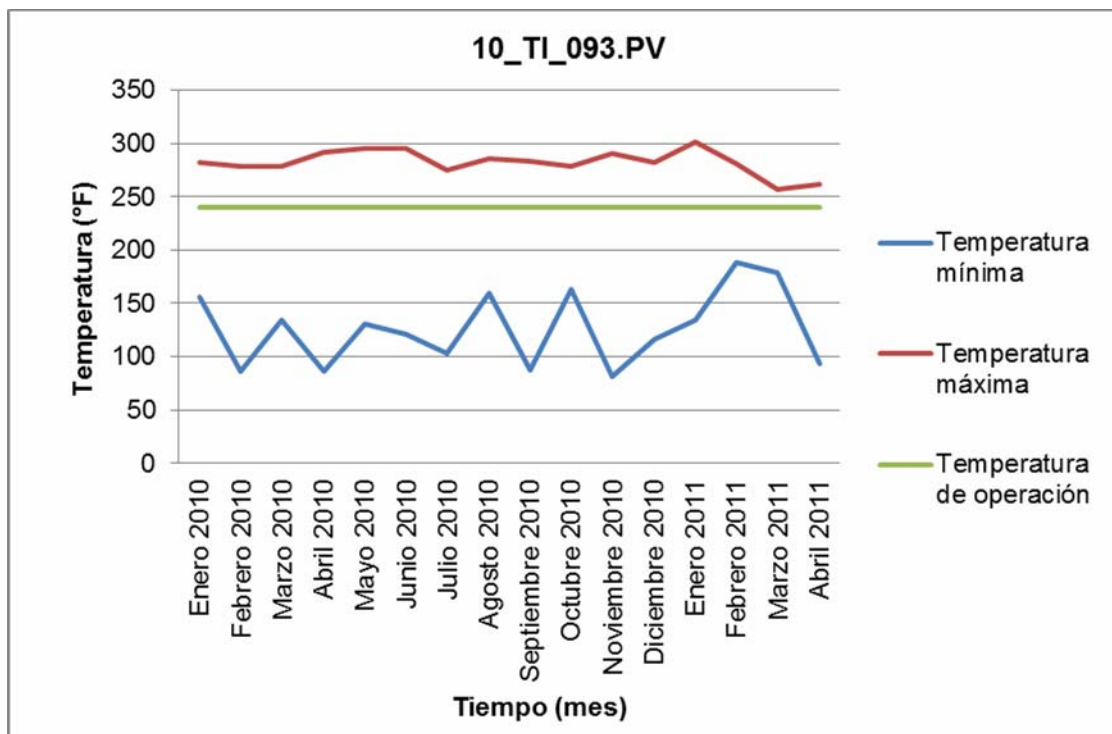


Figura 4.36. Tendencia de la temperatura mínima, máxima y de operación en función del tiempo para el indicador controlador de temperatura 10_TI_093.PV.

En la figura 4.36 se puede notar que la curva de bajas temperaturas alcanza los límites de activación para la corrosión bajo aislamiento. En el

caso de la corrosión bajo tensión por H₂S húmedo sucede lo mismo que en el lazo 10-002, ya que este lazo también comprende en la mayoría de su corriente agua líquida (agua agria), por lo tanto el H₂S que pueda encontrarse en dicha corriente no logra concentrarse en un punto específico o en una gota para formar el daño, y por consiguiente se descarta de los mecanismos de este lazo de corrosión.

Analizando la línea de temperatura máxima se puede observar que no alcanza temperaturas suficientes para la activación de corrosión por ácidos nafténicos, creep, sulfidación, ni corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos, descartando éstos.

Para este lazo se tiene el toma muestra analizado para el lazo anterior (figura 4.32) donde se puede ver que los valores de pH se encuentran dentro del rango de activación para la corrosión por CO₂, corroborando su existencia en ese circuito del lazo (agua agria de la bota del tambor acumulador 10-V-001), ya que no se tiene otro parámetro clave de análisis para este mecanismo.

Tabla 4.47. PH mínimo y máximo para el toma muestra 26-SC-004.

Fecha	pH mínimo	pH máximo
Enero 2010	8,3	9,1
Febrero 2010	8,7	9,2
Marzo 2010	8,5	10,1

**Tabla 4.47. PH mínimo y máximo para el toma muestra 26-SC-004
(continuación).**

Fecha	pH mínimo	pH máximo
Abril 2010	8,6	10,3
Mayo 2010	8,5	10,1
Junio 2010	8,3	9,7
Julio 2010	8,3	10,3
Agosto 2010	8,4	10,4
Septiembre 2010	7,4	9,7
Octubre 2010	7,8	10,1
Noviembre 2010	7,1	9,3
Diciembre 2010	5,9	10,2
Enero 2011	5,8	11,7
Febrero 2011	8,1	9,7
Marzo 2011	7,4	9,5
Abril 2011	8,0	10,3

Para este toma muestra 26-SC-004 no se tiene un valor propuesto por diseño para el pH, por lo tanto se comparará con los valores de activación del mecanismo en estudio.

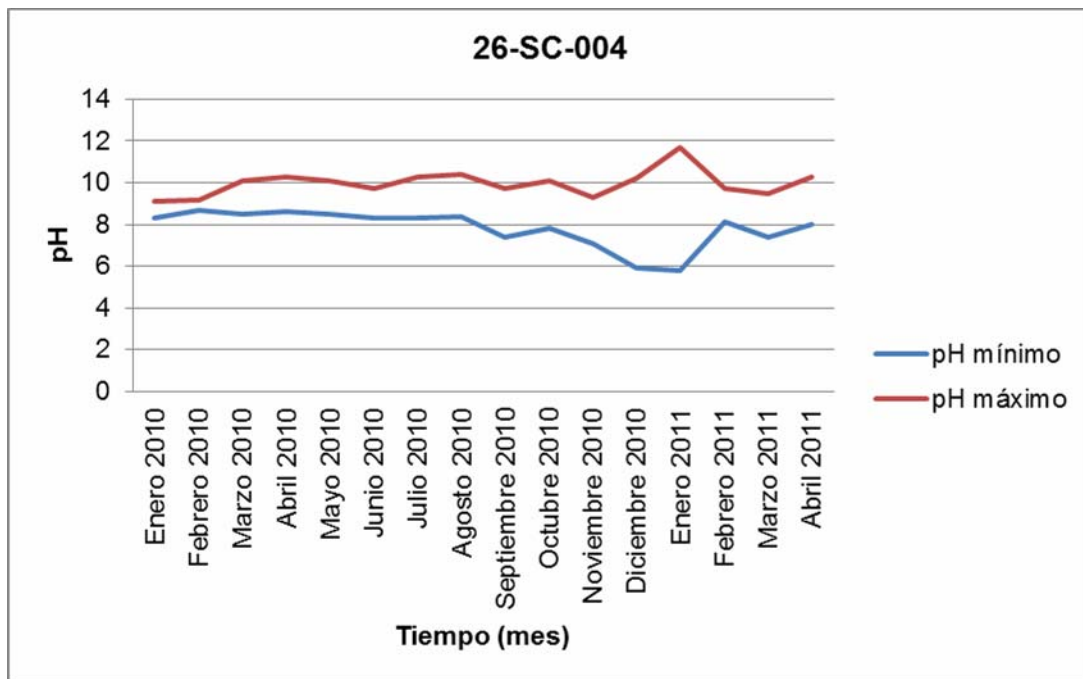


Figura 4.37. Tendencia del pH mínimo y máximo en el toma muestra 26-SC-004.

Para el circuito del lazo 10-013 que corresponde al agua agria proveniente de la unidad 26, se puede ver en la figura 4.37 que no muestra valores de pH tan bajos, ya que dicha agua agria no debe ser tan ácida por ser utilizada como agua de lavado en los desaladores (y es tratada en la unidad 26), lo que indica que regularmente no ésta en el rango de activación de la corrosión por CO_2 por lo tanto podría descartarse para este circuito.

B) Medición de espesores y fallas de equipos

Se midieron espesores de equipos y tuberías, y mediante el programa Meridium se calcularon las velocidades de corrosión para los activos que conforman el lazo 10-013, las cuales se muestran en la tabla 4.48.

Tabla 4.48. Velocidades de corrosión para los activos que poseen puntos de medición de espesores en el lazo 10-013.

Activos		Velocidad de corrosión (mpy)
Equipo	10-V-001 Bota	17,353
Tuberías	P-10-1042-J31D-6"-N	16,380
	P-10-1043-J35A-6"-N	20,174
	SW-10-1133-J109-4"-N	29,556

En el lazo 10-013 se tiene como mayor valor de velocidad de corrosión registrado 29,556mpy, pero si se observa el resto de los valores se puede notar que están alejados de éste, lo que quizás puede atribuirse a un error de medición, y se debe tomar el espesor nuevamente para corroborar así el valor de la velocidad de corrosión.

Aunque en el resto del lazo se tienen valores un poco desviados de lo considerado como normal (5mpy), dado los valores bajos de pH que se manejan en estos sistemas de aguas agrias, no es extraño encontrarse con estos valores de velocidad de corrosión.

Para este lazo no se ha realizado ningún reemplazo ni cambio de metalurgia, como tampoco se han reportado fallas por corrosión, por lo tanto no se logra corroborar por fallas los mecanismos asignados en el capítulo 3 propuestos por diseño.

4.3 Realización del mapa de los lazos de corrosión actuales asociados a la columna de destilación atmosférica de la unidad de crudo en función de los mecanismos de corrosión existentes

A continuación se mostrarán como quedaron finalmente compuestos los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica, y los mecanismos de daño posibles, luego de hacer un análisis detallado (para cada uno de los lazos), en la sección 4.2 de los mecanismos de daño que fueron propuestos por diseño (CRA) plasmados en el capítulo 3.

También se describen algunos cambios que surgieron en cuanto al color que definen a los lazos de corrosión, debido a que los que estaban precisados anteriormente presentaban problemas de similitud entre ellos, haciendo un poco difícil diferenciarlos.

En algunos lazos de corrosión fue necesario cambiar el nombre que lo define debido a modificaciones en las características de éstos. Y se hace la acotación en aquellos equipos que por poseer metalurgias resistentes, son inmunes a algunos o todos los mecanismos de daño que finalmente quedaron asignados a los lazos de corrosión.

4.3.1. Lazo 10-001: Intercambiadores de precalentamiento de crudo y entrada a los desaladores

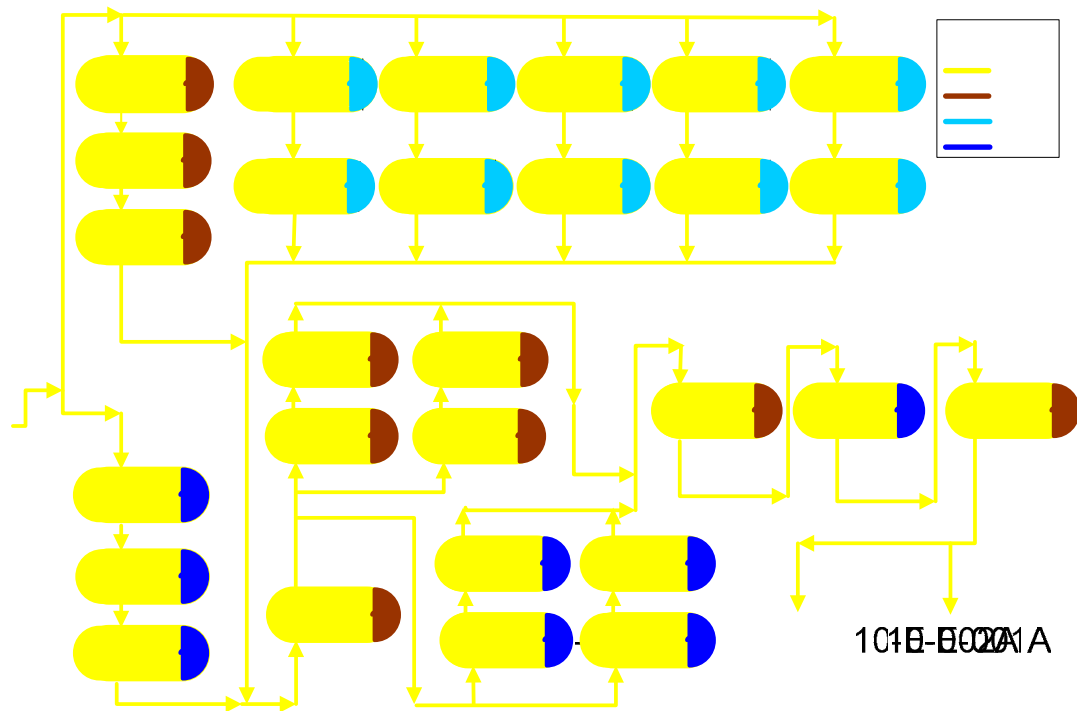


Figura 4.38. Componentes del lazo de precalentamiento 10-001 actualizado.

Como se puede ver en la figura 4.38, para el lazo 10-001 no surgió ningún cambio en el recorrido del mismo, manteniendo los componentes asociados a él, el color que tenía definido en un principio (amarillo) y el nombre de dicho lazo. Pero si tuvo cambios en cuanto a los mecanismos de daño que se le asignaron por diseño (CRA). Por lo tanto permanece el recorrido explicado detalladamente en la figura 4.1 en el objetivo 1.

4.3.1.1 Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-001

- Corrosión bajo aislamiento.
Crudo diluido desde U61

- Corrosión/erosión.

Se debe acotar que en el análisis que se realizó para este lazo en el objetivo 2 (en la sección 4.2.2.1), se descartó el mecanismo de corrosión bajo tensión por H₂S húmedo que fue asignado por diseño a este lazo 10-001 (por no existir agua libre en el tren de precalentamiento), y que el mecanismo de corrosión/erosión se presentará en el punto de inyección de demulsificante, que se inyecta al inicio del tren de precalentamiento.

4.3.2. Lazo 10-002: Desaladores y efluentes de los desaladores

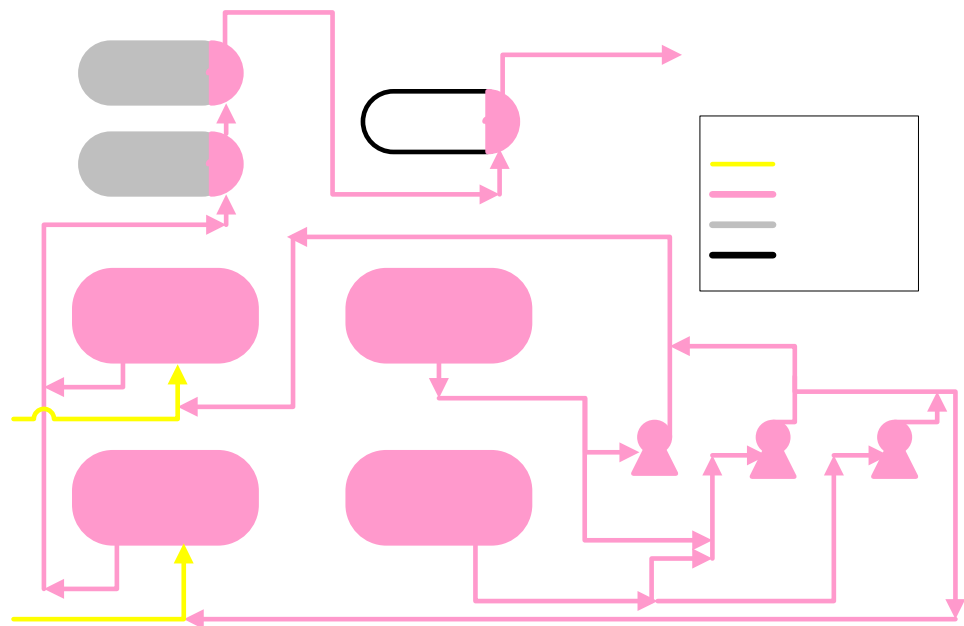


Figura 4.39. Componentes del lazo de corrosión 10-002 actualizado.

Al observar la figura 4.39 se puede notar que igualmente como sucedió en el lazo 10-001, el lazo 10-002 no experimentó ningún cambio en cuanto los componentes, el color (rosado), ni el recorrido del mismo, solo tuvo cambios en cuanto a los mecanismos de daño que fueron asignados en el

10-E-011A

10-E-011B

CRA por diseño. Se mantiene el recorrido explicado para la figura 4.2 en el objetivo 1.

4.3.2.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-002

- Corrosión bajo aislamiento.
- Corrosión bajo depósitos por sales.

El mecanismo de corrosión bajo depósitos por sales se presentará sólo en los desaladores 10-V-002A/B y 10-V-003A/B (por presentar muy baja velocidad de fluido o estancamiento en el fondo de ellos). Se descartó el mecanismo de corrosión bajo tensión por H₂S húmedo (por encontrarse muy diluido el H₂S en ese sistema, no logrando ser agresivo) para todo el lazo de corrosión.

Este lazo quedo igualmente del mismo color naranja, pero surgieron cambios en cuanto al nombre del lazo, el cual tenia anteriormente definido como nombre “Crudo desalado con T <450°F” y cambió a “Crudo desalado con T <350°F” debido al cambio del límite de activación de la corrosión por ácidos nafténicos de 450°F a 350°F (se encontró en la bibliografía este nuevo límite), cuyo valor definía el nombre del lazo de corrosión.

Lo que llevó al cambio de los intercambiadores 10-E-015B/C/H/I (tubos) de este lazo de corrosión al siguiente (10-004) debido a éste cambio de temperatura, ya que estos intercambiadores trabajan a temperaturas mayores a 350°F, por lo que se ubicaron en el lazo 10-004 que tiene como nombre ahora “Crudo desalado con T >350°F”.

4.3.3. Lazo 10-003: Crudo desalado con T <350°F

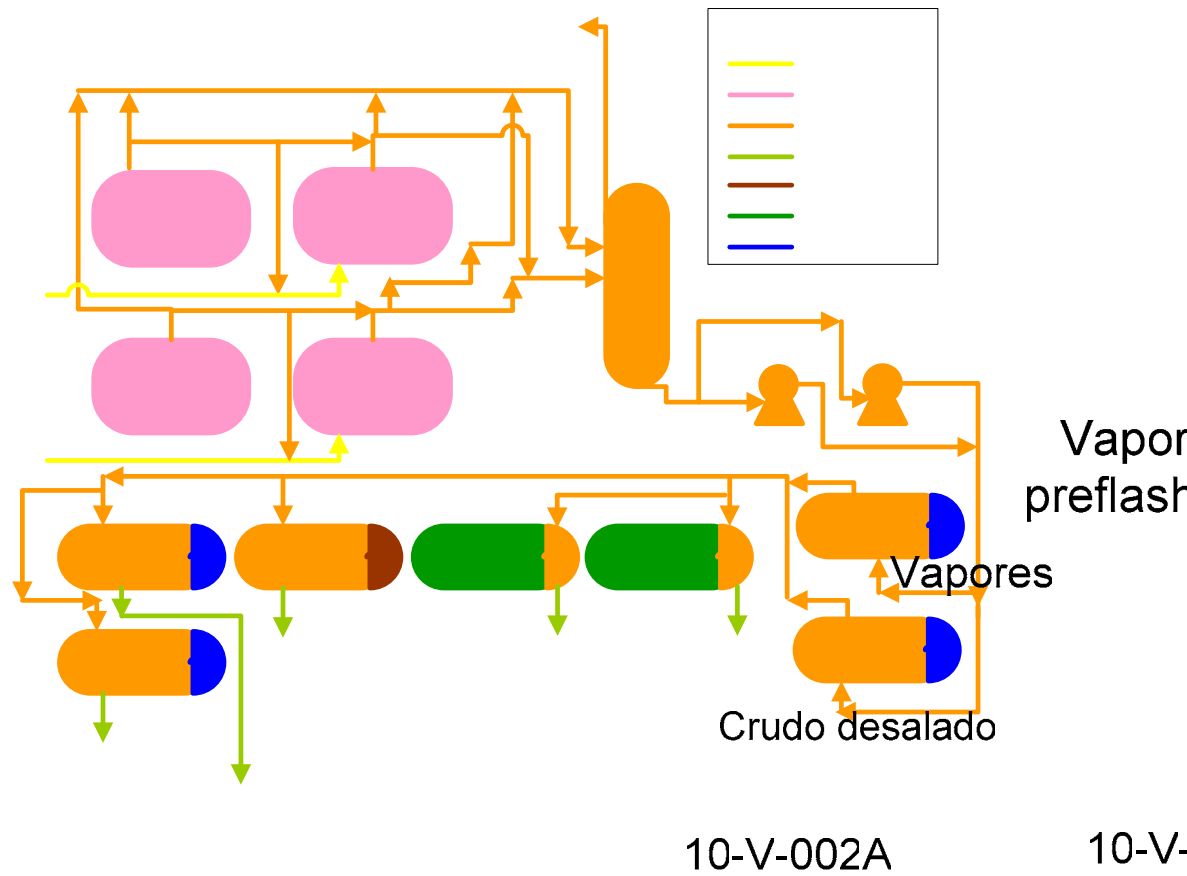


Figura 4.40. Componentes del lazo de corrosión 10-003 actualizado.
 Crudo precalentado

Aparte de la nueva ubicación de los intercambiadores mencionados anteriormente, el recorrido del lazo quedó prácticamente igual, sólo que se le agregaron las siguientes líneas que no estaban asignadas al lazo:

Crudo precalentado

10-E-017A

10-E-016A

Crudo desalado

10-V-

- Línea de crudo desalado del desalador 10-V-002A que va a la línea de entrada (crudo diluido) del desalador 10-V-002B y al crudo desalado que sale del desalador 10-V-002B.
- Línea de vapores del crudo desalado del desalador 10-V-002A que va hacia la columna 10-C-002.
- Línea de vapores del crudo desalado del desalador 10-V-002B que va hacia la columna 10-C-002.
- Línea de crudo desalado del desalador 10-V-003A que va a la línea de entrada (crudo diluido) del desalador 10-V-003B y al crudo desalado que sale del desalador 10-V-003B.
- Línea de vapores del crudo desalado del desalador 10-V-003A que va hacia la columna 10-C-002.
- Línea de vapores del crudo desalado del desalador 10-V-003B que va hacia la columna 10-C-002.
- Línea de crudo de la torre preflash que sale de los intercambiadores 10-E-014A/B (carcasa) y que va hacia el intercambiador 10-E-015G (tubos).

Dichas líneas se asignaron al lazo 10-003 debido a que tienen el mismo fluido, crudo desalado, que sale de los desaladores 10-V-002B y 10-V-003B, sólo que los primeros tienen un poco más de contenido de sal ya que han pasado únicamente por la primera etapa de los desaladores. Pero en líneas generales presentan características y condiciones de operación similares a las líneas que salen de los desaladores 10-V-002A y 10-V-003A, que si están asignadas desde el diseño en el lazo 10-003.

Y en cuanto a las líneas de vapores de crudo desalado, también fueron asignadas al lazo 10-003 debido a que salen de las líneas de crudo desalado

(pertenecientes al lazo 10-003) y entran a la columna preflash 10-C-002 que también pertenece al lazo (y están compuestos por los livianos del crudo desalado que se unen luego con la corriente de crudo desalado).

Igualmente se asignó la línea de crudo de la columna preflash que va al intercambiador 10-E-015G (tubos), porque tienen el mismo fluido que va al intercambiador 10-E-015A (tubos), y quizás no se colocó en un principio por no estar actualizados los diagramas de tuberías e instrumentación, para estos intercambiadores.

4.3.3.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-003

- Corrosión bajo aislamiento.
- Corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.

Es importante acotar que para este lazo 10-003 el mecanismo de corrosión bajo tensión por H₂S húmedo, según el análisis realizado, puede activarse sólo en la columna preflash 10-C-002, en las líneas de salida de dicha columna y en la carcasa de los intercambiadores 10-E-014A/B (por presentar fluidos en fase vapor o mezcla líquido-vapor).

4.3.4. Lazo 10-004: Crudo desalado con T >350°F

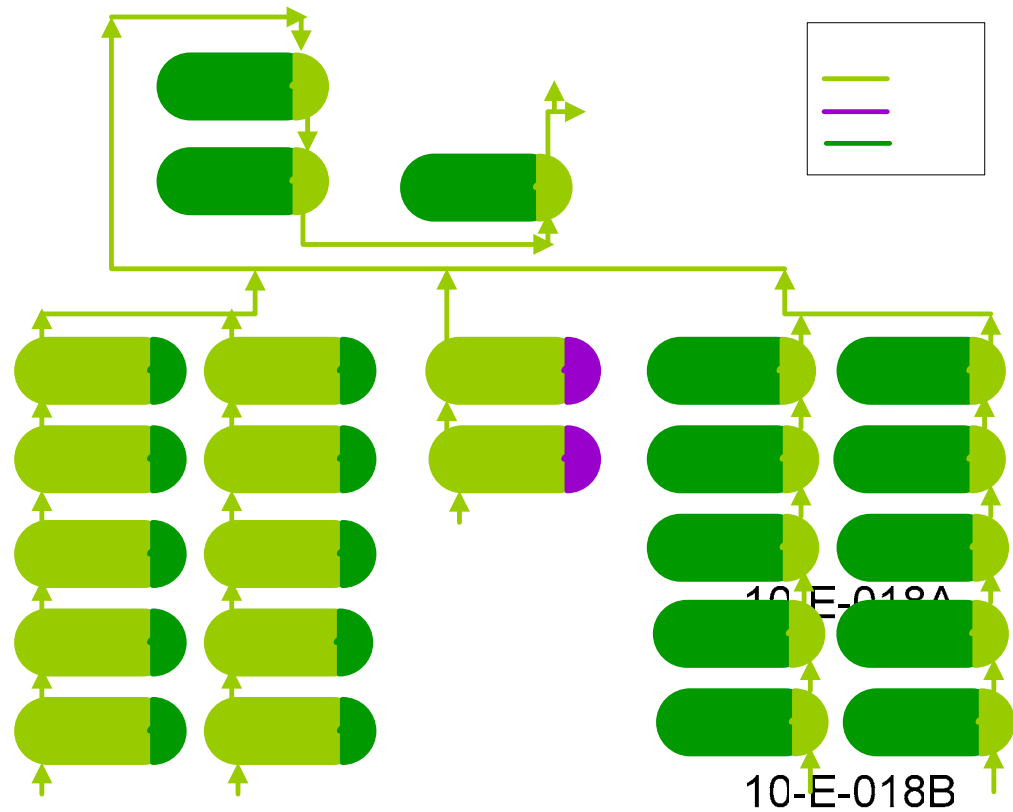


Figura 4.41. Componentes del lazo de corrosión 10-004 actualizado.

Para este lazo se cambió primeramente el nombre de “Crudo desalado con T >450°F” a “Crudo desalado con T >350°F” igualmente que en lazo anterior, por la temperatura de activación de la corrosión por ácidos nafténicos que cambió de 450°F a 350°F, agregando a este lazo los intercambiadores 10-E-015B/C/H/I (tubos) los cuales pertenecían al lazo 10-003 y fueron trasladados por este cambio de temperatura, lo que cambia un

10-E-017D

10-E-017J

C
colu
hac
(
10

co
de

poco el recorrido del lazo. En cuanto al color del lazo se mantuvo el mismo verde claro.

El recorrido del lazo sólo cambia de la explicación dada para la figura 4.4, en el inicio, ya que ahora inicia con los intercambiadores 10-E-015B (tubos) y 10-E-015H (tubos), en donde la corriente de crudo de la columna preflash continúa hacia los intercambiadores 10-E-015C/D/E/F (tubos) y 10-E-015I/J/K/L (lado tubo) respectivamente, y así sigue sucesivamente el recorrido anterior (figura 4.4).

4.3.4.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-004

- Corrosión por ácidos nafténicos.
- Sulfidación.

El mecanismo de daño de sulfidación se agregó como mecanismo nuevo a éste lazo. Los intercambiadores 10-E-015B/C/D/E/F/H/I/K (tubos) no son susceptibles a los mecanismos de éste lazo ya que poseen metalurgia resistente (acero inoxidable).

4.3.5. Lazo 10-005: Horno de carga, líneas de transferencia de crudo, fondo de la columna de crudo y corrientes asociadas, con $T > 450^{\circ}\text{F}$

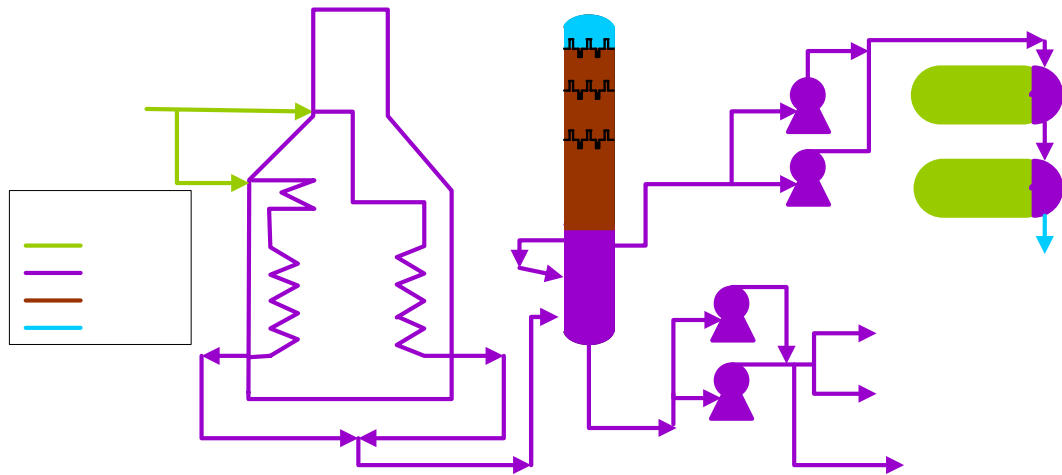


Figura 4.42. Componentes del lazo de corrosión 10-005 actualizado.

El lazo 10-005 si experimentó varios cambios, ya que se fusionó el lazo 10-005 y el 10-006 establecidos por CRA, cambiando su nombre de “Horno de carga” a “Horno de carga, líneas de transferencia de crudo, fondo de la columna de crudo y corrientes asociadas, con $T > 450^{\circ}\text{F}$ ”, resultante de la unión de los nombres de los lazos fusionados. Dichos lazos se unieron ya que tenían casi los mismos mecanismos, y manejan temperaturas y materiales similares.

En cuanto a los mecanismos, en el lazo 10-005 se consideraba corrosión por ácidos politiónicos, al igual que para el lazo 10-006, y el resto de los mecanismos como creep y corrosión por ácidos nafténicos. Se debe acotar que sólo se presentará en los tubos radiantes y convectivos

Crudo caliente

Crudo de la
torre preflash
desde
10-E-018C

Leyenda

- 10-004
- 10-005
- 10-006
- 10-007

Celda 1 Celda 2

De

respectivamente. Además, el mecanismo de corrosión/erosión se evidenciará en el punto de inyección de vapor de baja presión.

También cambió de color ya que anteriormente tenía color fucsia, y ahora tiene color morado. Teniendo entonces el recorrido correspondiente a la figura 4.5 seguido del recorrido de la figura 4.6.

Se agregaron las siguientes líneas al lazo por contener el mismo fluido perteneciente a dicho lazo, en este caso residuo atmosférico, acotando que estas líneas aparecen en la tabla 4.1 cercanas al lazo 10-006, pero debido a la unión de los lazos 10-005 y 10-006, se reflejan en este lazo (10-005):

- Línea de residuo atmosférico que va hacia las bombas 10-P-004, 10-P-006A/B, 10-P-005A/B y 10-P-007A/B.
- Línea de residuo atmosférico que va hacia las bombas 10-P-013A/B.

4.3.5.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-005

- Corrosión por ácidos nafténicos.
- Creep.
- Corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos.
- Corrosión/erosión.

Como se dijo anteriormente la corrosión por ácidos nafténicos se presentará en los tubos convectivos del horno, creep en los tubos radiantes, corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos en todo el lazo exceptuando los tubos convectivos, y finalmente corrosión/erosión en el punto de inyección de vapor de baja presión en el fondo de la columna atmosférica 10-C-001.

4.3.6. Lazo 10-006: Sección media de la columna atmosférica y corrientes asociadas, con $T < 450^{\circ}\text{F}$

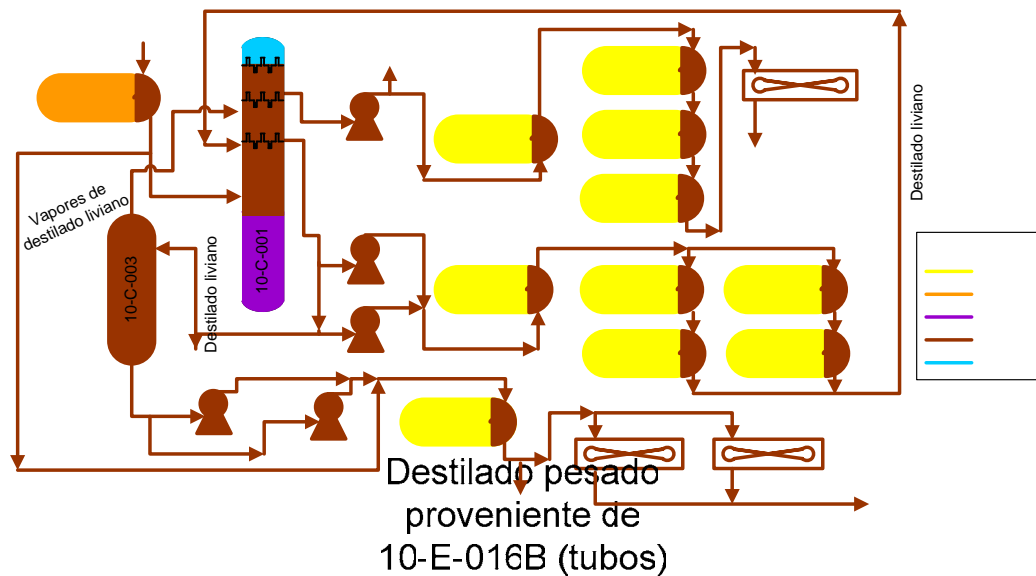


Figura 4.43. Componentes del lazo de corrosión 10-006 actualizado.

10-E-016A

E-3

Para este lazo cambió primeramente el número del lazo debido a la unión del lazo 10-005 y 10-006. Destilado pesado antiguo lazo 10-007 como lazo 10-006, con el mismo nombre, pero cambiando el color de azul claro a marrón. En cuanto al recorrido del lazo, se tomará el mismo expuesto para la figura 4.7, debido a que no surgió ningún cambio en él. Pero se agregará la línea que no estaba asignada al lazo, ya que su fluido es nafta diluyente y quizás no se contempló por descuido. La línea asignada es:

- Línea de nafta diluyente que sale de la bomba 10-P-004 y va hacia la línea de destilado pesado que entra a la bomba 10-P-006B.

10-P-005A

10-P-005B

4.3.6.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-006

- Corrosión por ácidos nafténicos.

10-P-007A

10-P-007B

10-E-

Desti
h

Nafta diluente
la línea que
a 10-P-0

- Corrosión/erosión.
- Corrosión bajo aislamiento.

Se considera corrosión por ácidos nafténicos para todo el lazo, corrosión/erosión en el punto de inyección de vapor de baja presión que ingresa a la columna 10-C-003, y corrosión bajo aislamiento para los intercambiadores 10-E-006A/B/C/D (tubos).

4.3.7. Lazo 10-007: Tope de la columna atmosférica y vapores

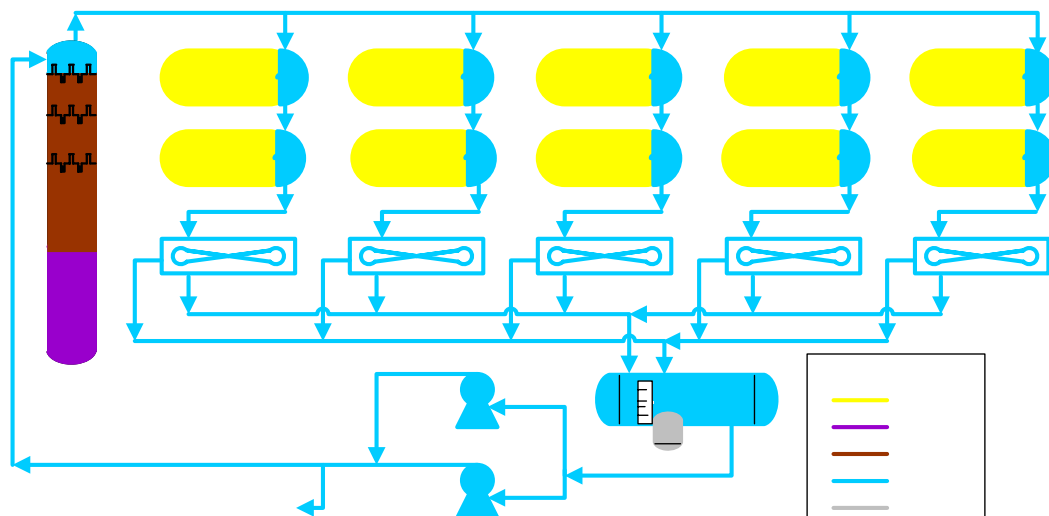


Figura 4.44. Componentes del lazo de corrosión 10-007 actualizado.

El lazo 10-007 era el anteriormente denominado como lazo 10-008, el cual también debido a la unión del lazo 10-005 y 10-006 pasó a ser el lazo 10-007. Éste cambió el color amarillo oscuro a azul claro, como se puede ver en la figura 4.44, pero no tuvo ningún cambio en cuanto al nombre que se

Vapores de tope atmosférico

10-E-002B

10-E-002D

E-3

10-E-002A

10-E-002C

dispuso por diseño en el CRA. En cuanto al recorrido, se tomará el mismo que para la figura 4.8, en donde sólo se agregó la siguiente línea:

- Líneas de balanceo de vapores de tope atmosférico (vap/liq) que salen de los aerofriadores 10-EA-002A/B/C/D/E y que van hacia el tambor acumulador 10-V-001.

4.3.7.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-007

- Corrosión por HCl.
- Corrosión por cloruro de amonio.
- Corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.
- Corrosión/erosión.
- Corrosión bajo aislamiento.

Cabe destacar que se considera corrosión/erosión en el punto de inyección de neutralizante y del inhibidor de corrosión, que se agregan en el tope de la columna atmosférica 10-C-001.

4.3.8. Lazo 10-011: Agua agria

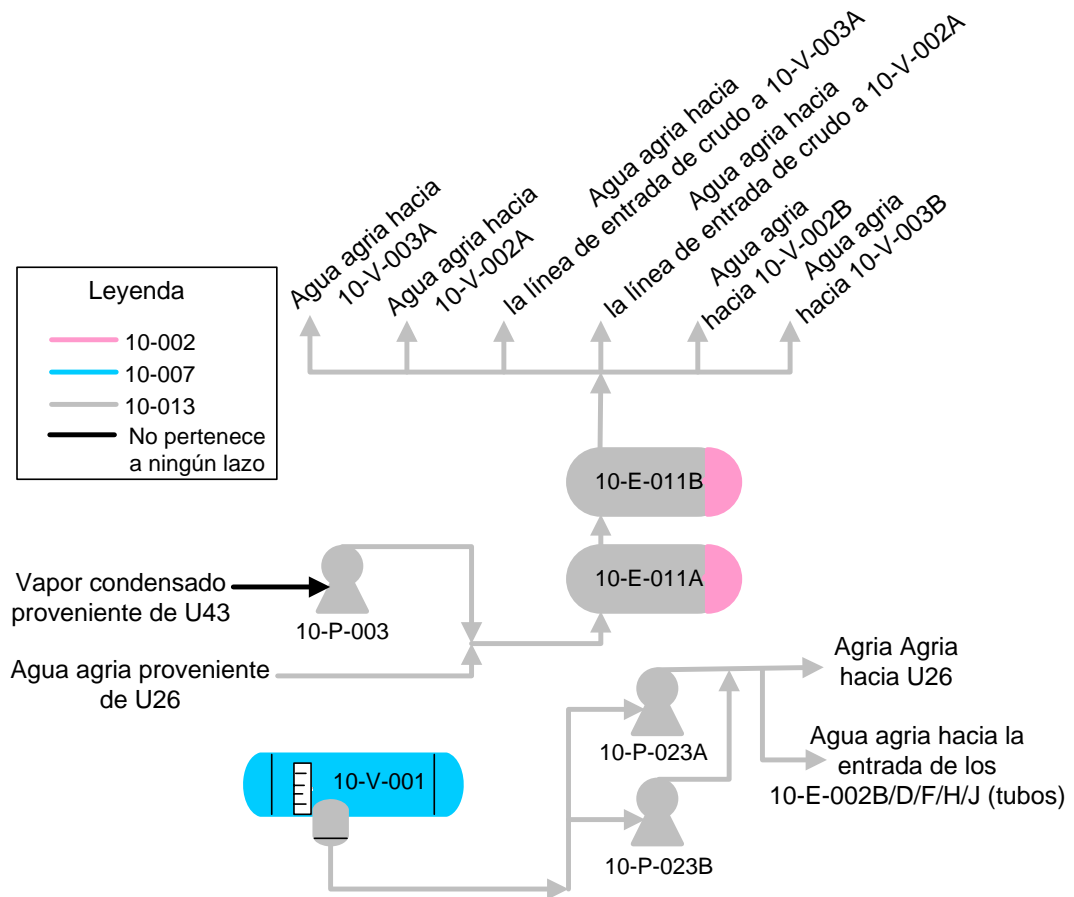


Figura 4.45. Componentes del lazo de corrosión 10-011 actualizado.

Primeramente el lazo de agua agria anteriormente lazo 10-013, debido a la unión de los lazos 10-005 y 10-006, y a la realización de otro estudio en paralelo a este trabajo (por parte de los ingenieros de corrosión), donde se actualizaron los lazos de corrosión asociados a la columna de vacío, para el cual se unieron los lazos 10-009 y 10-010. Por lo tanto dicho lazo de agua agria quedo como lazo 10-011. Cambiando de un color beige a un color gris.

Y para el recorrido del lazo quedará el mismo correspondiente a la figura 4.9, solo agregando las siguientes líneas:

- Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 hacia el 10-V-002A.
- Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 que se incorpora a la línea de crudo que entra al 10-V-002A.
- Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 hacia el 10-V-003A.
- Línea de agua agria proveniente del 10-E-011 que se incorpora a la línea de crudo que entra al 10-V-003A.
- Línea de agua agria proveniente de la unidad 26 que se incorpora a la línea de entrada de los 10-E-011A/B (carcasa).

4.3.8.1. Mecanismos de daño susceptibles en el lazo 10-011

- Corrosión por CO₂.
- Corrosión bajo aislamiento.

Resaltando que la corrosión por CO₂ sólo se presentará en el sistema de agua agria proveniente de la bota del tambor acumulador 10-V-001.

4.4 Proponer actividades o planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica en función de las condiciones actuales de la planta

Debido a la cantidad de fallas y cambios de metalurgia que se han realizado, y análisis basados en riesgo realizados paralelamente a este estudio en el programa Meridium por parte de los ingenieros de corrosión (dicho programa se encargó de definir los lazos más críticos con ayuda de la actualización de los lazos de corrosión) se tiene que los lazos más críticos son 10-003, 10-004, 10-005, 10-006, 10-007 y 10-011, de los lazos asociados

a la columna de destilación atmosférica. Estos análisis contemplan las pérdidas de producción, emisiones tóxicas al ambiente y la inflamabilidad, para definir el nivel de riesgo de los lazos. Por lo tanto los planes de mitigación estarán enfocados en estos lazos, principalmente en el 10-007, el cual es el más crítico de todos estos mencionados.

4.4.1 Monitoreo de variables claves de proceso

Tabla 4.49. Variables claves de proceso para la activación de los mecanismos de daño de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica.

Lazo de corrosión	Indicador	Variable	Valor mínimo	Valor máximo	Frecuencia de medición (horas)	Mecanismo de daño
10-003	10_TI_152.PV	Temperatura (°F)	271	340	24	Corrosión por H ₂ S húmedo
10-004	10_TI_194.PV	Temperatura (°F)	457	520	24	Sulfidación
10-005	10_TI_621.PV	Temperatura (°F)	250	350	24	Corrosión por ácidos nafténicos
	10_TI_622.PV	Temperatura (°F)	250	350	3	Creep
	10_TI_618.PV	Temperatura (°F)	250	350	3	Creep
	10_TI_615.PV	Temperatura (°F)	250	350	3	Creep
	10_TI_673.PV	Temperatura (°F)	267	850	3	Creep
	10_TI_675.PV	Temperatura (°F)	267	850	3	Creep

Tabla 4.49. Variables claves de proceso para la activación de los mecanismos de daño de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica (continuación).

Lazo de corrosión	Indicador	Variable	Valor mínimo	Valor máximo	Frecuencia de medición (horas)	Mecanismo de daño
10-005	10_TI_683.PV	Temperatura (°F)	267	850	3	Creep
	10_TI_684.PV	Temperatura (°F)	267	850	3	Creep
10-006	10_TI_284.PV	Temperatura (°F)	259	350	24	Corrosión por ácidos nafténicos
	10_TI_262.PV	Temperatura (°F)	250	350	24	Corrosión por ácidos nafténicos
10-007	10_TIC_231.PV	Temperatura (°F)	220	350	24	Corrosión por cloruro de amonio, HCl, Corrosión por H ₂ S húmedo
	10-SC-011	Sal (PTB)	0	5	48	Corrosión por cloruro de amonio, HCl, Corrosión por H ₂ S húmedo
	10-SC-012	Sal (PTB)	0	5	48	Corrosión por cloruro de amonio, HCl, Corrosión por H ₂ S húmedo
	10-SC-017	pH	5	6,5	24	Corrosión por cloruro de amonio y HCl
10-011	10-SC-017	pH	4	6	24	Corrosión por CO ₂
	26-SC-004	pH	4	6	24	Corrosión por CO ₂

Utilizando la tabla 4.2 en donde se muestran los parámetros claves para cada uno de los mecanismos susceptibles en los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica, se lograron definir

indicadores para los lazos más críticos, que puedan generar una alarma al momento de sobrepasar los límites de activación de dichos mecanismos. En esta tabla se puede ver que se tiene tanto un valor máximo como un mínimo, ya que la programación de las alarmas (KPPL), el cual es el sistema utilizado para el control de las variables de operación, requieren que sean definidos estos dos valores.

En el primer indicador 10_TI_152.PV, correspondiente al sistema de crudo de la torre preflash, en donde el mecanismo de daño susceptible más crítico del lazo es corrosión bajo tensión por H₂S húmedo y su factor crítico es la presencia de agua, se tiene como límite mínimo 271°F que es la temperatura de rocío correspondiente a la presión a la cual opera el sistema donde se encuentra ubicado dicho indicador (anexo A.3) según el anexo F.1. Y como límite máximo para este indicador se colocó la temperatura de diseño del mismo sistema, ya que no se debe sobrepasar el valor de temperatura propuesto por diseño.

El siguiente indicador 10_TI_194.PV permite controlar la sulfidación en el lazo 10-004, para lo cual se definió como límite máximo, el límite de activación propuesto en la tabla 4.2 para aceros al carbono (material menos resistente que posee el lazo). Como límite mínimo se colocó la temperatura de rocío del sistema, a la presión de 452,7psia, siendo 457°F (anexo F.1), y aunque este valor no defina la sulfidación, se colocó para ser conservadores.

Para los tubos convectivos del horno, que logran monitorearse con los indicadores 10_TI_015/018/021/022.PV, se tiene corrosión por ácidos nafténicos, para lo cual se colocó como límite máximo el de activación propuesto en la tabla 4.2. Pero en el caso del límite mínimo, no fue posible colocar la temperatura de rocío, ya que estos tubos operan a una presión de

168,7psia, correspondiente esto a la temperatura de rocío según el anexo F.1 de 368°F, valor aún mayor que el límite máximo para este indicador. Por lo tanto se colocó 250°F, por recomendación del personal de operaciones, que aunque dicho valor no corresponde directamente a ningún mecanismo de corrosión, debe colocarse un límite mínimo, y a esta temperatura es posible tener severos problemas en la operación del horno, por alejarse mucho de la temperatura de operación.

Se puede ver en la tabla 4.49 que en los tubos convectivos se escogieron cuatro indicadores de los doce que poseen (tanto en la celda 1 y celda 2), en donde dicha selección se basó en los indicadores que hayan reportado mayores temperaturas. Tomando la premisa de que en cualquier momento alguno de los instrumentos puede fallar, de allí el hecho de no escoger menos de cuatro indicadores. Lo mismo se hizo para los tubos radiantes escogiendo cuatro indicadores.

En los tubos radiantes, donde se tienen los indicadores 10_TI_673/675/683/684.PV, considerando en este caso el mecanismo de daño por creep, el cual tiene como límite de activación según la tabla 4.2 de 850°F (para 317L, material que poseen estos tubos), definiendo dicho valor como límite máximo. Y como límite mínimo 267°F que corresponde a la temperatura de rocío del agua a la presión que operan estos tubos (39,7psia) según el anexo F.1. En donde la existencia de agua no indica la activación de creep, se colocó dicho valor para ser conservadores y reportar una alarma cuando se tenga agua.

Para el lazo 10-006 hay dos indicadores, y el mecanismo de corrosión es por ácidos nafténicos, siendo el límite máximo para los dos de 350°F como se definió en la tabla 4.2. En cuanto al límite mínimo, el primero

(10_TI_284.PV) tiene un valor de 259°F correspondiente a la temperatura de rocío, a la presión que opera el sistema (34,7psia), según el anexo F.1. Pero para el segundo indicador (10_TI_262.PV) la temperatura de rocío es de 316°F de acuerdo a la presión de 84,7psia (según el anexo F.1), siendo mayor aún al límite máximo, por lo tanto igual que en el caso del lazo 10-005 para los tubos convectivos, se colocó 250°F para evitar problemas operacionales.

El indicador de temperatura correspondiente al lazo 10-007, tiene como límite mínimo el valor límite de activación para la corrosión por HCl definido en la tabla 4.2. Y como límite máximo se colocó la temperatura de diseño de este sistema de tope que es 300°F, para que así se reporte una alarma el momento de superar dicha temperatura.

En el caso de los indicadores correspondientes al análisis de toma muestras, se colocó como valor mínimo cero, ya que sólo es de importancia el valor máximo, el cual depende del mecanismo que se esté controlando, para lo cual se colocaron los valores límites reportados en la tabla 4.2. Se debe acotar también que en el caso del pH, se debe tomar la premisa que el mecanismo se activará cuando esté dentro de los límites, y no fuera de ellos (como para el resto de los indicadores), siendo necesario hacer la programación necesaria para este tipo de indicador.

En cuanto a la frecuencia de medición, que muestra el tiempo en que el programa arrojará la alarma, se tomó para la mayoría de los mecanismos 24 horas para que diariamente se tenga un reporte de cuantas veces sobrepaso los límites definidos. En el mecanismo creep se colocó 3 horas, ya que si ese lazo llegase a pasar al límite de activación, sería muy crítico por ser un mecanismo acumulativo a medida que transcurre el tiempo por encima de

dicho límite. Y en el caso de los toma muestras se sostuvo la frecuencia en que normalmente se realiza cada análisis en particular.

Con el monitoreo de estos indicadores se pretende tener una idea de la activación de los mecanismos de daño de los lazos de corrosión críticos. Una vez que se active alguna de las alarmas, se debe revisar el resto del lazo para el cual se activó la misma, y así lograr tener un estado más real de dicho lazo y de los equipos que involucra. Dependiendo del mecanismo de corrosión, se debe hacer la inspección o ensayos correspondientes, para así corroborar o descartar la activación de algún mecanismo de daño.

4.4.2 Solicitud de análisis de laboratorio

Tabla 4.50. Análisis de laboratorio necesarios para el monitoreo de los mecanismos susceptibles en los lazos críticos.

Indicador	Variable	Valor mínimo	Valor máximo	Frecuencia de medición (horas)	Lazo de corrosión	Mecanismo de daño
10-SC-011	H2S (ppm)	0	50	168	10-003	Corrosión por H2S húmedo
	Agua (ppm)	0	20	168	10-003	Corrosión por H2S húmedo

Tabla 4.50. Análisis de laboratorio necesarios para el monitoreo de los mecanismos susceptibles en los lazos críticos (continuación).

Indicador	Variable	Valor mínimo	Valor máximo	Frecuencia de medición (horas)	Lazo de corrosión	Mecanismo de daño
10-SC-011	pH	4	7	168	10-003	Corrosión por H ₂ S húmedo
	Azufre (%p/p)	0	2	48	10-004/005	Corrosión por ácidos nafténicos, Sulfidación
	TAN (mgKOH/g)	0	2,44	48	10-004/005	Corrosión por ácidos nafténicos, Sulfidación
10-SC-012	H ₂ S (ppm)	0	50	168	10-003	Corrosión por H ₂ S húmedo
	Agua (ppm)	0	20	168	10-003	Corrosión por H ₂ S húmedo
	pH	4	7	168	10-003	Corrosión por H ₂ S húmedo
	Azufre (%p/p)	0	2	48	10-004/005	Corrosión por ácidos nafténicos, Sulfidación
	TAN (mgKOH/g)	0	2,44	48	10-004/005	Corrosión por ácidos nafténicos, Sulfidación
10-SC-014	Azufre (%p/p)	0	2	24	10-006	Corrosión por ácidos nafténicos
	TAN (mgKOH/g)	0	2,44	24	10-006	Corrosión por ácidos nafténicos
10-SC-022	Azufre (%p/p)	0	2	24	10-006	Corrosión por ácidos nafténicos
	TAN (mgKOH/g)	0	2,44	24	10-006	Corrosión por ácidos nafténicos
10-SC-002	Azufre (%p/p)	0	2	24	10-006	Corrosión por ácidos nafténicos
	TAN (mgKOH/g)	0	2,44	24	10-006	Corrosión por ácidos nafténicos

Tabla 4.50. Análisis de laboratorio necesarios para el monitoreo de los mecanismos susceptibles en los lazos críticos (continuación).

Indicador	Variable	Valor mínimo	Valor máximo	Frecuencia de medición (horas)	Lazo de corrosión	Mecanismo de daño
10-SC-017	H ₂ S (ppm)	0	50	168	10-007	Corrosión por cloruro de amonio y HCl
10-SC-016	Agua (ppm)	0	20	168	10-007	Corrosión por HCl, Corrosión por H ₂ S húmedo

Al realizar la tabla 4.49, y al analizar las variables en el objetivos dos, fué posible identificar los análisis de laboratorio necesarios para definir la activación de los mecanismos de daño de los lazos críticos. Para muchos casos del objetivo dos no fue posible la determinación total de algún mecanismo como tal, por lo tanto con los análisis reportados en la tabla 4.50 se logrará tener un estado mucho más real de los mecanismos presentes en los lazos de corrosión. También estos análisis se podrán incluir en el monitoreo de las variables claves de proceso (KPPL) y así poder tener una visión más clara de los mecanismos que posiblemente se puedan activar para los lazos críticos, al ser definida una alarma para ellos también.

La frecuencia definida para esta tabla se tomó de la frecuencia con que se hacen el resto de los análisis para cada toma muestra, para así utilizar la misma muestra tomada y hacerle el análisis correspondiente.

4.1.3. Elaboración de una curva para la apertura de la válvula de mezcla de los desaladores

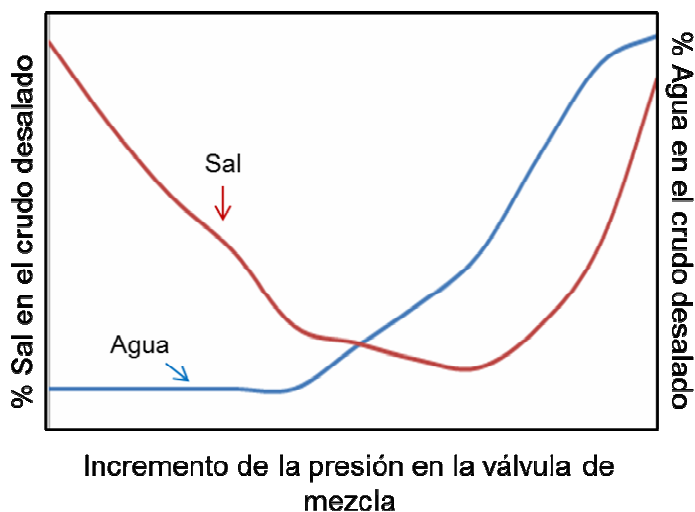


Figura 4.46. Ejemplo de curvas para la apertura de la válvula de mezcla de los desaladores.

Los desaladores están diseñados para que después del paso por sus dos etapas salga un crudo con 2PTB de sal, teniendo en cuenta que también se dispuso por diseño que retiraría sales de un crudo con 96 PTB de sal aproximadamente. Pero operacionalmente nunca se ha alcanzado cierta cantidad, sino valores alrededor de 60PTB. Como tampoco se logra retirar hasta 2PTB (figura 4.34), sino valores mayores a 5PTB a la salida de los desaladores.

Por lo tanto se debe realizar la curva experimentalmente, manipulando la apertura de la válvula (incrementando la presión), y verificando la cantidad de sal y de agua en el crudo desalado, hasta alcanzar la apertura óptima de la válvula, que logre retirar la mayor cantidad de sal y agua del crudo diluido que entra a los desaladores. La realización de ésta curva servirá para mitigar la corrosión en el lazo 10-007, el cual tiene mecanismos que se activan por la

cantidad de agua y sales que son arrastradas hacia el tope de la columna atmosférica y el sistema de intercambiadores y aeroenfriadores.

4.1.4. Implementación de un sistema de inyección de agua de lavado antes del tren de precalentamiento

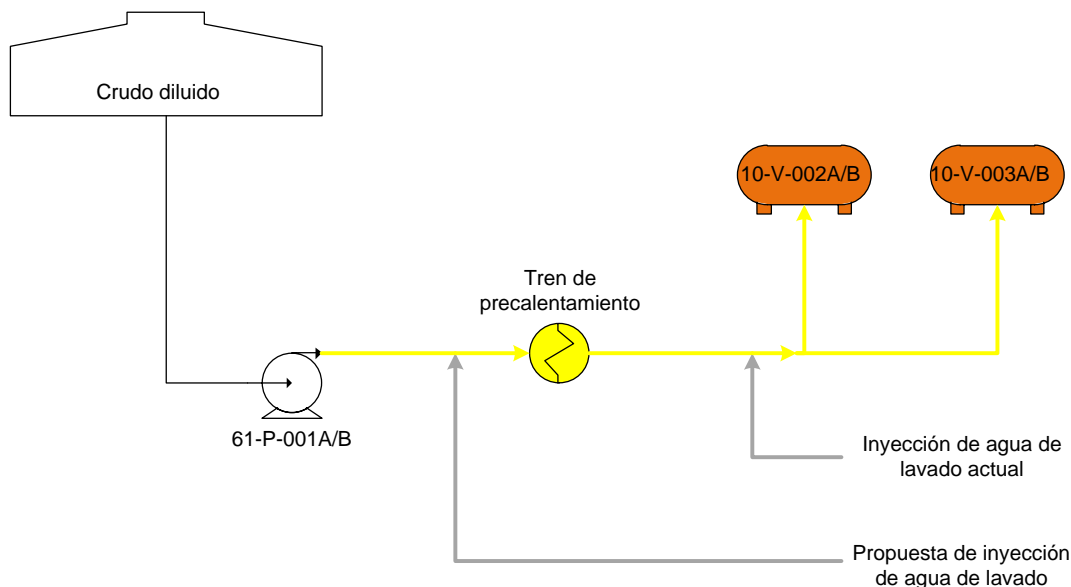


Figura 4.47. Propuesta de inyección de agua de lavado.

Actualmente se inyecta el agua de lavado justo antes de que entre el crudo en los desaladores, pero a esta altura no tiene tiempo suficiente para disolver los cristales de sal en el agua, lo cual es muy importante porque facilita el trabajo de las parrillas eléctricas responsables de la separación del agua (con sal) del crudo. Por lo tanto con un sistema de inyección situado justo antes del tren de precalentamiento tendrá el agua el tiempo de residencia necesario para disolver las sales en ella, en todo el recorrido de los intercambiadores 10-E-001A/B/C, 10-E-002A/B/C/D/E/F/G/H/I/J, 10-E-004A/B/C, 10-E-005, 10-E-006A/B/C/D, 10-E-007A/B/C/D, 10-E-008, 10-E-009 y 10-E-010, todos por el lado carcasa.

Es importante acotar que la inyección de agua de lavado no debe hacerse antes de la bomba 61-P-001A/B ubicada a la salida de los tanques de almacenamiento de crudo diluido, ya que al pasar por la bomba se lograría una emulsión crudo/agua demasiado estable, que sería muy difícil de separar una vez dentro de los desaladores. La implementación de este sistema, permitirá mitigar los mecanismos de daño del lazo 10-007 (tope de la columna atmosférica), específicamente corrosión por HCl y cloruro de amonio, en donde una vez que sea retirada más cantidad de sales, éstos tendrán menor probabilidad de activación.

4.1.5. Cambio de metalurgia

Tabla 4.51. Propuestas de cambios de metalurgia en los lazos críticos.

Equipo	Componente	Lazo de corrosión	Metalurgia recomendada		Mecanismo de daño a mitigar
			Material	Grado	
10-E-016A	Carcasa	10-003	Rev. SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos
10-E-017 A/B/C/D/E/F/G/H/I/J/K/L	Carcasa	10-003	Rev. SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos
10-E-015J/L	Tubos	10-004	SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos/ Sulfidación
10-E-016B/C	Carcasa	10-004	Rev. SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos/ Sulfidación
10-E-018C	Tubos	10-004	SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos/ Sulfidación
10-C-003	Fondo/Medio/Tope	10-006	Rev. SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos/ Sulfidación
10-E-005	Tubos	10-006	SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos
10-E-001A/B/C	Tubos	10-006	SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos

Tabla 4.51. Propuestas de cambios de metalurgia en los lazos críticos (continuación).

Equipo	Componente	Lazo de corrosión	Metalurgia recomendada		Mecanismo de daño a mitigar
			Material	Grado	
10-EA-004	Tubos	10-006	SA-249	317L	Corrosión por ácidos nafténicos
10-E-002A/C/E/G/I	Tubos	10-007	SA-789	32750	Corrosión por cloruro de amonio/ Corrosión por HCl
10-EA-002A/B/D/E	Tubos	10-007	SA-789	32750	Corrosión por cloruro de amonio/ Corrosión por HCl
10-V-001	Carcasa	10-007	SA-789	32750	Corrosión por cloruro de amonio/ Corrosión por HCl

En la tabla 4.51 se muestran las propuestas de cambios de metalurgia para los lazos críticos, con ayuda de la tabla 4.2 donde se ven las metalurgias susceptibles a cada mecanismo de daño, y por recomendaciones expuestas en las normas API 571 y NACE. Aunque los cambios de metalurgia son una solución bastante costosa, pero es la más idónea al momento de querer controlar los mecanismos de corrosión que puedan presentarse.

Es importante acotar que para muchos de los equipos cercanos a los que se muestran en la tabla ya se han realizado los cambios de metalurgia, como por ejemplo los intercambiadores 10-E-002B/D/F/H/J (tubos) fueron cambiados a dúplex, y se ha logrado evidenciar más resistencia a los mecanismos de corrosión susceptibles al lazo al cual pertenecen (lazo 10-

007). Por lo tanto se propone cambiar el resto de intercambiadores paralelos a estos, los 10-E-002A/C/E/G/I (tubos), y así poder estar seguros de que no fallarán estos últimos por corrosión.

4.5 Conclusiones

1. Existen nueve lazos de corrosión por diseño, asociados a la columna de destilación atmosférica.
2. Los parámetros claves para el control de los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica son la temperatura, pH, TAN, cantidad de azufre, H₂S, agua y sal.
3. En el lazo 10-004 se encontró como nuevo mecanismo de daño, el de sulfidación.
4. En el lazo 10-007 el nuevo mecanismo de daño encontrado es el de corrosión por corrosión bajo aislamiento.
5. Según lo estudiado en los lazos 10-001, 10-002 y 10-013, no es posible la activación de corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.
6. Al lazo 10-003 se le modificó el nombre a “Crudo desalado a T<350°F”, y al lazo 10-004 a “Crudo desalado a T>350°F”.
7. La columna de destilación atmosférica está conformada por ocho lazos de corrosión, debido a la fusión de los lazos 10-005 y 10-006.

8. Los intercambiadores 10-E-015B/C/H/I (tubos) pertenecientes al lazo 10-003, cambiaron su ubicación al lazo 10-004.
9. Para mitigar los mecanismos de corrosión de los lazos 10-003, 10-004, 10-005, 10-006, 10-007 y 10-011, se precisó monitorear dieciocho variables claves de proceso (KPPL).

4.6 Recomendaciones

- Continuar la actualización de los lazos de corrosión en el resto de la unidad de crudo, y hacerlo de la misma forma para las otras unidades del mejorador.
- Definir los parámetros críticos para los mecanismos de corrosión que se presentan en el resto de la unidad de crudo y en las demás unidades del mejorador.
- Incluir variables claves de proceso (KPPL) cuando se encuentren condiciones para un mecanismo de daño latente.
-
- Actualizar la data cargada para el análisis basado en riesgo (RBI) con datos reales de proceso, cada cuatro años.
- Cargar la información tal cual como se hizo para los grupos de tuberías (piping group) en el programa Meridium, a todas las líneas pertenecientes a los lazos de corrosión y así tener una mejor visión de las velocidades de corrosión de ellas.

- Realizar medición de espesores en los puntos de medición de aquellos equipos o líneas que tengan más de 3 años sin medir espesores, por ser de difícil acceso.

BIBLIOGRAFIA

Alfonzo (2004). **“Inducción en los procesos del mejorador de Petrolera Ameriven”**. Volumen I. Caracas.

API Recommended Practice 571 (2003). **“Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”**. Primera edición, Washington.

Caballero, Ramón (1998). **“Apuntes de análisis de falla”**. Universidad Central de Venezuela.

Calderón (2007). **“Análisis de los mecanismos de corrosión de los diferentes materiales de las líneas de transmisión Guri – Tigre – San Gerónimo a 400 kV”**. Trabajo de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Venezuela.

Callister, William (2007). **“Introducción a la Ciencia e Ingeniería de los materiales 2”**. Editorial REVERTÉ, España.

Campos (2009). **“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”**. Trabajo de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Venezuela.

Cengel, Yunus (2002). **“Termodinámica”**. Editorial McGraw-Hill, México.

Conde, Quintana (2006). **“Corrosion Risk Assessment”**. Segunda revisión, Venezuela.

Gómez, Felix (2004). **“Manual básico de corrosión para ingenieros”**. Editorial Servicio de publicaciones. Universidad de Mursia, España.

González (2006). **“Evaluación de los mecanismos de corrosión asociados a las variables operacionales de las unidades de destilación atmosférica (DA-2) y separación de nafta #52 de la Refinería Puerto La Cruz”**. Trabajo de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Venezuela.

Istrati, George (1961). **“Manual de los aceros inoxidables”**. Editorial Alsina, Argentina.

NACE International (1999). **“Corrosion Control in the Refining Industry”**. USA.

PDVSA PetroPiar (1996), **“Manual de Inspección de Equipos Estáticos”**. Primera edición, Venezuela.

Rojas (2005). **“Evaluación de los mecanismos de corrosión asociados con la incidencia de las variables operacionales en la unidad hidrotratadora de diesel (DHT) de la Refinería Puerto La Cruz”**. Trabajo de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Venezuela.

Shackelford (1998). **“Introducción a la Ciencia de Materiales para Ingenieros”**. Cuarta edición. Editorial Prentice Hall, Madrid.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ACTUALIZACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN ASOCIADOS A LA COLUMNA DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA DE LA UNIDAD DE CRUDO DE LA PLANTA MEJORADORA DE CRUDO EXTRAPESADO DE PDVSA – PETROPIAR
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
RODRÍGUEZ G.,GABRIELA J.	CVLAC: 18.847.697 E MAIL: rodriguezgabrielag@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Lazos de Corrosión

Destilación Atmosférica

Planta Mejoradora

Crudo ExtraPesado

Petropiar

Actualización

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se actualizaron los lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica, que pertenece a la unidad de crudo del mejorador PDVSA-PetroPiar, con el fin de verificar los componentes y mecanismos de corrosión existentes en cada uno de éstos. Para ello se identificaron los lazos de corrosión que fueron propuestos por diseño, a través del trazado en los planos de tuberías e instrumentación, donde se identificaron nueve lazos de corrosión asociados a la columna de destilación atmosférica. Se logró ubicar los equipos y líneas que pertenecen a cada lazo, así como también los que no estaban asociados a ninguno de ellos, contemplando los mecanismos de corrosión correspondiente a dichos lazos de corrosión. Para verificar los componentes y mecanismos de corrosión existentes, se definieron los parámetros claves de control que activan los mecanismos de corrosión presentes en los lazos asociados a la columna atmosférica, haciendo uso de las normas API 571, NACE y de recomendaciones por parte de los expertos en corrosión. Resultando como parámetros posibles a controlar directamente en la planta, la temperatura, pH, TAN, cantidad de azufre, H₂S, agua y sal. Con la ayuda de éstos, se analizaron en cada uno de los lazos de corrosión, mediante los historiales de condiciones operacionales obtenidos en Aspen Process Explorer y el portal UIS de laboratorio, la posible activación de los mecanismos de corrosión, empleando las velocidades de corrosión reportadas en equipos y líneas, así como también los historiales de fallas de los equipos. Se determinó que en el lazo 10-004 es posible la activación del mecanismo de sulfidación, y en el lazo 10-007 es posible la activación de la corrosión bajo aislamiento. También se pudo determinar que en los lazos 10-001, 10-002 y 10-013 no es posible la activación del mecanismo de corrosión bajo tensión por H₂S húmedo. Posteriormente se presentan los lazos de corrosión actualizados, con los mecanismos definitivos para cada uno de ellos, y la asignación de aquellos activos que no estaban asociados a éstos. Se pueden observar los cambios en cuanto a los componentes que pertenecen a dichos lazos, el nombre y el color que los definen, y los mecanismos de corrosión existentes. Uno de los cambios más importantes fue la fusión de los lazos 10-005 y 10-006, quedando ocho lazos asociados a la columna de destilación atmosférica. Finalmente se propusieron planes de mitigación para la disminución de la probabilidad de corrosión/deterioro en los activos de alto riesgo. Una de las propuestas comprende el monitoreo de las variables críticas que sugieren la activación de los mecanismos de corrosión susceptibles.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Fidelina Moncada	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Nancy Cordero	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Hernán Raven	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Frank Parra	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	12	09
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Lazo.corrosion.Destilacion.Petropiar.doc	Application/ msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

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 41 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”

GABRIELA JOSÉ RODRÍGUEZ GÓMEZ

AUTOR

Ing. Quím. Fidelina Moncada M. Sc

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Quím. Nancy Cordero

ASESOR INDUSTRIAL

Ing. Quím. Hernán Raven M. Sc.

JURADO

Ing. Quím. Frank Parra M. Sc.

JURADO

Ing. Yraima Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS