



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

ANÁLISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA A LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G.

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO**

**P R E S E N T A:
DURÁN TORRES ANYELO YONATAN.**

**DIRECTOR DE TESIS:
M. EN I. DAVID FRANCO MARTÍNEZ**

MÉXICO 2015



Ciudad Nezahualcóyotl, Estado México



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Antes que todo, Gracias a Dios por darme la vida y por permitirme llegar a este momento tan importante como persona; gracias Señor por todas las bendiciones recibidas y porque en ningún momento me has dejado solo a lo largo de mi vida. Gracias por mi familia.

Quiero agradecer a mi mamá, porque sin ella no hubiera sido posible llegar hasta aquí, gracias mamá porque todo lo que soy y eh logrado ha sido por ti, por la confianza que siempre me tuviste, por tus consejos que me ayudan día a día a ser mejor persona, por todo el inmenso apoyo que siempre me has dado, gracias por ser quien eres y por todo lo que has hecho por mí. Eres la persona más grandiosa y especial del mundo. Te amo mamá.

Agradezco a mi papá por todo el apoyo que me brindaste, para afrontar las adversidades presentes en cierta etapa de mi vida, nunca lo olvidare, gracias papa por todos tus consejos, siempre los tendré presentes, gracias por exigirme siempre dar el extra para mejorar. Siempre serás muy especial para mi papá.

Gracias a mi hermano por todos esos consejos y apoyo incondicional que siempre me brindaste, gracias por ser mi gran amigo y orgullo.

Gracias a mi hermana por todo su apoyo, gracias por ser como otra mamá para mí, una amiga, recuerda que eres muy especial para mí

Agradezco a mi esposa, por todo su apoyo incondicional, gracias por adaptarte a todas las circunstancias que han rodeado nuestro matrimonio, por confiar en mí, y por ayudarme a costa de sacrificios poco a poco a construir lo que será nuestro futuro. Gracias por tus palabras de aliento, por confortarme y tranquilizarme cuando lo necesito.

Agradezco también a mi hija por soportar todo el tiempo que no pude estar contigo por estar estudiando o creando este documento. Algún día comprenderás que todo esto es por ti, para que estés bien y no te falte nada. Gracias hija por ser mi más hermoso motivo para esforzarme día a día y no dejarme vencer por todas las adversidades. Gracias por tus besos y abrazos, son una gran recompensa.

Por último, quiero agradecer a mi asesor y a los profesores que me brindaron su tiempo y apoyo para poder culminar de manera satisfactoria este documento.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	i
OBJETIVO.....	ii
JUSTIFICACIÓN.....	iii

CAPITULO I: DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA HDI U-501.

1.1. Reseña de la refinería.....	1
1.2. Capacidad de la planta U-501.....	2
1.3. Descripción del proceso.....	2
1.3.1. Sección de alimentación y de reacción.....	4
1.3.2. Sección del compresor: separación / reciclaje.....	5
1.3.3. Sección de separación.....	6
1.3.4. Sección de fraccionamiento.....	8
1.3.5. Sección regeneración de amina.....	9
1.3.6. Amina la filtración y la sección de enfriamiento.....	11
1.4. Lista de equipo.....	13

CAPITULO II: GENERALIDADES DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR.

2.1. Calor.....	16
2.1.1. Calor específico.....	16
2.1.2. Capacidad calorífica.....	16
2.2. Transferencia de calor.....	17
2.2.1. Conducción.....	18
2.2.2. Convección.....	19
2.2.3. Número de Reynolds (Re).....	21
2.2.4. Número de Nusselt (Nu).....	23
2.2.5. Número de Prandtl (Pr).....	24
2.2.6. Radiación.....	25
2.3. Termodinámica.....	25
2.3.1. Primera ley de la termodinámica.....	25
2.3.2. Segunda ley de la termodinámica.....	26
2.4. Intercambiadores de calor.....	27
2.5. Clasificación.....	28
2.5.1. Clasificación de acuerdo al servicio.....	28
2.5.2. Clasificación de acuerdo a procesos de transferencia.....	30
2.5.3. Clasificación de acuerdo a la disposición de los fluidos.....	31
2.5.4. Intercambiadores de calor de pasos múltiples.....	34
2.5.5. Clasificación de acuerdo a los mecanismos de transferencia de calor.....	35
2.5.6. Clasificación de acuerdo a la geometría de construcción.....	36
2.6. Intercambiadores de calor de envolvente – haz de tubos.....	42
2.6.1. Clasificación.....	42
2.6.2. Componentes de intercambiadores de calor envolvente- haz de tubos.....	45
2.6.2.1. Canal (channel).....	45
2.6.2.2. Tubos.....	46
2.6.2.3. Envolvente (carcaza).....	50

2.6.2.4. Deflectores o baffles.	55
2.6.3. Localización de los fluidos a través de los tubos o carcaza.....	57
2.6.4. Funcionamiento de los intercambiadores de calor.	58
2.6.5. Factores que intervienen en la selección de materiales.	59
2.7. Formas de corrosión.....	59

CAPITULO III: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA.

3.1. Definición de integridad mecánica.	66
3.2. Aplicaciones.	66
3.3. Equipos críticos.	67
3.4. Fundamentos para la evaluación de integridad mecánica.....	67
3.5. Requerimientos para la evaluación de integridad mecánica.	68
3.5.1. Identificar el mecanismo de deterioro o defecto.	68
3.5.1.1. Trabajo preparatorio.....	70
3.5.1.2. Inspección de defectos.	71
3.5.1.3. Inspección de piezas.....	72
3.5.1.4. Tipos de defectos y deterioros.	73
3.5.1.5. Corrosión y evaluación (espesor mínimo).	75
3.5.2. Determinar el procedimiento de evaluación.	76
3.5.3. Evaluación del deterioro y/o defecto.	79
3.5.4. Recopilación y análisis de información.....	83
3.5.5. Determinar vida útil remanente.	83
3.5.6. Probabilidad de falla.	88
3.5.6.1. Estudio de criticidad.	88
3.5.6.2. Categorías de probabilidad.	88
3.5.6.3. Consecuencia de falla.....	90
3.5.7. Determinar métodos de corrección, reparación, mantenimiento preventivo y/o correctivo, o en su caso reemplazo.	92
3.5.7.1. Limpieza de intercambiadores de calor.	92
3.5.7.2. Corrosión y ataque químico.	93

CAPITULO IV: ANÁLISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G.

4.1. Inspección visual externa a los intercambiadores de calor EA-101 A/C/E/G.	96
4.1.1. Intercambiador de calor EA-101 A.	96
4.1.2. Intercambiador de calor EA-101 C.	100
4.1.3. Intercambiador de calor EA-101 E.	103
4.1.4. Intercambiador de calor EA-101 G.	106
4.2. Datos de diseño y espesores de los intercambiadores de calor EA-101 A/C/E/G.	108
4.2.1. Tabla de datos de diseño y construcción.	109
4.2.2. Medición de espesores.	109
4.2.3. Revisión de cuellos de boquillas.	112
4.3 Análisis y cálculos para la evaluación de los intercambiadores EA-101 A/C/E/G.	113

4.3.1. Cálculo de la velocidad de corrosión.....	114
4.3.2. Cálculo de la velocidad máxima ajustada.	115
4.3.3. Cálculo de la vida útil remanente.	116
4.3.4. Cálculo de fecha de proxima medición de espesores.	118
4.3.5. Cálculo de fecha de retiro probable.	119
4.4. Análisis de resultados.....	120
4.5. Recomendaciones futuras de mantenimiento.	121
Conclusiones.....	123

ANEXOS

ANEXO A	125
Plano de Distribución de equipo en la Planta U-501.....	125
ANEXO B	126
Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE ALIMENTACIÓN Y REACCIÓN.....	126
ANEXO C	127
Diagrama de Procesos: SECCIÓN DEL COMPRESOR: SEPARACIÓN/RECICLAJE.....	127
ANEXO D	128
Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE SEPARACIÓN.....	128
ANEXO E	129
Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO.....	129
ANEXO F	130
Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE REGENERACIÓN DE AMINAS.....	130
ANEXO G	131
Diagrama de Procesos: AMINA LA FILTRACIÓN Y LA SECCIÓN DE ENFRIAMIENTO	131
ANEXO H	132
Vista de Intercambiadores estacados.....	132
ANEXO I	133
Vista de Intercambiador identificación de puntos.....	133
ANEXO J	134
Características de las Boquillas de los Intercambiadores EA-101.....	134
ANEXO K	135
Especificación de Materiales de los Intercambiadores EA-101 A/C/E/G.....	135
NOMENCLATURA EMPLEADA	136
GLOSARIO	137
BIBLIOGRAFÍA	140

INTRODUCCIÓN.

En la Planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-501 de la Refinería “Francisco I. Madero”, de PEMEX, ubicada en Cd. Madero, Tamaulipas, se tiene contemplado un proyecto de Revamp y entre los equipos a modificar esta instalado un sistema de transferencia de calor, que consta de los Intercambiadores de Calor EA-101 A/C/E/G, cuya función es aumentar la temperatura de la carga que entra al Reactor DC-101 A/B.

Los equipos EA-101 A/C/E/G tienen las siguientes características: son intercambiadores de calor tipo envolvente-haz de tubos, de un solo paso y están instalados en sistema paralelo en 2 series, para una alimentación al Reactor DC-101 en el cual se llevara a cabo el proceso de Hidrodesulfuración.

Debido a que estos intercambiadores de calor forman parte fundamental del proceso de Hidrodesulfuración desde 1975, es necesario dar un seguimiento a cada uno de estos equipos críticos debido a su importancia en dicho proceso, por lo que es necesario realizar un estudio profundo para determinar el estado en el cual operan actualmente.

Por ello es necesario un análisis de integridad mecánica a los intercambiadores de calor antes mencionados para determinar las condiciones en las que se encuentran, su vida útil remanente, fecha de retiro probable y en su caso las necesidades de mantenimiento y/o reparación de estos equipos sujetos a presión, con el propósito de garantizar que cumplan correctamente su función en el proceso, además de proteger a los trabajadores e instalaciones de los centros de trabajo y el ambiente.

Por esta razón en el presente proyecto de tesis se realizó el análisis de integridad mecánica a los *INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G*, para poder dar un informe de las condiciones actuales en las que se encuentran y los problemas que podrían suscitarse, llevando a cabo los siguientes puntos:

1. Identificando el mecanismo de deterioro, falla y/o defecto presente en el equipo mediante inspección visual externa, “check list”.
2. Recopilación y análisis de información de diseño, construcción y medición de espesores de las partes fundamentales del equipo.

3. Análisis con base al procedimiento de inspección de acuerdo a API 510, "*Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*".
4. Cálculo de velocidad de corrosión, vida útil Remanente, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición de espesores.
5. Determinar métodos de reparación, mantenimiento preventivo y/o correctivo, o en su caso, reemplazo cuando es necesario.
6. Dictamen final de integridad de los intercambiadores EA-101 A/C/E/G.

El desarrollo de este proyecto de tesis contempla 4 capítulos.

En el primer capítulo, se hace una pequeña reseña de la Refinería Francisco I. Madero, además se hace una breve descripción del proceso que se lleva a cabo en la Planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-501, para así tener clara la función de cada uno de los intercambiadores de calor y de todos los equipos que conforman dicho proceso, en qué forma intervienen, el fluido o servicio que manejen, las condiciones de operación, además de otras características importantes que influyen en el estado físico de los equipos.

En el segundo capítulo, se dan conceptos básicos de transferencia de calor, entre otros; de igual manera se estudia en forma general los intercambiadores de calor, analizando su clasificación, componentes que lo conforman y su funcionamiento, cabe señalar que los intercambiadores de mayor interés para este proyecto de tesis son los de Envoltorio - Haz de tubos, por esta razón se centraliza más la explicación en este tipo de intercambiadores que son diseñados y construidos de acuerdo al *Estándar TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association)*.

En el tercer capítulo, se define la metodología que se debe seguir para llevar a cabo un análisis de integridad mecánica en equipos críticos con un determinado tiempo en operación, de acuerdo a requerimientos de Normas y Códigos, principalmente *API 510 ("Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration")*, y de la *NRF-274-PEMEX-2012*, la cual fue elaborada por PEMEX con el objeto de establecer los requisitos técnicos y documentales que se deben cumplir para un adecuado análisis de integridad mecánica en los equipos críticos de cada proceso.

Finalmente en el cuarto capítulo, se muestra el desarrollo del análisis, mediante la recolección de información de los equipos (diseño - operación), medición de espesores de la envolvente y tapas, para los cálculos necesarios con el objetivo de poder determinar:

- a) Estado actual.
- b) Velocidad de corrosión.
- c) Vida útil remanente.
- d) Fecha de retiro probable.
- e) Fecha de próxima medición de espesores.
- f) Resultados y recomendaciones
- g) Conclusiones y Dictamen final de los intercambiadores EA-101 A/C/E/G con la finalidad de garantizar su estado físico.

Después de efectuar los cálculos se realiza un dictamen final de las condiciones en las que se encuentran los intercambiadores de calor y se evalúa si están aptos para continuar en servicio bajo las condiciones normales de operación de manera confiable, garantizando ningún daño relevante que ponga en riesgo la integridad de cada uno de los intercambiadores analizados en este proyecto de tesis.

OBJETIVO

Realizar un Análisis de Integridad Mecánica a los intercambiadores EA-101 A/C/E/G para conocer su estado actual, vida remanente y fecha probable de retiro de cada uno de los equipos, para evaluar si los equipos se encuentra aptos para continuar en servicio bajo las condiciones normales de operación de manera confiable, garantizando ningún daño relevante que ponga en riesgo la integridad de cada uno de los equipos inspeccionados, o si es necesario hacer una reclasificación o reemplazo total con el fin de evitar que tenga un impacto económico.

JUSTIFICACIÓN

La Planta U-501 de la Refinería “Francisco I. Madero”, se encuentra en etapa de Revamp, por lo que es necesario realizar un análisis de integridad mecánica a los equipos críticos más importantes que intervienen en el proceso de Hidrodesulfuración para poder determinar su estado actual y su Vida Útil Remanente, y así dictaminar si están aptos para seguir operando o es necesaria una reclasificación o reemplazo total del equipo, con la intención de evitar pérdidas económicas, desastres al personal de la planta o al medio ambiente.

Por tal motivo en este proyecto se realizara el análisis de integridad a los Intercambiadores EA-101 A/C/E/G ya que forman parte de los equipos críticos más importantes en el proceso de Hidrodesulfuración.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA HIDRODESULFURADORA DE DESTILADOS INTERMEDIOS U-501.

1.1. RESEÑA DE LA REFINERÍA.

La Refinería Francisco I. Madero se encuentra localizada en la margen izquierda del río Pánuco, casi en su desembocadura al Golfo de México; dentro del municipio de Ciudad Madero, Tamaulipas; cuya región está tomado su nombre.



Figura 1.1: Localización de la Refinería “Francisco I. Madero”.

La Refinería cuenta actualmente con 20 plantas de proceso en operación, en las cuales se lleva a cabo la destilación atmosférica, destilación al vacío, desintegración catalítica, hidrotatamiento y petroquímica.

Así mismo, cuenta con instalaciones auxiliares, tales como la planta de fuerza, patios de tanques de almacenamiento, talleres, almacenes, muelles, estaciones de bombas del Poliducto Madero-Cadereyta, instalaciones para bombeo de productos petroquímicos, así como oficinas, campos deportivos y una colonia residencial, entre otras.

Los productos que se obtienen en la Refinería de Madero cubren la demanda de su zona de influencia, y en ocasiones, algunos de ellos se exportan de acuerdo a los pactos comerciales que Pemex realiza en el extranjero.

Los productos son: Gas Licuado, Gasolinas Pemex Magna, Pemex Premium y Pemex Diesel, Gas avión 100, Turbosina, Diesel Desulfurado, Diesel Marino, Combustóleo, Coque, Asfalto ac-20 y AC-30 y Azufre.

La capacidad nominal del proceso de crudo de la Refinería es de 186,000 bl/día, distribuidos de la siguiente manera:

- Planta de Destilación 60,000 bl/día
- Planta de Destilación 60,000 bl/día
- Planta Combinada 52,000 bl/día
- Planta de Asfalto 14,000 bl/día
- Total 186,000 bl/día

Patio norte. Este patio almacena los crudos que sirven de carga a la Refinería, así como gasolina y los destilados intermedios. Tiene una capacidad para almacenar crudo de aproximadamente 2, 200,000 barriles.

1.2. CAPACIDAD DE LA PLANTA U-501.

El objetivo de la Unidad U-501 es producir combustible DIESEL bajo en azufre conteniendo 10 ppm en peso o menos. La unidad será diseñada para una capacidad de 25,000 BPD. Para poder lograr dicha tarea, la unidad existente será remodelada conforme se requiera para satisfacer la demanda del nuevo proceso, por lo que existe la posibilidad de reutilizar equipo existente mediante estudios de integridad mecánica.

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

El proceso de Hidrodesulfuración el cual es de gran importancia dentro de los complejos industriales, consiste en reducir la cantidad de azufre concentrado en el petróleo desde su formación en el subsuelo. El Azufre se encuentra combinado con otros compuestos químicos, que si no se eliminan, al estar presentes en la combustión de los automóviles u artefactos que

utilicen gasolina o diesel causarían una corrosión en los motores u envenenamiento del mismo y al mismo tiempo contaminarían al ambiente.

Desde sus orígenes, la aplicación del proceso de Hidrodesulfuración en la generación de fracciones de petróleo libres de azufre ha sido efectiva. Sin embargo los crudos que inicialmente se extraían eran muy ligeros y por lo tanto resultaba innecesario este proceso.

Además no era económicamente atractivo debido principalmente al alto costo del hidrógeno, es por este motivo que se ha planteado reducir la cantidad de compuestos azufrados presentes en crudo pesado a través de este proceso.

Esta Descripción del proceso, proporciona una perspectiva general de la unidad HDS existente, U- 501, de la refinería de Pemex en Madero.

La unidad será modernizada utilizando la tecnología de hidrotratamiento para tratar cuatro casos de alimentación de varias mezclas. Las mezclas se componen de hasta diez diferentes corrientes: tres corrientes de destilación directa diesel, tres flujos de combustible de destilación directa, dos corrientes de queroseno de destilación directa, y dos de la FCC corrientes de nafta pesada de FCC- 1 y FCC- 2 para producir un peso de 10 ppm. Diesel ultra bajo azufre (DUBA) producto que tiene un punto de inflamación de 45 ° C como mínimo. La Capacidad de diseño de la unidad es de 25.000 BPD.

Las reacciones de hidrotratamiento se llevaron a cabo utilizando dos reactores en paralelo con cada reactor que contiene un solo lecho catalítico. Los reactores están equipados con las partes internas necesarias para mejorar la distribución de líquido/gas y sin aumento de la caída de presión, lo que resulta en la longitud del ciclo más largo a través de una mejor utilización de los lechos de catalizador.

Las condiciones de funcionamiento se eligen para satisfacer las cualidades deseadas del producto, y para obtener una longitud de vida larga para el catalizador.

Para una mejor comprensión del proceso de Hidrodesulfuración, se divide en las siguientes secciones:

- **SECCIÓN DE ALIMENTACIÓN Y DE REACCIÓN.**
- **SECCIÓN DEL COMPRESOR: SEPARACIÓN / RECICLAJE**
- **SECCIÓN DE SEPARACIÓN.**
- **SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO.**
- **SECCIÓN DE REGENERACIÓN DE AMINAS.**
- **AMINA LA FILTRACIÓN Y LA SECCIÓN DE ENFRIAMIENTO.**

1.3.1. SECCIÓN DE ALIMENTACIÓN Y DE REACCIÓN.

El proceso inicia con la entrada de prima proveniente del límite del batería a la unidad U-501 la cual puede ser una mezcla de Keroseno, diesel (Gasóleo Ligero Primario), nafta pesada (Nafta Pesada) y queroseno de aviación (turbosina). Las alimentaciones son bombeados por separado de las unidades de aguas arriba en relación de flujo de control hacia adelante a una temperatura de 38°C (para el caso mínimo temperatura de alimentación) y 100°C de temperatura máxima.

El material de alimentación mezclado se envía para retro-lavado en el Filtro *FL-101*, sin sufrir cambios en su composición y temperatura, posteriormente el diesel filtrado se recoge en el tambor de carga, *FA-101*. El tambor de carga es un recipiente horizontal provisto de agua de alimentación *FA-118*. Cualquier cantidad de agua libre en la carga de diesel se elimina en el agua de alimentación y se envía a la red de alcantarillado de aguas aceitosas.

Mientras que la carga de Diesel se bombea a través de las bombas de alimentación del reactor *GA-101/RT*, divididas en 2 corrientes paralelas iguales pasaran por un arreglo de intercambiadores estacados de 4 series en 2 paralelos, *EA-101 A/C/E/G* y *EA-101 B/D/F/H* respectivamente, además de un Calentador a fuego Directo *BA-101*.

Primero en los arreglos de intercambiadores de calor se busca un aumento en la temperatura de 47 °C a 292 °C con el propósito de evitar un gasto de energía en el Calentador *BA-101* por diferencia de Temperaturas.

Posteriormente de su paso por los intercambiadores es dirigido hacia el Calentador de Carga del Reactor dando un nuevo aumento en la temperatura de 300 °C en su entrada hasta una temperatura de salida de 320 °C para su correcta inyección en los Reactores *DC-101 A/B* donde se llevara a cabo una reacción en el catalizador.

Finalmente esta sección culmina cuando la mezcla a la salida del reactor vuelve a pasar por los Intercambiadores de calor pero esta vez por el lado tubos, cediendo algo de su energía calorífica a la carga de alimentación del reactor, con el fin de disminuir su temperatura. (Ver Anexo B).

1.3.2. SECCIÓN DEL COMPRESOR: SEPARACIÓN / RECICLAJE.

El proceso continua cuando la carga de efluente combinada se mezcla con el agua de lavado provista por las bombas *150-GA-104 /R*, con el fin de evitar cualquier depósito de sales de amonio y el riesgo de corrosión. Esta mezcla es dividida en dos trenes paralelos iguales a los Intercambiadores de calor *EA-102 A/C* y *EA-102 B/D*, con el propósito de ajustar su temperatura.

Una vez que el efluente del reactor es enfriado aproximadamente a 50 °C se envía al separador de alta presión, *FA-104*, el separador de alta presión es un tambor horizontal para facilitar la separación las fases de vapor, hidrocarburos y agua. La fase de hidrocarburo líquido del separador de alta presión se desfoga bajo control de nivel y se dirige al lado tubo del separador de carga de los Intercambiadores de calor, *EA-106 A-D*.

Una fase de agua que sale del separador de alta presión se elimina bajo control de nivel y es enviada al tanque de colección de aguas amargas, *FB-107*. La fase de vapor se integra al adsorbido de Amina de alta presión, *DA-103* el cual es una Columna conformada en su interior por 20 bandejas numeradas inicialmente desde la parte superior de la columna, el vapor fluye por debajo de la bandeja inferior del adsorbido de Amina, esta bandeja está equipada con una almohadilla de malla fina de alambre cuyo propósito es eliminar las gotas de liquido arrastrado por la corriente de gas antes de entrar a la sección de alta presión del *DA-103*, cualquier liquido capturado en la malla de alambre se drena por la parte inferior del adsorbido de Amina para mezclarse con el fluido dirigido al separador de carga del pre calentador.

En la sección de alta presión del adsorbido de Amina el gas que fue filtrado se pone en contacto con un 40 % de MDEA (metol di etanol amina) que se bombea desde la sección de Regeneración de Amina a la presión requerida y con un flujo controlado por la bomba *GA-114/R*.

Al sufrir las reacciones necesarias dentro del adsorbido, se forma Amina rica estancada en la última bandeja del adsorbido, por lo que esta debe ser retirada bajo control de nivel hacia el Recipiente de presión media de Amina Rica, *FA-114*.

El recipiente *FA-114*, igualmente está equipado con una almohadilla de malla fina de alambre para eliminar las gotas de liquido arrastrada por la corriente de gas y así poder ser combinado este gas con el gas que sale en la sección de Separación y posteriormente ser enviado a la planta de tratamiento de Gas Amargo.

El liquido que sale del recipiente *FA-114* se drena hacia el recipiente de baja presión *FA-115*, para su posterior eliminación de Hidrocarburos ligeros en otra sección de este proceso.

El gas dulce formado al combinarse con MDEA en la sección de alta presión del Adsorbido de Amina sale por la parte superior de esta columna y se combina con hidrogeno proveniente de una planta de proceso externa (U-802, Productora de Hidrogeno), esta mezcla es succionada por el compresor de succión, *FA-102* y se comprime con en el compresor de reciclaje *GB-101*, para dirigirse hacia el lado envolvente de los Intercambiadores de Efluente del Reactor. (Ver Anexo C).

Este compresor de reciclaje es accionado por una Turbina de Vapor que tiene como fluido vapor de agua.

1.3.3. SECCIÓN DE SEPARACIÓN.

El equipo principal es una columna de separación (Stripper, *DA-102*), la cual separa H₂S e Hidrocarburos Ligeros del liquido efluente del Reactor, utilizando vapor como medio de arrastre en una columna de platos.

Para esta separación la carga de efluente proveniente del Separador de alta Presión, *FA-104* se precalienta primero fluyendo por el lado tubo de un arreglo de Intercambiadores que consiste en 2 trenes paralelos de 2 envolventes en serie. Para alcanzar la temperatura de alimentación necesaria para entrar al Separador, *DA-102* se precalienta aun mas fluyendo por el lado tubo de un tercer intercambiador elevando su temperatura hasta los 200 °C. El *DA-102* contiene 10 bandejas cuya alimentación de la columna se encuentra en la 1ª. Bandeja situada en la parte superior de la columna.

El vapor que se acumula en la cabeza de la columna y este se desfoga por una boquilla situada en la parte alta de la columna, para que este vapor sea enviado al separador de condensado *EA-103 A* para ser enfriado hasta los 49 °C. Los vapores de cabeza al enfriarse se presentaran en tres fases en el tanque acumulador del separador, *FA-105*. El tanque acumulador es un recipiente Horizontal equipado con una bota que permite la separación de hidrocarburos y agua líquida.

La fase de gas que se encuentra en el tanque *FA-105* sale por la parte superior para combinarse con el fluido de la tubería proveniente del recipiente de media presión de Amina rica *FA-114*. Este direccionamiento del gas se logra gracias a que el separador *FA-105* se opera a una presión lo suficientemente alta como para encaminarlo hacia el gas de Amina rica y poder mezclarse. Esta mezcla se enfría hasta a 39 °C en el enfriador de agua de gas amargo *EA-108* para poder ser enviado a la Planta de Tratamiento de Gas Amargo.

La segunda fase que se encuentra en el Acumulador *FA-105*, es agua ácida, la cual se acumula en la gota del separador y se drena para combinarse en el tanque de almacenamiento de Agua Amarga, el cual opera a las siguientes condiciones: temperatura 49°C y presión 0.9 kg/cm². El agua Amarga recolectada en el tanque *FB-107*, proveniente de las distintas condiciones del proceso se bombea a través de la bomba de agua Amarga *MT-5*.

La fase de Hidrocarburo liquido encontrada en el acumulador del separador se bombea mediante las bombas de reflujo, *GA-115*, para mezclarse con el separador de Alimentación *EA-106 A-D*, antes de ser sometido al intercambio de calor para no tener pérdidas de este hidrocarburo.

El gasóleo formado en el fondo del Separador *DA-102* se envía bajo control de nivel a su posterior procesamiento en el Fraccionador, *DA-101*. (Ver Anexo D).

1.3.4. SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO.

La carga proveniente del Separador *DA-102* debe precalentarse antes en el arreglo de Intercambiadores *EA-104 A-F*, que consiste en 2 trenes paralelos de 3 envolventes en serie ya que antes de entrar a estos Intercambiadores lleva una temperatura aproximada de 200 °C.

Tras su paso por los Intercambiadores llega a la entrada del Fraccionador, *DA-101* a una temperatura de 240 °C. El Fraccionador *DA-101* es una columna con 26 bandejas numeradas desde la parte superior de la columna y cuya entrada de alimentación está localizada en la 11ª bandeja.

Este fraccionador estabiliza los fondos del Separador en la reunión final del producto gasóleo con una especificación de 10 ppm en peso, al mismo tiempo que la producción de Nafta para su posterior procesamiento en Plantas de proceso externa.

La fracción de Nafta sale por la cabeza de la columna a una Temperatura de 143 °C, por lo que pasara en una corriente dividida por los Intercambiadores de Calor *EA-105 A/B* para eliminar la ultima fracción de Agua amarga que podría producirse en este ultimo fraccionamiento del hidrocarburo esto se logra reduciendo su temperatura a 50 °C, a la salida de los Intercambiadores se presentara 3 fases liquidas por lo que se requiere de un recipiente el cual separe estas fases y este trabajo lo realizara el tanque acumulador *FA-106*.

La fase de Agua Amarga será drenada de igual manera hacia el Tanque de Almacenamiento de Aguas Amargas, como ya se menciona anteriormente para su correspondiente procesamiento en una planta de proceso externa diseñada para sus condiciones especificas.

La fase de Gas Amargo se desfoga en el circuito de tubería hacia la planta de Tratamiento de Gas Amargo.

La última fase presente en el tanque acumulador *FA-106* que es producto de nafta, si esta cuenta con las condiciones necesarias en su composición será enviada a la Planta de Nafta U-600 para su correspondiente procesamiento.

En caso de que la Nafta no cuente con las condiciones deseadas será re-circulada mediante la bomba *GA-102 RT*, hacia la bandeja numero 5 de la columna Fraccionadora *DA-101*, pasando por el mismo circuito antes mencionado hasta que cumpla con las especificaciones necesarias del producto de Nafta.

Finalmente en la parte más baja de la columna Fraccionadora *DA-101* se encuentra concentrado el Diesel UBA el cual sale del fraccionador a una temperatura de 297 °C, por lo que esta energía calorífica será aprovechada por los Intercambiadores de precalentamiento en la sección del Separador. Antes de ser almacenado este Diesel Desulfurado pasa por un último arreglo de 2 corrientes de 2 paralelo con 2 envolventes en serie presentada en los Intercambiadores de Calor *EA-107 A-D*. (Ver Anexo E).

Fluyendo el Diesel fuera del Límite de Batería por la tubería a las condiciones finales siguientes:

Una Temperatura de 43 °C.

Una Presión de 5.8 kg/cm³.

1.3.5 SECCION REGENERACION DE AMINA.

La función de la Sección es la de remover el H₂S adsorbido por la solución de DEA, esto mediante el tratado de la DEA en una columna y posteriormente la DEA regenerada enviarse a las secciones de Reacción y agotamiento para eliminar el Acido Sulfhídrico contenido en el gas de recirculación y gas amargo mediante un proceso de absorción con una solución acuosa de dietanol-amina (DEA).

Las corrientes se mezclan en el asentador de amina rica *FA-115*, en este equipo se realiza la separación de los Hidrocarburos arrastrados con la amina rica, el *FA-115* opera a 59.1 °C y 0.5 kg/cm², esta presión se mantiene mediante un control de presión de rango dividido, que cuando la presión disminuye admite nitrógeno y cuando la presión se incrementa, envía el exceso de presión hacia el desfogue acido.

En el tanque *FA-115* lo primero que se separa son los vapores con un alto contenido de hidrocarburos ligeros y H_2S , enviándose estos al desfogue a control de presión.

Adicionalmente el tanque está dividido en tres secciones por medio de mamparas, en la primera sección se recibe la amina y se separan los hidrocarburos por diferencia de densidad, en la segunda sección se reciben los hidrocarburos líquidos que rebosan de la primera división los cuales se envían a un Slot, mediante la bomba de hidrocarburos a *GA-123/R*.

Por último por medio de un tubo externo se une la primera y la tercera sección enviándose la amina libre de Hidrocarburos a la tercera sección, donde la amina libre de hidrocarburos se envía a la regeneradora de amina *DA-104* por medio de la bomba de amina rica *GA-116/R*, teniendo antes un previo calentamiento en el intercambiador de amina pobre/rica *EA-117*.

La Torre regeneradora de amina cuenta con 24 platos tipo válvula de 2 pasos y opera a una presión de 1.4 kg/cm^2 y $129 \text{ }^\circ\text{C}$ en el fondo y 1.2 kg/cm^2 y $112 \text{ }^\circ\text{C}$ en el domo. El calor requerido en el fondo se subministra mediante el Rehervidor de la regeneradora de amina *EA-118* que utiliza vapor de baja presión de 3.8 kg/cm^2 como medio de calentamiento.

Cuando la corriente líquida de amina entra en contacto con los vapores calientes generados en el Rehervidor se propicia la separación del ácido Sulfhídrico de la amina, por lo que los vapores obtenidos en la torre regeneradora (la mayoría H_2S y vapor) salen por la parte superior de la columna a $112 \text{ }^\circ\text{C}$ y se condensan parcialmente en el primer condensador de la regeneradora de amina tipo Aéroenfriador *EC-101* con la ayuda de las aspas del ventilador de este equipo.

Posteriormente el efluente del Aéroenfriador se envía al acumulador de reflujo de la regeneradora de amina *FA-116* a $54 \text{ }^\circ\text{C}$.

El acumulador de reflujo de la regeneradora de amina *FA-116* opera a una presión de 1.1 kg/cm^2 y una temperatura de 54°C . La presión del sistema se controla mediante un control de presión en rango escalonado que cuando la presión se incrementa, envía el gas ácido a la planta de azufre y si la presión continua incrementándose, envía el exceso de presión hacia el cabezal de desfogue ácido.

El condensado obtenido en el acumulador se envía como reflujo a la torre regeneradora de amina *DA-104* mediante la bomba de reflujo *GA-117/R*.

Para mantener la temperatura de regeneración de la amina, abajo del plato 24 se cuenta con una tina de alimentación de que envía la amina a 128.1 °C hacia los rehervidores de la torre regeneradora *EA-118*, los cuales utilizan vapor de baja presión, este vapor se recibe sobrecalentado en L.B y para ajustar su temperatura, se cuenta con el desobrecalentador del Rehervidor de la regeneradora *CD-101*, al desobrecalentador se le suministra condensado mediante un control de temperatura localizado en la línea de suministro de vapor al Rehervidor.

La amina libre de H₂S rebosa mediante una mampara instalada en el Rehervidor y se regresa a 128 °C al fondo de la regeneradora de amina. La corriente de amina pobre que sale del fondo de la torre regeneradora de amina a 129 °C se envía al intercambiador de amina pobre/rica *EA-117* por el lado coraza para precalentar la corriente de amina rica y enfriarse a 94°C.

Posteriormente la amina pobre se envía a por medio de la bomba *GA-118/R* hacia el enfriador de amina pobre regenerada *EC-102*. (Ver Anexo F).

1.3.6 AMINA LA FILTRACION Y LA SECCION DE ENFRIAMIENTO.

La amina pobre pasa a través del Pre filtro de amina, *FL-102 A/B*, para eliminar las partículas. La amina pobre filtrada se divide en dos corrientes con 25 % del flujo desviado a filtración adicional y 75 % sin pasar por el filtrado de carbono. La corriente de menor importancia se envía bajo el control de flujo de filtro de carbón, *FLC-103 A/B* con el fin de eliminar la degradación de amina y productos de hidrocarburos formados en el Regenerador de amina y luego a través de la Filtro de amina, *FL-104 A/B*.

La amina pobre es luego enfriada por aire en el Aéroenfriador de Amina, *EC-102*. Un puente alrededor del Aéroenfriador se utiliza para controlar la temperatura de la amina pobre enviándola a la sección de Absorbido de amina de alta presión y la amina pobre será enviada de nuevo al recipiente de baja presión amina rica.

La amina pobre del *EC-102* se divide en tres corrientes, la primera parte se envía como una esponja amina fría para mezclar con la esponja de amina caliente antes de ser enviado al recipiente de baja presión amina rica, la segunda parte es enviada al Absorbido de amina de alta presión.

Una tercera corriente de deslizamiento donde normalmente no hay flujo se envía a la amina de Tanque de almacenamiento, *FB-108*. Una porción de la amina se omite alrededor del distribuidor de Amina para controlar la temperatura del Absorbido de amina a alta presión.

El Tanque de almacenamiento de amina, *FB-108*, está provisto de inyección de agua desmineralizada para la disolución de MDEA a un 40 % en peso solución. La dilución y circulación de amina se logra utilizando la Bomba, *GA -119*.

Mientras que la Colección Amina se realiza en, *FA-117*, la cual se proporciona para recoger todos los desagües de aminas. Después de la decantación, la amina se bombea usando la bomba de amina de drenaje, *GA-120*, y se filtra a través del filtro de desagüe de amina, *FL-105 A/B*, de vuelta al tanque de almacenamiento de amina pobre.

Para evitar la degradación de solución de amina causada por el contacto de oxígeno, se proporciona una inertización de nitrógeno en tanto al Tanque de almacenamiento de amina y el drenaje recolector de amina, para dar cabida a la mezcla para absorber las fluctuaciones periódicas del inventario de la unidad de tratamiento con aminas. Con Instalaciones tales como un serpentín de vapor para calentar el drenaje.

La recolección de amina se proporciona para evitar la cristalización de la solución de amina. (Ver Anexo G).

1.4 LISTA DE EQUIPO.

NUMERO DE TAG	SERVICIO	NUMERO DE TAG	SERVICIO
DA-101	Fraccionador.	EA-108	Enfriador de agua de Gas Amargo.
DA-102	Separador.	EA-116	Intercambiador de Calor para el Fondo del Separador.
DA-103	Absorbedor de Amina de alta Presión.	EA-117	Intercambiador de Amina Rica y Pobre
DA-104	Regenerador de Amina	EA-118	Rehervidor al Regenerador.
DC-101 A/B	Reactor.	EC-101	Aéoenfriador.
FA-101	Recipiente de Carga.	EC-102	Aéoenfriador.
FA-102	Recipiente de Succión del Compresor.	GA-101/R	Bomba de alimentación al Reactor.
FA-104	Separador de alta Presión.	GA-102/R	Bomba de reflujo al Fraccionador.
FA-105	Separador de condensado del Separador.	GA-103	Bomba para el fondo del Fraccionador.
FA-106	Tanque Acumulador del Fraccionador	GA-104/R	Bomba de Agua de Lavado.
FA-114	Recipiente de media presión de Amina Rica.	GA-105	Bomba para Agua Acida.
FA-115	Tambor de Expansión de baja Presión de Amina Rica.	GA-114/R	Bomba de aumento de Presión de Amina Pobre.
FA-116	Tanque Regenerador.	GA-115/R	Bomba de Reflujo.
FA-117	Tanque de colección drenaje de Amina.	GA-116	Bomba de Amina Rica.
FA-118	Recipiente de almacenamiento de Agua.	GA-117	Bomba de Reflujo al Regenerador.
FB-107	Tanque de colección de Agua Acida	GA-118	Bomba de Fondo del Regenerador de Amina.

FB-108	Tanque de almacenamiento de Amina.	GA-119	Bomba de Aporte de Amina.
BA-101	Calentador de Carga al Reactor.	GA-120	Bomba de Drenaje.
BA-102	Calentador al Fraccionador.	GA-123	Bomba de Amina Rica.
EA-101 A/H	Intercambiador de Calor de carga al Reactor.	GB-101	Compresor de Gas de Reciclaje.
EA-102 A/D	Enfriador de Agua de Efluente del Reactor.	FL-101	Filtro para la alimentación tipo retro lavado.
EA-103 A/B	Condensador del Separador.	FL-102 A/B	Pre filtro de Amina.
EA-104 A/F	Intercambiador para fondo de carga del Fraccionador.	FLC-103 A/B	Filtro de Carbón.
EA-105 A/B	Intercambiador para Condensar.	FL-104 A/B	Filtro de Amina.
EA-106 A/D	Pre calentador de carga al Separador.	FL-105 A/B	Filtro de Drenaje Amina.
EA-107 A/D	Enfriador de agua.		

Tabla 1.1: Lista de equipo de la Planta U-501.

CAPITULO II

GENERALIDADES DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR.

2.1 CALOR.

El calor está definido como la forma de energía que se transfiere entre diferentes cuerpos o diferentes zonas de un mismo cuerpo que se encuentran a distintas temperaturas, sin embargo en termodinámica generalmente el término calor significa simplemente transferencia de energía.

Este flujo de energía siempre ocurre desde el cuerpo de mayor temperatura hacia el cuerpo de menor temperatura, ocurriendo la transferencia hasta que ambos cuerpos se encuentren en equilibrio térmico.

2.1.1 CALOR ESPECÍFICO.

El calor específico es una magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para elevar su temperatura en una unidad. En general, el valor del calor específico depende del valor de la temperatura inicial.

$$Q = c * m * \Delta * T \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Dónde:

Q = Transferencia de energía.

C = calor específico a una temperatura dada.

m = masa.

ΔT = diferencia de temperaturas.

2.1.2 CAPACIDAD CALORÍFICA.

La capacidad calorífica de un cuerpo es el cociente entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso cualquiera y el cambio de temperatura que experimenta. En una forma menos formal es la energía necesaria para aumentar la temperatura de una determinada sustancia en una unidad de temperatura.

Indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho cuerpo para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor. Puede interpretarse como una medida de inercia térmica. Es una propiedad extensiva, ya que su magnitud depende, no solo de la sustancia, sino también de la cantidad de materia del cuerpo o sistema; por ello, es característica de un cuerpo o sistema particular.

$$C = \frac{Q}{\Delta T} \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Dónde:

C = capacidad calorífica

Q = calor absorbido

ΔT = diferencia de temperaturas

2.2. TRANSFERENCIA DE CALOR

La transferencia de calor es el paso de energía térmica desde un cuerpo de mayor temperatura a otro de menor temperatura. Cuando un cuerpo, por ejemplo, un objeto sólido o un fluido, está a una temperatura diferente de la de su entorno u otro cuerpo, la transferencia de energía térmica, también conocida como transferencia de calor o intercambio de calor, ocurre de tal manera que el cuerpo y su entorno alcancen equilibrio térmico.

La transferencia de calor siempre ocurre desde un cuerpo más caliente a uno más frío, como resultado de la segunda ley de la termodinámica.

Cuando existe una diferencia de temperatura entre dos objetos en proximidad uno del otro, la transferencia de calor no puede ser detenida; solo puede hacerse más lenta.

El calor se transfiere mediante **convección, radiación o conducción**. Aunque estos tres procesos pueden tener lugar simultáneamente, puede ocurrir que uno de los mecanismos predomine sobre los otros dos.

2.2.1 CONDUCCIÓN.

La energía calorífica se transmite durante el contacto directo entre cuerpos (o partes de los mismos) sin que exista intercambio de materia, a distintas temperaturas y tiene lugar mediante choques o acoplamientos entre las moléculas del sistema (unas en zonas más calientes, con mayor energía térmica y otras en las zonas más frías, con menor energía térmica), aunque no haya un movimiento macroscópico de las moléculas, o el material sea transparente a la radiación.

Este proceso es de gran importancia en sólidos, pero de menor importancia en líquidos y gases, donde normalmente aparece combinado con la convección y es prácticamente enmascarado por ésta.

La ley básica de la conducción del calor (Joseph Fourier), establece: **“La tasa de transferencia de calor por conducción en una dirección dada es proporcional al área normal a la dirección del flujo de calor y al gradiente de temperatura en esa dirección”**.

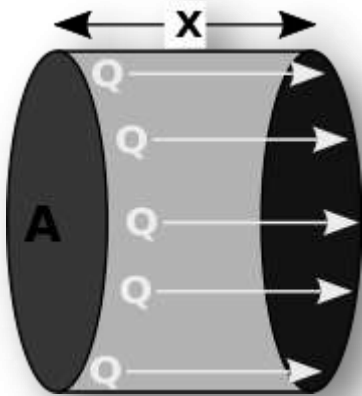


Figura (2.1): El segundo principio de la termodinámica determina que el calor sólo puede fluir de un cuerpo más caliente a uno más frío, la ley de Fourier fija cuantitativamente la relación entre el flujo y las variaciones espacial y temporal de la temperatura.

A. ECUACION GENERAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONDUCCIÓN

En una transferencia entre dos superficies planas, como la pérdida de calor a través de las paredes de un intercambiador de calor, la tasa de transferencia de calor por conducción es la siguiente:

$$\frac{Q}{t} = \frac{kA (T_{hot} - T_{cold})}{d} \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Donde:

Q = calor transferido en el tiempo (t)

K = conductividad térmica de la placa

A = área

T = temperatura

d = grosor de la barrera

2.2.2 CONVECCION.

La convección es el proceso de transferencia de calor que interviene cuando entran en contacto un fluido y un sólido. Cuando estos se calientan se mueven hacia fuera de la fuente de calor, transportando consigo la energía. La convección por encima de una superficie caliente ocurre porque, cuando se calienta el aire en contacto con la superficie, se expande, se hace menos denso, y se eleva. De igual manera, el agua caliente es menos densa que la fría y por lo tanto se eleva, originando corrientes de convección que transportan energía.

La convección es el mecanismo de transferencia de calor a través de un fluido con movimiento masivo de éste. En la convección existe movimiento del fluido a nivel macroscópico mientras que en la conducción existe movimiento a nivel microscópico, atómico o molecular, pero no a nivel macroscópico, entendiéndose como nivel macroscópico movimiento de volúmenes relativamente grandes del fluido.

La velocidad de transferencia de calor a través de un fluido es mucho mayor por convección que por conducción. Cuanto mayor es la velocidad del fluido mayor es la velocidad de transferencia de calor.

Existen dos tipos de convección:

a) **CONVECCIÓN LIBRE O NATURAL:**

Ocurre cuando la fuerza motriz procede de la variación de densidad en el fluido como consecuencia del contacto con una superficie a diferente temperatura, lo que da lugar a fuerzas

ascensionales, el fluido próximo a la superficie adquiere una velocidad debida únicamente a esta diferencia de densidades, sin ninguna fuerza motriz exterior.

b) **CONVECCIÓN FORZADA:**

Tiene lugar cuando una fuerza motriz exterior mueve un fluido con una velocidad (v), sobre una superficie que se encuentra a una temperatura (T_s) mayor o menor que la del fluido T_f , como la velocidad del fluido en la convección forzada es mayor que en la convección natural, se transfiere por lo tanto, una mayor cantidad de calor para una determinada temperatura.

La convección forzada se clasifica a su vez en externa e interna dependiendo de si el flujo de fluido es interna o externa. El flujo de un fluido se clasifica como interno o externo dependiendo de si se fuerza al fluido a fluir por un canal confinado (superficie interior) o por una superficie abierta.

El flujo de un fluido no limitado por una superficie (placa, alambre, exterior de tubo) es flujo externo. El flujo por un tubo o ducto es flujo interno ya que este está limitado por completo por superficies sólidas.

Tanto en la convección forzada como en la natural, actúan dos mecanismos. Suponiendo que el sólido está a mayor temperatura que el fluido el mecanismo que se observa en la interface entre ambos es el de conducción: las moléculas de la superficie sólida transmiten energía cinética a las moléculas del fluido que se encuentran cerca de la interfaz y la transferencia de calor.

La transferencia de calor por convección depende de las propiedades del fluido, de la superficie en contacto con el fluido y del tipo de flujo. Entre las propiedades del fluido se encuentran: **la viscosidad dinámica (μ), la conductividad térmica (k), la densidad (ρ).** También se podría considerar que depende de la viscosidad cinemática (ν), puesto que $\nu = \mu/\rho$.

Entre las propiedades de la superficie que intervienen en la convección están la geometría y la aspereza. El tipo de flujo, laminar o turbulento, también influyen en la velocidad de transferencia de calor por convección.

B) ECUACION GENERAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCION.

Independiente de que la convección sea natural o forzada, la cantidad de calor transmitido Q_c , se puede escribir (Ley de enfriamiento de Newton)

$$Q_c = h * A * (T_f - T_i) \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

Donde:

Q_c = calor transmitido

h = coeficiente de transmisión de calor por convección en la interface liquido

A = área superficial en contacto con el fluido

$T_f - T_i$ = diferencia de temperaturas

- El coeficiente de transmisión de calor por convección forzada depende en general, de la densidad, viscosidad, de la velocidad del fluido, de las propiedades térmicas del fluido.
- El número a dimensional característico para la convección natural es el número de Grashoff (Gr).
- El número a dimensional para la convección forzada es el número de Reynolds (Re).

2.2.3. NUMERO DE REYNOLDS (Re).

El número de Reynolds relaciona la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo en una expresión adimensional, que interviene en numerosos problemas de dinámica de fluidos. Dicho número o combinación adimensional aparece en muchos casos relacionado con el hecho de que el flujo pueda considerarse laminar (número de Reynolds pequeño) o turbulento (número de Reynolds grande).

$$Re = v \times Dv \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

Dónde:

Re = número de Reynolds.

D = diámetro de la tubería.

ν = viscosidad cinemática del fluido.

A) FLUJO LAMINAR Y FLUJO TURBULENTO.

En general, el término viscosidad se emplea en el flujo de fluidos para caracterizar el grado de fricción interna en el fluido. Esta fricción interna o fuerza viscosa se asocia a la resistencia que presentan dos capas adyacentes del fluido a moverse una respecto de la otra. Por causa de la viscosidad, parte de la energía cinética de un fluido se convierte en energía térmica. Esto es similar al mecanismo por el cual un objeto pierde energía cinética cuando se desliza sobre una superficie horizontal rugosa.

Cuando un fluido está en movimiento, su flujo puede caracterizarse como uno de dos tipos principales: Fluido estable o laminar y fluido no estable o turbulento.

El movimiento en régimen laminar es ordenado, estratificado: el fluido se mueve como clasificado en capas que no se mezclan entre sí. (Fig. 2.2)

El movimiento en régimen turbulento es caótico, las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se entrecruzan formando pequeños remolinos periódicos.

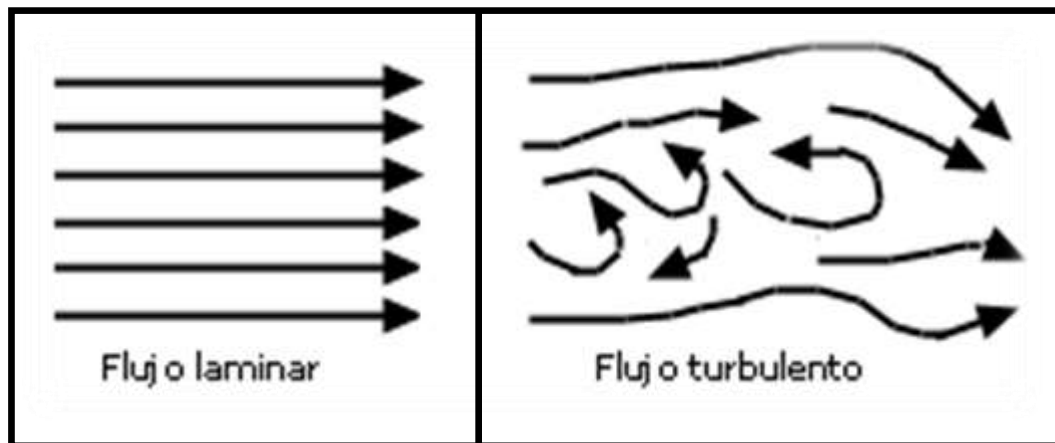


Figura 2.2: Regímenes de flujo.

2.2.4. NUMERO DE NUSSELT (Nu).

El Número de Nusselt (Nu) es un número adimensional que mide el aumento de la transmisión de calor desde una superficie por la que un fluido discurre (transferencia de calor por convección) comparada con la transferencia de calor si ésta ocurriera solamente por conducción.

Así por ejemplo en transferencia de calor dentro de una cavidad por convección natural, cuando el número de Reynolds es inferior a 1000 se considera que la transferencia de calor es únicamente por conducción y el número de Nusselt toma el valor de la unidad.

En cambio para números de Reynolds superiores, la transferencia de calor es una combinación de conducción y convección, y el número de Nusselt toma valores superiores.

El número de Nusselt es una magnitud bastante utilizada para la determinación del coeficiente de transferencia de calor por convección, basada en el análisis dimensional, la cual es utilizada para determinar parámetros a través de relaciones de similitud.

El número de Nusselt también es función de otro número adimensional, el número de Reynolds, así como el número de Prandtl.

El número de Nusselt proporciona una medida de la transferencia convectiva de calor en la superficie, siendo definido como:

$$Nu = \frac{hL}{k} \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

Dónde:

Nu = número de Nusselt

h = coeficiente de convección

L = longitud característica teniendo como valor por defecto L = 1

k = coeficiente de conductividad térmica del fluido

Por la definición del número de (Nu) se vuelve fácil darnos cuenta que este debe ser calculado solamente en paredes sólidas, así, consideramos entonces superficies sólidas a las caras del dominio que tengan velocidades prescritas e iguales a cero. El número de (Nu) también es calculado en la superficie de los bloques sólidos.

2.2.5 NUMERO DE PRANDTL (Pr).

El número de Prandtl representado por Pr , al igual que muchos números tratados anteriormente, es considerado como un número adimensional, que va en proporción al cociente entre la difusividad de momento, conocida como viscosidad y la difusividad térmica. Se encuentra definido por la siguiente fórmula:

$$Pr = \frac{v}{a} = \frac{Cp\mu}{k} \quad (\text{Ecuación 2.7})$$

Donde:

Pr = numero de Prandtl

v = viscosidad cinemática

a = difusividad térmica

Cp =capacidad calorífica

μ = viscosidad

k = conductividad térmica

Se considera que el número de Prandtl es bajo (como todos los metales líquidos), cuando la conducción de calor es efectiva en comparación a la convección, pero cuando la convección es eficiente transfiriendo calor en comparación con la conducción, entonces se considera que el número de Prandtl es alto.

Como se puede apreciar, los valores del número de Prandtl se dan para los distintos materiales, tanto los metales líquidos que tienen números de Prandtl bajos, como también los gases que poseen un número de Prandtl de 0.70, mientras que los valores altos del número de Prandtl se manifiestan en los fluidos viscosos.

2.2.6 RADIACIÓN.

La radiación es la transmisión de calor entre dos cuerpos los cuales, en un instante dado, tienen temperaturas distintas, sin que entre ellos exista contacto ni conexión por otro sólido conductor. Es una forma de emisión de ondas electromagnéticas (asociaciones de campos eléctricos y magnéticos que se propagan a la velocidad de la luz) que emana todo cuerpo que esté a mayor temperatura que el cero absoluto.

Radiación térmica: La radiación térmica tiene básicamente tres propiedades:

- **RADIACIÓN ABSORBIDA.** La cantidad de radiación que incide en un cuerpo y queda retenida en él, como energía interna, se denomina radiación absorbida. Aquellos cuerpos que absorben toda la energía incidente de la radiación térmica, se denominan cuerpos negros.
- **RADIACIÓN REFLEJADA.** Es la radiación reflejada por un cuerpo gris.
- **RADIACIÓN TRANSMITIDA.** La fracción de la energía radiante incidente que atraviesa un cuerpo se llama radiación transmitida.

2.3. TERMODINAMICA.

2.3.1. PRIMERA LEY DE LA TERMODINAMICA.

La primera ley de la termodinámica, es la aplicación del principio de la conservación de la energía, a los procesos de calor y termodinámico y esta dice:

“En cualquier proceso termodinámico, el calor neto absorbido por un sistema es igual a la suma del trabajo neto que este realiza y el cambio de su energía interna, por lo que la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma”

Matemáticamente la Primera Ley de la Termodinámica se expresa como:

$$\Delta U = Q - W \quad \text{(Ecuación 2.8)}$$

Donde:

ΔU = variación de la energía interna del sistema

Q= calor que entra o sale del sistema

W= trabajo efectuado por el sistema o trabajo realizado sobre este.

El valor de Q es positivo cuando entra calor al sistema y negativo si sale de él.

El valor de W es positivo si el sistema realiza trabajo y negativo si se efectúa trabajo de los alrededores sobre el sistema.

2.3.2. SEGUNDA LEY DE LA TERMODINAMICA.

La energía calorífica no fluye en forma espontánea de un sistema frío a otro caliente. Solo cuando se tienen dos sistemas con diferentes temperaturas se puede utilizar la energía calorífica para producir trabajo.

El calor fluye espontáneamente del sistema caliente al frío hasta que se igualan las temperaturas. Durante este proceso, parte del calor se transforma en energía mecánica a fin de efectuar un trabajo, pero no todo el trabajo puede ser convertido en trabajo mecánico.

Por lo que la Segunda Ley de la Termodinámica señala restricciones al decir que existe un límite en la cantidad de trabajo, el cual es imposible obtener a partir de un sistema caliente.

Existen dos enunciados que definen la Segunda Ley de la Termodinámica:

1.- “El calor no puede por sí mismo, sin la intervención de un agente externo, pasar de un cuerpo frío a un cuerpo caliente”

2.- “Es imposible construir una máquina térmica que, funcionando de manera continua, no produzca otro efecto que la extracción de calor de una fuente y la realización de una cantidad equivalente de trabajo”

Por lo tanto las leyes de la termodinámica son verdades universales, la primera ley afirma que la energía existente en el universo es una cantidad constante, y la segunda ley tiene aplicaciones importantes en el diseño de máquinas térmicas empleadas en la transformación de calor en trabajo.

2.4. INTERCAMBIADORES DE CALOR.

Un cambiador de calor es todo aquel dispositivo cuya función principal es realizar una transferencia de calor desde un fluido a otro a través de paredes metálicas y sin que ocurra un contacto directo entre ellos. La forma elemental de un cambiador de calor consiste en un tubo por cuyo interior circula un fluido y cuyo exterior es bañado por otro, existiendo un potencial térmico entre ambos.

El objetivo de esta sección es presentar los intercambiadores de calor como dispositivos que permiten remover calor de un punto a otro de manera específica en una determinada aplicación. Se presentan los tipos de intercambiadores de calor en función del flujo: flujo paralelo; contraflujo; flujo cruzado.

Además se analizan los tipos de intercambiadores de calor con base en su construcción: tubo y carcasa; placas, y se comparan estos. Se presentan también los intercambiadores de paso simple, de múltiples pasos, intercambiador de calor regenerador e intercambiador de calor no regenerativo. Al final se incluyen algunas de las posibles aplicaciones de los intercambiadores de calor.

Como hemos mencionado, un intercambiador de calor es un componente que permite la transferencia de calor de un fluido (líquido o gas) a otro fluido. Entre las principales razones por las que se utilizan los intercambiadores de calor se encuentran las siguientes:

- Calentar un fluido frío mediante un fluido con mayor temperatura.
- Reducir la temperatura de un fluido mediante un fluido con menor temperatura.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mediante un fluido con mayor temperatura.
- Condensar un fluido en estado gaseoso por medio de un fluido frío.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mientras se condensa un fluido gaseoso con mayor temperatura.

Debe quedar claro que la función de los intercambiadores de calor es la transferencia de calor, donde los fluidos involucrados deben estar a temperaturas diferentes. Se debe tener en mente que el calor sólo se transfiere en una sola dirección, del fluido con mayor temperatura hacia el fluido de menor temperatura.

En los intercambiadores de calor, los fluidos utilizados no están en contacto entre ellos, el calor es transferido del fluido con mayor temperatura hacia el de menor temperatura al encontrarse ambos fluidos en contacto térmico con las paredes metálicas que los separan.

2.5. CLASIFICACIÓN.

Los Intercambiadores de calor son dispositivos que proporcionan el flujo de energía térmica entre dos o más fluidos a diferentes temperaturas. Los intercambiadores de calor se utilizan en una amplia variedad de aplicaciones.

Estos incluyen la producción de energía; proceso, químicos y las industrias alimentarias; electrónica; ingeniería ambiental, de recuperación de calor residual, la industria manufacturera, aire - acondicionado, refrigeración, y aplicaciones espaciales. Los intercambiadores de calor se pueden clasificar de acuerdo al siguiente criterio principal:

1. Dependiendo el servicio que tienen en común.
2. Los procesos de transferencia: el contacto directo y contacto indirecto (Recuperadores y Regeneradores).
3. Disposiciones de flujo: los flujos paralelos, flujo libre, y de flujo cruzado.
4. La geometría de construcción: Tubos, placas, espiral, enfriadores por aire, carcaza.

2.5.1. CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL SERVICIO.

A) ENFRIADOR.

Es una unidad en la cual una corriente de proceso intercambia calor con agua o aire sin que ocurra cambio de fase.

B) CALENTADOR.

Un calentador es un intercambiador de calor que aumenta la entalpía de una corriente, sin que normalmente ocurra un cambio de fase. Como fuente de calor se utiliza una corriente de servicio, la cual puede ser vapor de agua, aceite caliente, fluidos especiales para transferencia

de calor ó una corriente de proceso de entalpía alta, por ejemplo la descarga de un reactor operado a temperaturas elevadas.

C) REFRIGERADOR.

Es una unidad que utiliza una sustancia refrigerante para enfriar un fluido, hasta una temperatura menor que la obtenida si se utilizara aire o agua como medio de enfriamiento.

D) CONDENSADOR.

Es una unidad en la cual los vapores de proceso se convierten total o parcialmente en líquidos. Generalmente se utiliza agua o aire como medio de enfriamiento. El término **condensador de superficie** se refiere específicamente a aquellas unidades de carcaza y tubos que se utilizan para la condensación del vapor de desecho, proveniente de las máquinas y de las turbinas a vapor.

Un **condensador de contacto directo** es una unidad en la cual el vapor es condensado mediante contacto con gotas de agua.

E) EVAPORADOR.

Los evaporadores son intercambiadores diseñados específicamente para aumentar la concentración de las soluciones acuosas mediante la evaporación de una parte del agua.

F) VAPORIZADOR.

Es un intercambiador que convierte líquido a vapor. El término vaporizador se refiere normalmente a aquellas unidades que manejan líquidos diferentes al agua

G) REHERVIDOR.

Es un vaporizador que suministra el calor latente de vaporización al fondo (generalmente) de una torre fraccionadora. Hay dos tipos generales de rehervidores, aquéllos que envían dos fases a la torre para separar el vapor del líquido y los que retornan vapor solamente. Los primeros pueden operar mediante **circulación natural** (comúnmente llamados termosifones) o **circulación forzada**.

Los **termosifones** son los tipos de rehervidores más comunes. Los termosifones horizontales donde la vaporización ocurre en el lado de la carcaza, son los más utilizados en la

industria petrolera. En los del tipo vertical, la vaporización ocurre en el lado de los tubos y se utilizan preferiblemente en las industrias químicas. En un termosifón, se debe disponer de suficiente cabezal a fin de mantener la circulación natural del líquido a evaporar.

Los rehervidores de **circulación forzada** requieren de una bomba para impulsar el líquido a evaporar a través del intercambiador. Este tipo de Rehervidor no se utiliza con mucha frecuencia, debido a los costos adicionales del bombeo, sin embargo, en algunos casos puede requerirse para vencer limitaciones del cabezal hidrostático y los problemas de circulación.

Los rehervidores que retornan vapor a la torre se denominan rehervidores de marmita (Kettle Reboilers). La mejor manera de describir la operación de estos es comparándola con una paila u olla hirviendo.

H) GENERADORES DE VAPOR.

Son un tipo especial de vaporizadores usados para producir vapor de agua. Como fuente de calor se utiliza generalmente el calor en exceso que no se requiere para el proceso; de allí que a estos rehervidores se les llame comúnmente “Calderas de recuperación de calor”. Al igual que los rehervidores, los generadores de vapor pueden ser del tipo Kettle, de circulación forzada o termosifones.

I) SOBRECALENTADOR.

Un sobrecalentado calienta el vapor por encima de su temperatura de saturación. En Teoría, el diseño de todos estos equipos es parecido, sin embargo, los cálculos de los coeficientes de transferencia de calor difieren unos de otros. Por ejemplo, hay que considerar si existe o no cambio de fase, el régimen de flujo, si el fluido es multi componente, etc.

2.5.2. CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A PROCESOS DE TRANSFERENCIA.

A) DE CONTACTO DIRECTO.

En este tipo de intercambiador, el calor es transferido por contacto directo entre dos corrientes en distintas fases (generalmente un gas y un líquido de muy baja presión de vapor) fácilmente separables después del proceso de transferencia de energía; como ejemplo se tienen las torres de enfriamiento de agua con flujo de aire. El flujo de aire puede ser forzado o natural.

B) DE CONTACTO INDIRECTO

En los intercambiadores de contacto indirecto, las corrientes permanecen separadas y la transferencia de calor se realiza a través de una pared divisora, o desde el interior hacia el exterior de la pared de una forma no continua.

Cuando el flujo de calor es intermitente, es decir, cuando el calor se almacena primero en la superficie del equipo y luego se transmite al fluido frío, se denominan intercambiadores de transferencia indirecta, o tipo **almacenador** o sencillamente **regenerador**.

La intermitencia en el flujo de calor es posible debido a que el paso de las corrientes tanto caliente como fría es alternado. Aquellos equipos en los que existe un flujo continuo de calor desde la corriente caliente hasta la fría, a través de una delgada pared divisora son llamados intercambiadores tipo transferencia directa o simplemente **recuperadores**; éstos son los más usados a nivel industrial.

2.5.3. CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LA DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS.

La escogencia de una disposición de flujo en particular depende de la eficiencia de intercambio requerida, los esfuerzos térmicos permitidos, los niveles de temperatura de los fluidos, entre otros factores. Algunas de las disposiciones de flujo más comunes son:

A). FLUJO EN PARALELO.

En este tipo ambos fluidos entran al equipo por el mismo extremo, fluyen en la misma dirección y salen por el otro extremo. En este caso, los dos fluidos entran al intercambiador por el mismo extremo y estos presentan una diferencia de temperatura significativa. Como el calor se transfiere del fluido con mayor temperatura hacia el fluido de menor temperatura, la temperatura de los fluidos se aproxima la una a la otra, es decir que uno disminuye su temperatura y el otro la aumenta tratando de alcanzar el equilibrio térmico entre ellos.

Debe quedar claro que el fluido con menor temperatura nunca alcanza la temperatura del fluido más caliente. Las variaciones de temperatura son idealizadas como unidimensionales. Termodinámicamente es una de las disposiciones más pobres, sin embargo, se emplea en los

siguientes casos: cuando los materiales son muy sensibles a la temperatura ya que produce una temperatura más uniforme; cuando se desea mantener la misma efectividad del intercambiador sobre un amplio intervalo de flujo y en procesos de ebullición, ya que favorece el inicio de la nucleación.

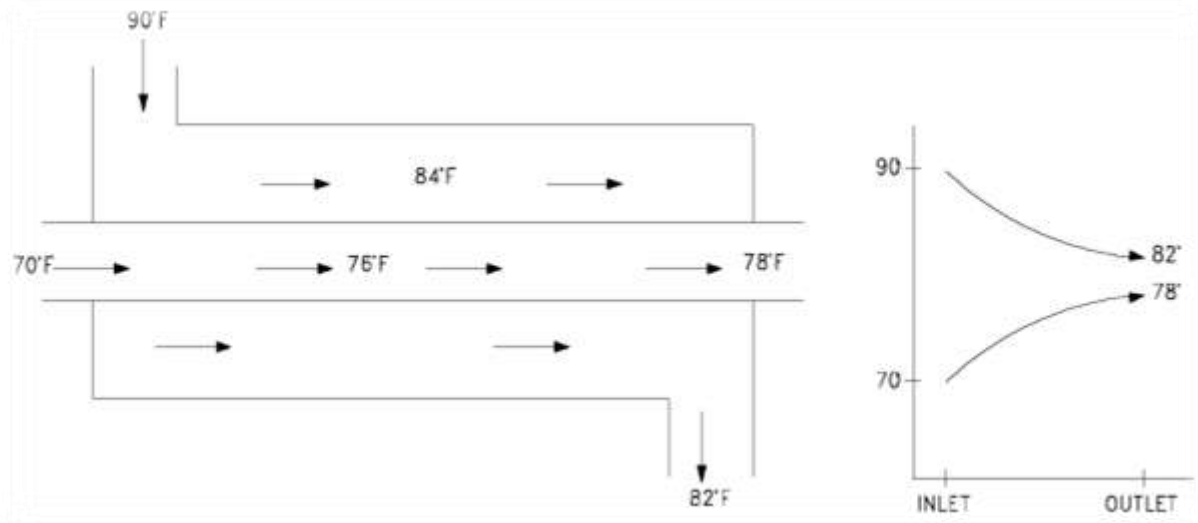


Figura 2.3: Intercambiador de calor de flujo paralelo.

B). FLUJO CRUZADO

En este tipo de intercambiador, uno de los fluidos fluye de manera perpendicular al otro fluido, esto es, uno de los fluidos pasa a través de tubos mientras que el otro pasa alrededor de dichos tubos formando un ángulo de 90°C. Los intercambiadores de flujo cruzado son comúnmente usados donde uno de los fluidos presenta cambio de fase y por tanto se tiene un fluido pasado por el intercambiador en dos fases bifásicas.

Un ejemplo típico de este tipo de intercambiador es en los sistemas de condensación de vapor, donde el vapor exhausto que sale de una turbina entra como flujo externo a la carcasa del condensador y el agua fría que fluye por los tubos absorbe el calor del vapor y éste se condensa y forma agua líquida.

Se pueden condensar grandes volúmenes de vapor de agua al utilizar este tipo de intercambiador de calor. Las variaciones de temperatura son idealizadas como bidimensionales. Termodinámicamente la efectividad de estos equipos es intermedia a las otras dos.

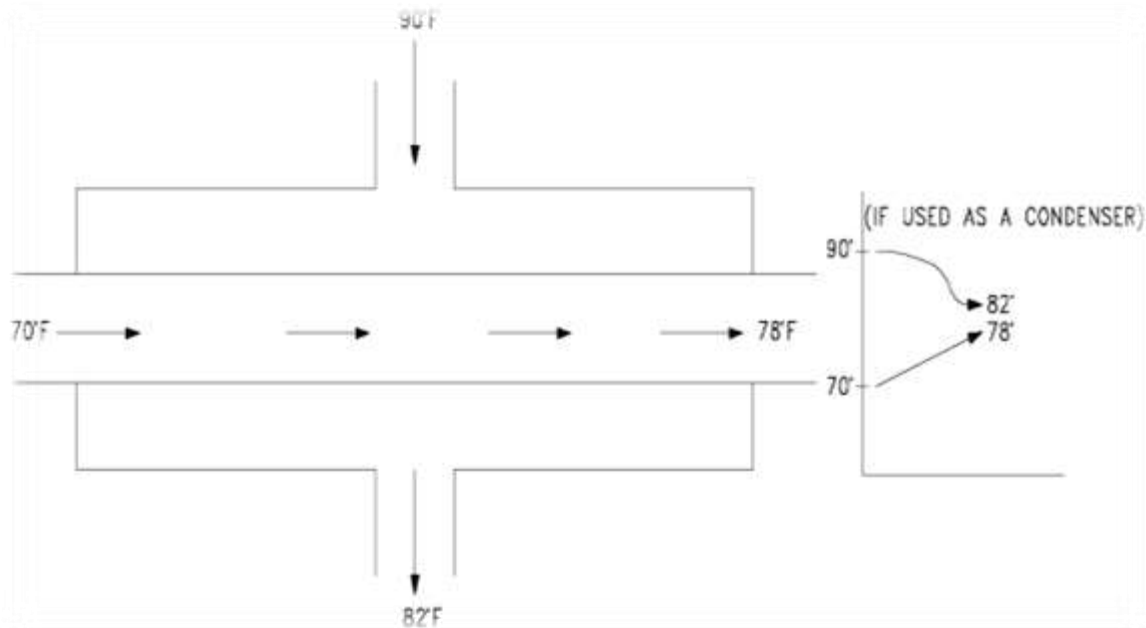


Figura 2.4: Intercambiador de calor de flujo paralelo.

C). FLUJO EN CONTRACORRIENTE O CONTRAFLUJO.

En este tipo se presenta un contraflujo cuando los dos fluidos fluyen en la misma dirección pero en sentido opuesto. Las variaciones de temperatura son idealizadas como unidimensionales.

Ya que el fluido con menor temperatura sale en contraflujo del intercambiador de calor en el extremo donde entra el fluido con mayor temperatura, la temperatura del fluido más frío se aproximará al de la temperatura del fluido de entrada.

Este tipo de intercambiador resulta ser más eficiente que los otros dos tipos mencionados anteriormente. En contraste con el intercambiador de calor de flujo paralelo, el intercambiador de contraflujo puede presentar la temperatura más alta en el fluido frío y la más

baja temperatura en el fluido caliente una vez realizada la transferencia de calor en el intercambiador.

Esta es la disposición de flujo termodinámicamente superior a cualquier otra.

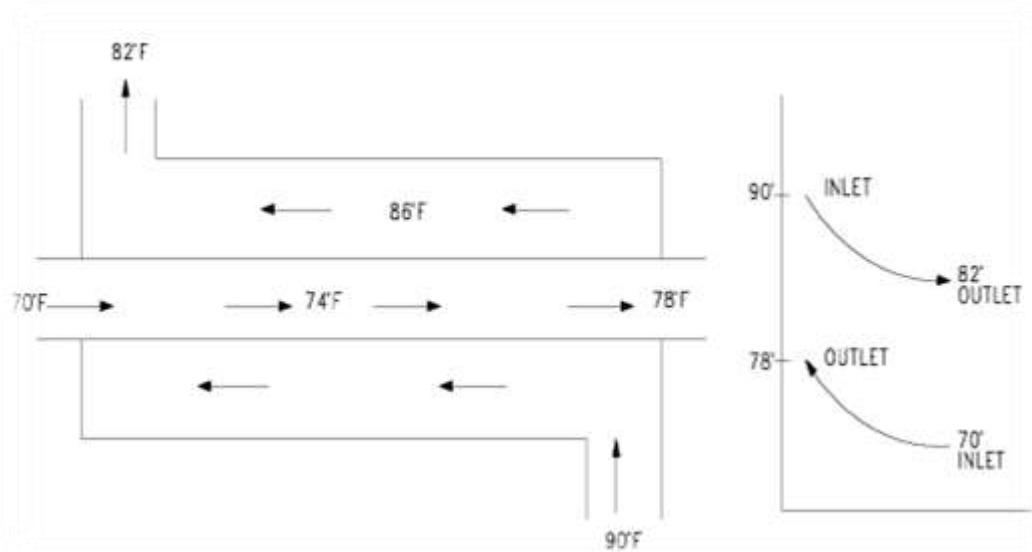


Figura 2.5: Intercambiador de calor de flujo en contracorriente.

2.5.4. INTERCAMBIADORES DE CALOR DE PASOS MÚLTIPLES

Una de las ventajas de los pasos múltiples es que mejoran el rendimiento total del intercambiador, con relación al paso único. Pueden encontrarse diferentes clasificaciones de acuerdo a la construcción del equipo: Paralelo-cruzado, contracorriente-paralelo, contracorriente-cruzado y combinaciones de éstos.

Desde luego, un intercambiador de calor real que incluye dos, o los tres tipos de intercambio descritos anteriormente, resulta muy complicado de analizar.

La razón de incluir la combinación de varios tipos en uno solo, es maximizar la eficacia del intercambiador dentro de las restricciones propias del diseño, que son: tamaño, costo, peso, eficacia requerida, tipo de fluidos, temperaturas y presiones de operación, que permiten establecer la complejidad del intercambiador.

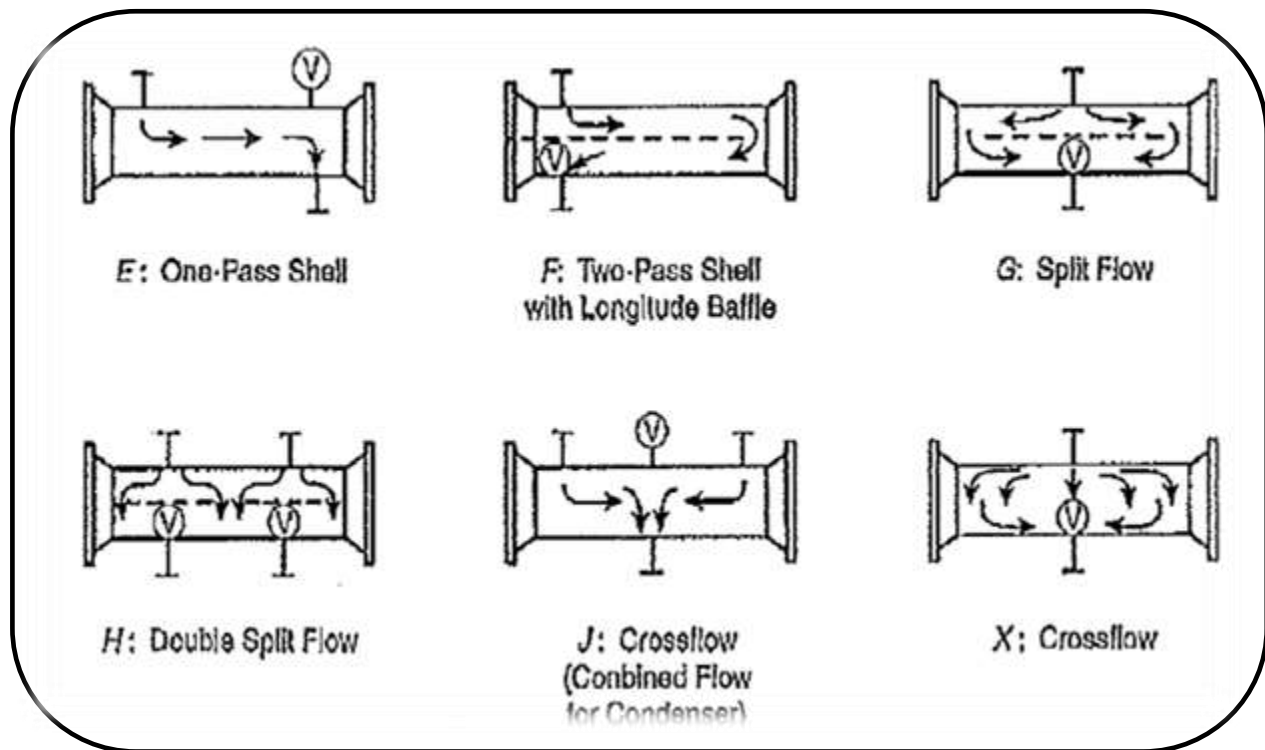


Figura 2.6: Tipos de Flujos en Carcaza.

2.5.5 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LOS MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.

Los mecanismos básicos de transferencia de calor entre un fluido y una superficie son:

- Convección en una sola fase, forzada o libre.
- Convección con cambio de fase, forzada o libre: condensación ó ebullición.
- Una combinación de convección y radiación.

Cualquiera de estos mecanismos o una combinación de ellos pueden estar activos a cada lado de la pared del equipo. Por ejemplo, convección en una sola fase se encuentra en radiadores de automóviles, enfriadores, refrigeradores, etc. Convección monofásica de un lado y bifásica del otro se puede encontrar en evaporadores, generadores de vapor, condensadores, etc.

Por su parte la convección acompañada de radiación térmica juega un papel importante en intercambiadores de metales líquidos, hornos, etc.

2.5.6. CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LA GEOMETRÍA DE CONSTRUCCIÓN.

Si bien los intercambiadores de calor se presentan en una inimaginable variedad de formas y tamaños, en esta parte solo se van a describir algunos de los más importantes y más usados a nivel industrial; como en cualquier dispositivo mecánico, cada uno de estos presenta ventajas o desventajas en su aplicación.

A). INTERCAMBIADOR DE DOBLE TUBO

Este es uno de los diseños más simples y consiste básicamente de dos tubos concéntricos, en donde una corriente circula por dentro del tubo interior mientras que la otra circula por el ánulo formado entre los tubos. Este es un tipo de intercambiador cuya construcción es fácil y económica, lo que lo hace muy útil.

Las partes principales de este tipo de intercambiador (mostrado en la Figura 2.6) son dos juegos de tubos concéntricos, dos "T" conectoras [7], un cabezal de retorno [4] y un codo en "U" [1].

La tubería interior se soporta mediante esteperos, y el fluido entra a ella a través de una conexión localizada en la parte externa del intercambiador. Las "T" tienen conexiones que permiten la entrada y salida del fluido que circula por el ánulo y el cruce de una sección a la otra a través de un cabezal de retorno.

La tubería interior se conecta mediante una conexión en "U" que generalmente se encuentra expuesta al ambiente y que no proporciona superficie efectiva de transferencia de calor.

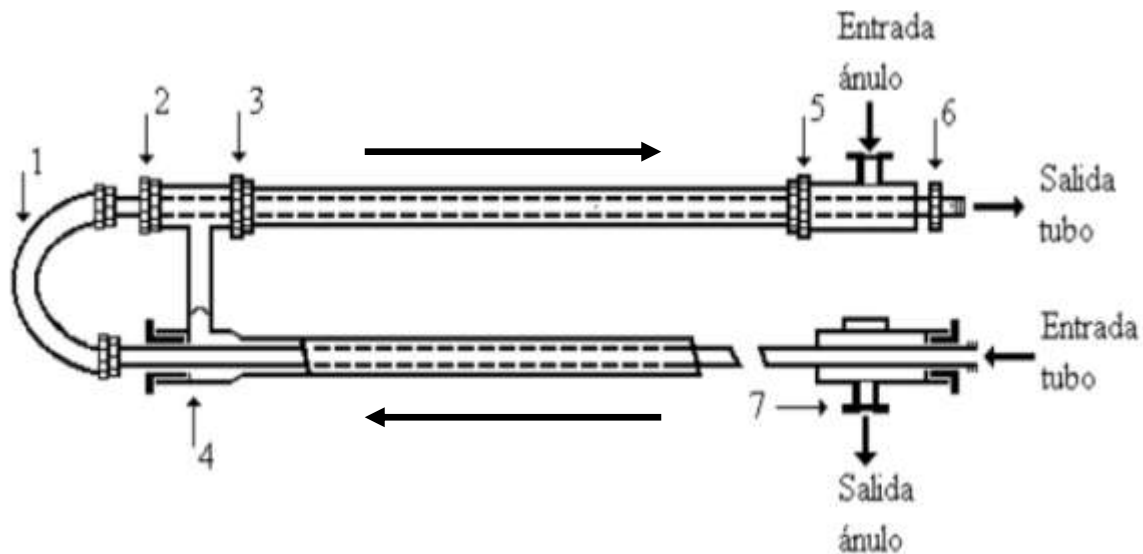


Figura 2.7: Intercambiador de calor de doble tubo.

La principal desventaja del uso de este tipo de intercambiador radica en la pequeña superficie de transferencia de calor que proporciona, por lo que si se emplean en procesos industriales, generalmente se va a requerir de un gran número de éstos conectados en serie, lo que necesariamente involucra a una gran cantidad de espacio físico en la planta. Por otra parte, el tiempo y gastos requeridos para desmantelarlos y hacerles mantenimiento o limpieza periódica son prohibitivos comparados con otro tipo de equipos.

No obstante estos intercambiadores encuentran su mayor utilidad cuando la superficie total de transferencia requerida es pequeña (100 a 200 ft o menor). Como las dimensiones de los componentes de estos equipos tienden a ser pequeñas, estas unidades son diseñadas para operar con altas presiones; además, los intercambiadores de doble tubo tienen la ventaja de la estandarización de sus componentes y de una construcción modular.

B). INTERCAMBIADORES DE ENVOLVENTE – HAZ DE TUBOS.

De los diversos tipos de intercambiadores de calor, éste es el más utilizado en las refinerías y plantas químicas en general debido a que:

- a) Proporciona flujos de calor elevados en relación con su peso y volumen.
- b) Es relativamente fácil de construir en una gran variedad de tamaños.

- c) Es bastante fácil de limpiar y de reparar.
- d) Es versátil y puede ser diseñado para cumplir prácticamente con cualquier aplicación.

C). INTERCAMBIADORES ENFRIADOS POR AIRE Y RADIADORES

Son equipos de transferencia de calor tubulares en los que el aire ambiente al pasar por fuera de un haz de tubos, actúa como medio refrigerante para condensar y/o enfriar el fluido que va por dentro de los mismos. Comúnmente se le conoce como intercambiadores de flujo cruzado debido a que el aire se hace soplar perpendicularmente al eje de los tubos.

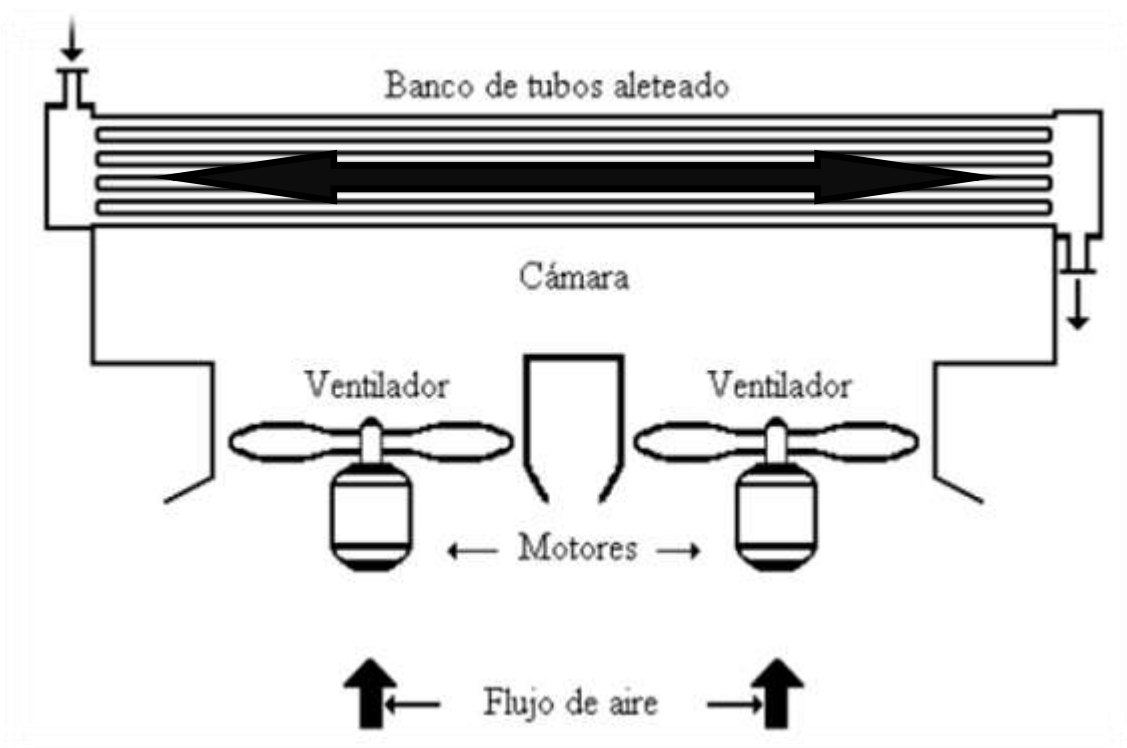


Figura 2.8: Intercambiador de calor enfriado por aire.

Los enfriadores de aire ocupan un área relativamente grande por lo que generalmente se ubican encima de equipos de proceso (tambores, intercambiadores, etc.). Como los ventiladores son generalmente muy ruidosos, no pueden instalarse cerca de áreas residenciales.

Al diseñar estos equipos se debe tomar en cuenta el efecto de las pérdidas de calor de los equipos circundantes sobre la temperatura del aire de entrada, así como, tener mucho cuidado para que cumplan con los requerimientos de servicio aún en días calurosos y/o que el fluido no se congele dentro de los tubos en invierno.

El aire en vez del agua, podría parecer una elección obvia a la hora de seleccionar un refrigerante, ya que se encuentra en el ambiente en cantidades ilimitadas. Desafortunadamente, el aire es un medio de transferencia de calor pobre en comparación con el agua:

- **conductividad térmico del agua:** cerca de 23 veces mayor que el aire.
- **calor específico del agua:** es cuatro veces más grande y su densidad,
- **presión y temperatura atmosférica** es unas 800 veces mayor.

En consecuencia, para una determinada cantidad de calor a transferir, se requiere de una mayor cantidad de aire, aproximadamente 4 veces más en masa y 3200 en volumen. Por lo general, este tipo de intercambiadores se emplea en aquellos lugares donde se requiera de una torre de enfriamiento para el agua o se tenga que ampliar el sistema de agua de enfriamiento, donde sean muy estrictas las restricciones ambientales en cuanto a los efluentes de agua ó donde el medio refrigerante resulte muy corrosivo o provoque taponamientos excesivos.

D) INTERCAMBIADORES DE PLACAS EMPACAS (PHE).

En este tipo de intercambiadores las dos corrientes de fluidos están separadas por placas, que no son más que láminas delgadas, rectangulares, en las que se observa un diseño corrugado, formado por un proceso de prensado de precisión. A un lado de cada placa, se localiza un empaque que bordea todo su perímetro.

La unidad completa mantiene unidos a un cierto número de estas placas, sujetas cara a cara en un marco. El canal de flujo es el espacio que se forma, gracias a los empaques, entre dos placas adyacentes; arreglando el sistema de tal forma, que los fluidos fríos y calientes corren alternadamente por dichos canales, paralelamente al lado más largo.

Existen aberturas en las 4 esquinas de las placas que conjuntamente con un arreglo apropiado de empaques, que dirigen a las dos corrientes en sus canales de flujo.

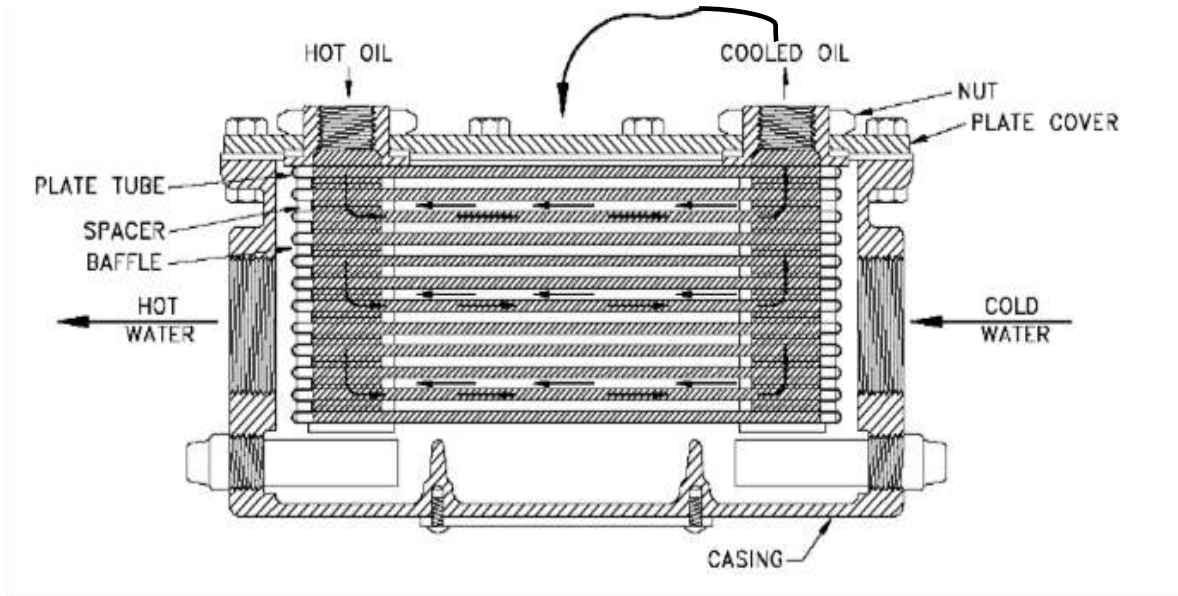


Figura 2.9: Intercambiador de calor de placas.

Las placas son corrugadas en diversas formas, con el fin de aumentar el área superficial efectiva de cada una; provocar turbulencia en el fluido mediante continuos cambios en su dirección y velocidad, lo que a su vez redundaría en la obtención de altos coeficientes de transferencia de calor, aún a bajas velocidades y con moderadas caídas de presión. Las corrugaciones también son esenciales para incrementar la resistencia mecánica de las placas y favorecer su soporte mutuo.

Estos equipos son los más apropiados para trabajar con fluidos de alta viscosidad y tienen como ventaja adicional, el ser fácilmente desmontables para labores de mantenimiento.

Sin embargo, el tipo de intercambiadores de placa no se utiliza extensamente debido a la inhabilidad de sellar de manera confiada las juntas entre cada una de las placas. Debido a este problema, el tipo intercambiador de la placa se ha utilizado solamente para aplicaciones donde la presión es pequeña o no muy alta, por ejemplo en los refrigeradores de aceite para máquinas.

E). INTERCAMBIADORES EN ESPIRAL (SHE).

Su diseño consiste en un par de láminas de metal enrolladas alrededor de un eje formando pasajes paralelos en espiral por entre los cuales fluye cada sustancia. El espaciamiento entre las láminas se mantiene gracias a que éstas se encuentran soldadas a una especie de panel. Los canales que se forman en la espiral se encuentran cerrados en los extremos para que los fluidos no se mezclen. El fluir continuamente entre curvas induce turbulencia en los fluidos, lo cual mejora la transferencia de calor y reduce el ensuciamiento.

Estos equipos son muy utilizados en el manejo de fluidos viscosos, lodos y líquidos con sólidos en suspensión, así como también en operaciones de condensación y vaporización. Raras veces se requiere de aislantes, ya que son diseñados de tal manera que el refrigerante pase por el canal externo.

Entre sus características más resaltantes se pueden mencionar que se emplean con flujo en contracorriente puro, no presentan problemas de expansión diferencial, son compactos y pueden emplearse para intercambiar calor entre dos o más fluidos a la vez.

En general los SHE ofrecen gran versatilidad en sus arreglos; siendo posible variar anchos, largos, espesores, materiales, etc. De esta manera se logra que este tipo de equipos requiera 60% menos volumen y 70% menos peso que las unidades de tubo y carcaza comparables en la cantidad de calor transferido.

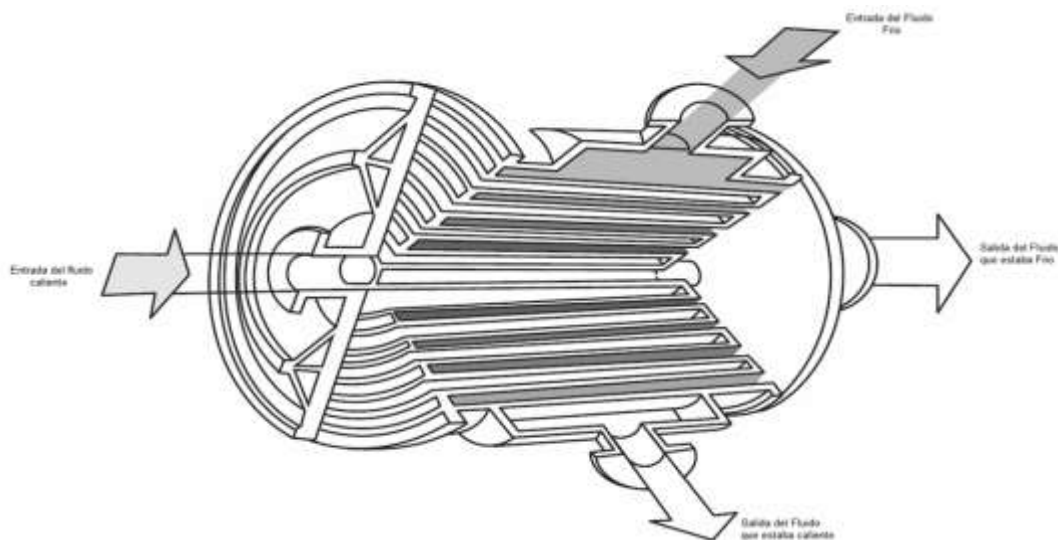


Figura 2.10: Intercambiador de calor de espiral.

2.6 INTERCAMBIADORES DE CALOR DE ENVOLVENTE – HAZ DE TUBOS.

Existen diversos tipos de cambiadores de calor, pero el más comúnmente utilizado en las refinerías y plantas químicas son los intercambiadores de calor del tipo envolvente - Haz de tubos, debido a que:

- a) Proporciona flujos de calor elevados en relación con su peso y volumen.
- b) Área de transferencia muy grande en un diámetro de envolvente relativamente pequeño.
- c) Es relativamente fácil de construir en una gran variedad de tamaños.
- d) Es bastante fácil de limpiar y de reparar.
- e) Es versátil y puede ser diseñado para cumplir prácticamente con cualquier aplicación.

Este tipo de cambiador de calor consiste en un haz de tubos colocado en el interior de una envolvente cilíndrica, la cual posee dos cabezales ensamblados en ambos extremos: uno de entrada y otro de salida, o bien, uno que hace la función de entrada y de salida al mismo tiempo, denominado cabezal de distribución.

Por el interior de los tubos circula un fluido y el otro lo hace por el exterior de ellos, es decir, por el lado envolvente (carcaza). Esto significa que es en el haz de tubos donde se efectúa la transferencia de calor de un fluido a otro a través de la pared metálica que proveen los tubos.

2.6.1 CLASIFICACIÓN.

Los intercambiadores de envolvente - tubo se diseñan y estudian de acuerdo a los estándares publicados por la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares, conocida como **TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association)**.

TEMA presenta tres estándares para la construcción mecánica, los que especifican diseño, fabricación y materiales a utilizar en los intercambiadores de tubo y carcaza.

Estos son:

1- Clase R: son los usados en condiciones de operación severas, en procesos petroleros y afines.

2- Clase C: designa a los intercambiadores usados en aplicaciones comerciales y procesos generales bajo condiciones moderadas.

3- Clase B: usados en procesos químicos.

Independientemente del tipo, los intercambiadores de calor **ENVOLVENTE- HAZ DE TUBO**, se pueden clasificar de acuerdo a su construcción mecánica, en:

1) De cabezal fijo.

2) Tubos en forma de U.

3) De cabezal flotante.

A). CABEZAL FIJO

Es el tipo más popular cuando se desea minimizar la cantidad de juntas, estos se caracterizan por tener dos placas de tubos soldadas a la envolvente, el interior de los tubos se puede limpiar mecánicamente después de remover la tapa del canal. El banco de tubos no se puede extraer y su limpieza exterior se debe realizar químicamente. Se utiliza para fluidos limpios, por el lado de la envolvente.

1. VENTAJAS DE ESTE INTERCAMBIADOR.

- No presentan uniones internas por lo cual se elimina partes potenciales de fugas, los tubos internos se pueden colocar muy cerca de la cara interna de la envolvente y por lo tanto el número de tubos para un determinado diámetro es mayor que para cualquier otro tipo de intercambiador.
- Se puede usar para altas presiones y fluidos tóxicos.

- La combinación de temperaturas y coeficientes de expansión de la carcaza y los tubos durante el servicio causan una expansión diferencial que si no puede ser absorbida por el equipo es recomendable usar otro intercambiador.

2. PROBLEMAS CON ESTE TIPO DE INTERCAMBIADOR.

- El haz de tubos fijo no se puede inspeccionar o limpiar mecánicamente instalado.
- El esfuerzo de origen térmico debe ser bajo o despreciable.

B). TUBOS EN FORMA DE “U”.

Estos intercambiadores tienen los tubos del haz doblados formando una “U” para presentar cambios de dirección más graduales, porque la curva que forman en el extremo es muy abierta, lo que ofrece menor resistencia al flujo.

Los bancos de tubos se pueden remover para limpieza mecánica, pero el interior de estos se limpia en general químicamente.

1. VENTAJAS DE ESTE INTERCAMBIADOR.

- Se utilizan cuando el fluido que circula por los tubos es limpio, los fluidos sucios circulan por la envolvente.
- Estos intercambiadores no tienen uniones internas y los tubos periféricos se pueden colocar muy cerca de la cara interna de la carcaza, pero como existe una limitación mecánica en el radio de los tubos interiores, el número de tubos que se puede colocar en una carcaza de diámetro dado es menor a la de placa de tubos fijos.

2. PROBLEMAS CON ESTE TIPO DE INTERCAMBIADOR.

- La limpieza mecánica del exterior del haz es muy difícil en el sector curvo.

- Es imposible tener contracorriente pura.
- Los tubos no son fáciles de cambiar, y a veces no se pueden cambiar de ninguna manera.

C). CABEZAL FLOTANTE.

Es el tipo más sofisticado (y caro) de intercambiador de haz de tubos y envolvente. Se caracteriza por tener una hoja de tubos fijos, mientras que la otra flota libremente permitiendo el movimiento diferencial entre la envolvente y los tubos.

Hay dos tipos básicos de intercambiador de cabezal flotante. Uno emplea un cabezal “flotante” (es decir, deslizante) con o sin anillo seccionado. El otro usa empaquetadura para permitir la expansión térmica.

2.6.2. COMPONENTES DE INTERCAMBIADORES DE CALOR ENVOLVENTE- HAZ DE TUBOS.

2.6.2.1 CANAL (CHANNEL).

Cámara, metálica, de sección circular, que va en los extremos del cambiador de calor con o sin placas de partición, cerrada con tapa conformada (cabezal tipo bonete) o con tapa plana y sirve para dirigir el fluido por dentro de los tubos.

El canal puede tener ambos extremos bridados para ensamblarse con la envolvente y con una tapa plana; o bien tener un extremo bridado y el otro unido de forma integral con una tapa formada o al espejo mediante soldadura.

El canal, dependiendo de su localización y el número de pasos puede o no tener boquillas que se conectan a las tuberías de proceso.

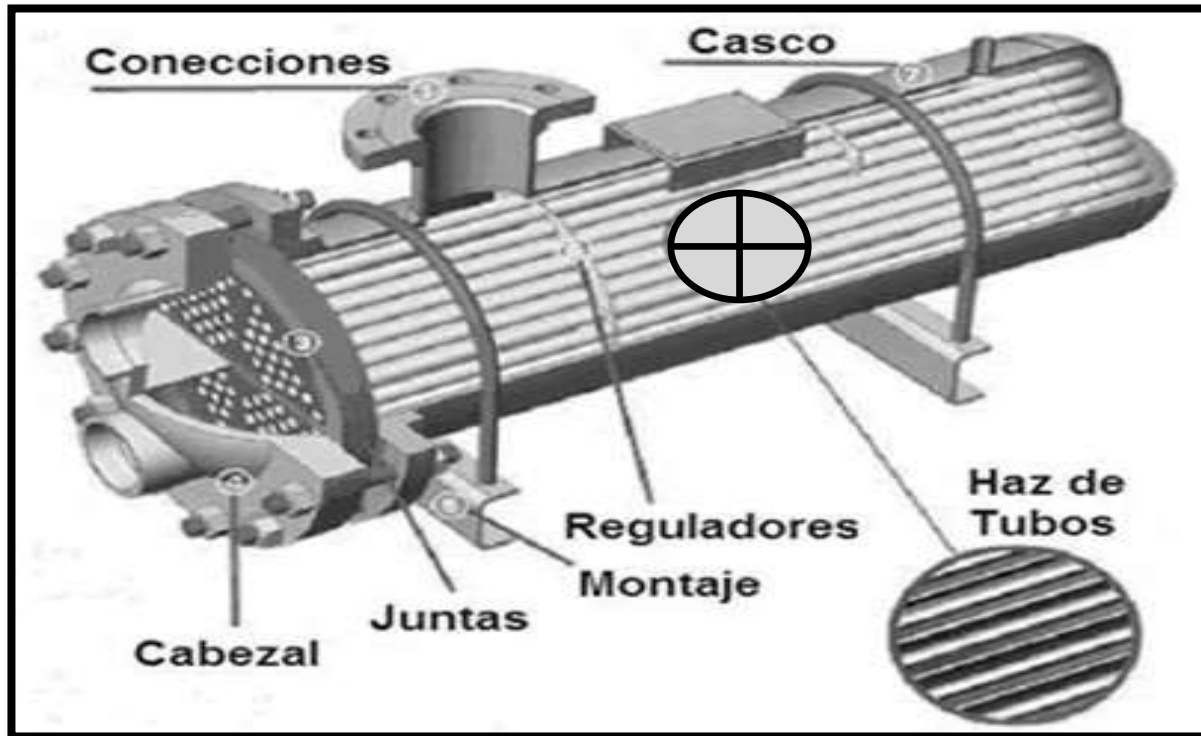


Figura 2.11: Canal.

2.6.2.2. TUBOS.

Los tubos son los componentes fundamentales, proporcionando la superficie de transferencia de calor entre el fluido que circula por el interior de los tubos, y la envolvente. Los tubos pueden ser completos o soldados y generalmente están hechos de cobre o aleaciones de acero.

Los tubos pueden ser desnudos o aletados. Las superficies extendidas se usan cuando uno de los fluidos tiene un coeficiente de transferencia de calor mucho menor que el otro fluido. Los tubos doblemente aletados pueden mejorar aún más la eficiencia. Las aletas proveen de dos a cuatro veces más el área de transferencia de calor que proporcionaría el tubo desnudo.

La cantidad de pasos por los tubos y por la carcasa dependen de la caída de presión disponible. A mayores velocidades, aumentan los coeficientes de transferencia de calor, pero también las pérdidas por fricción y la erosión en los materiales.

A). HAZ DE TUBOS.

Es un conjunto de tubos que se albergan dentro de la envolvente y sus extremos están soportados en la placa de tubos, la cual puede ser placa fija o con cabeza flotante. El empleo de uno u otro tipo de placa depende de la diferencia de temperatura que se registre en los extremos durante la operación. Por lo general se usan tubos lisos y de manera especial con superficie extendida.

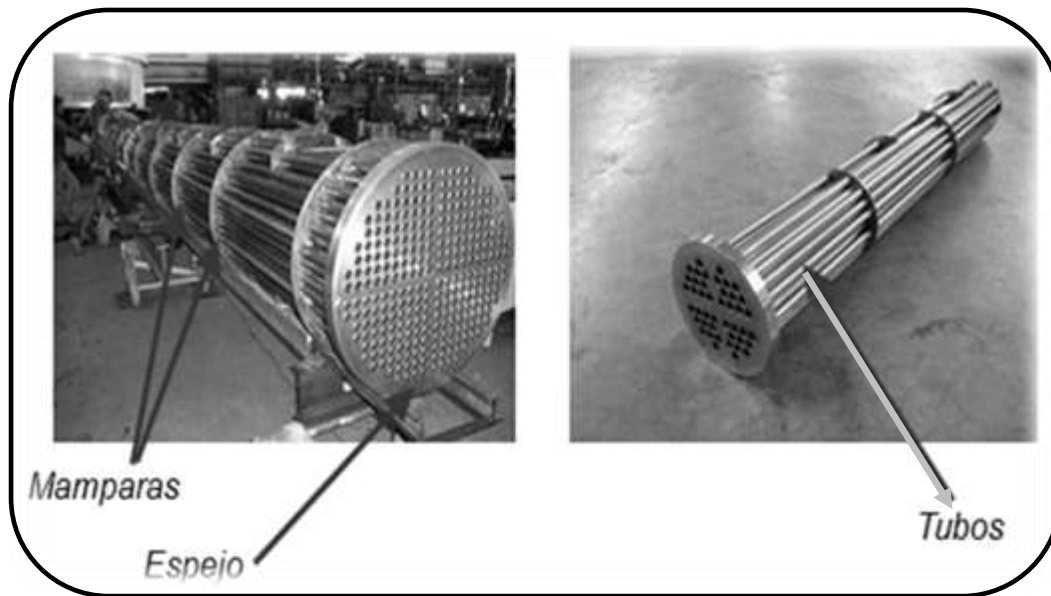


Figura 2.12: Haz de Tubos.

B). ARREGLO O DISPOSICION DE LOS TUBOS.

Los tubos en un intercambiador son usualmente dispuestos en forma de un triángulo equilátero (triangular) o de un cuadrado (cuadrangular).

EL ARREGLO TRIANGULAR: permite albergar un mayor número de tubos dentro del casco y da mayores coeficientes de película, se emplea con fluidos limpios y cuando la limpieza se realiza con medios químicos.

EL ARREGLO CUADRADO: se emplea cuando se quiere albergar un menor número de tubos y cuando la limpieza debe hacerse con medios mecánicos, se emplea con fluidos con

tendencia a formar incrustaciones, este arreglo produce bajas caídas de presión en el lado del casco.

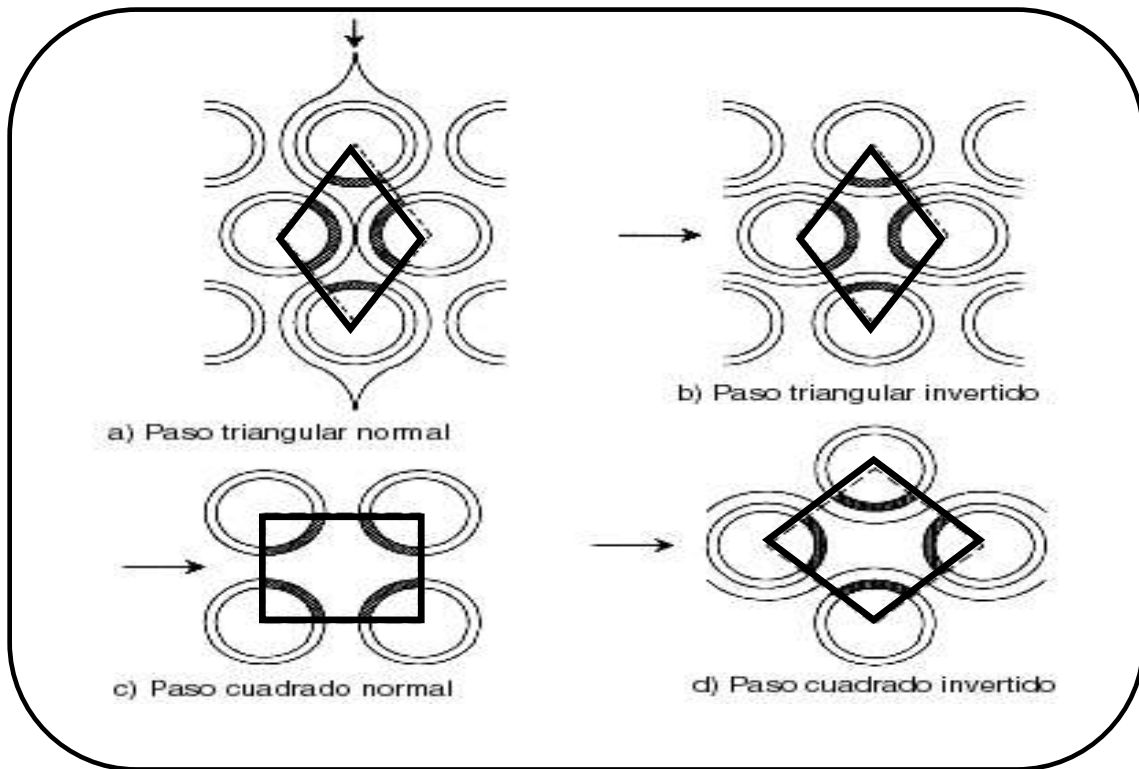


Figura 2.13: Diferentes arreglos de tubos.

C). PLACA DE TUBOS (ESPEJOS).

Es generalmente una placa que ha sido perforada y acondicionada (juntas de expansión) para soportar los tubos, los empaques, las barras espaciadoras, etc.

La placa de tubos además de cumplir con los requerimientos mecánicos, debe soportar el ataque corrosivo por parte de ambos fluidos y debe ser químicamente compatible con el material de los tubos. Por lo general están hechas de acero de bajo carbono con una capa delgada de aleación metalúrgica anticorrosiva.

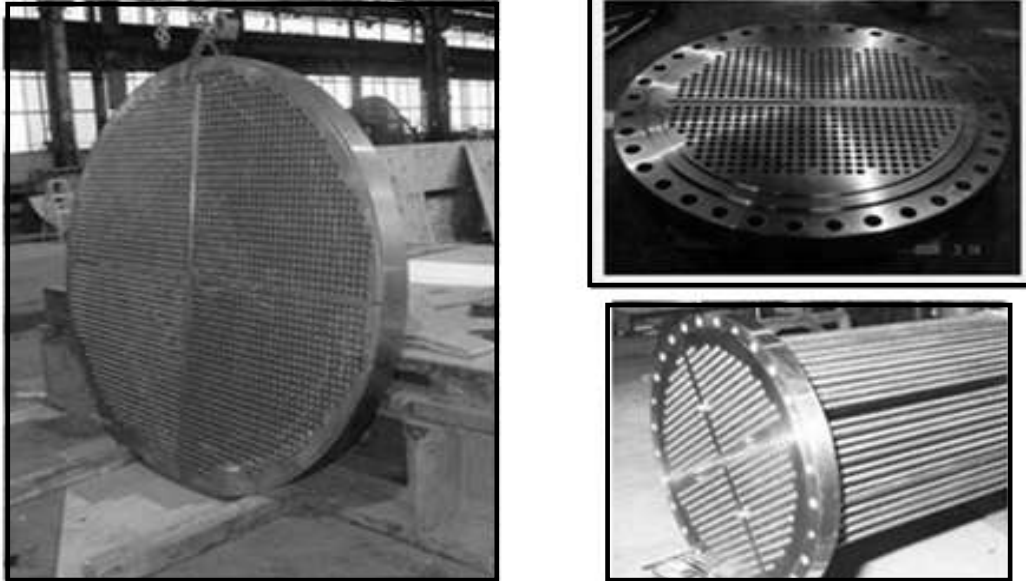


Figura 2.14: Espejos.

D). PLACA DE CHOQUE.

Placa metálica, de sección circular o cuadrada, colocada sobre los tubos separadores del haz de tubos a la altura de la boquilla de entrada. La función de la placa de choque es proteger a los tubos de transferencia contra la erosión que puede ocurrir por la incidencia del fluido del lado envolvente.

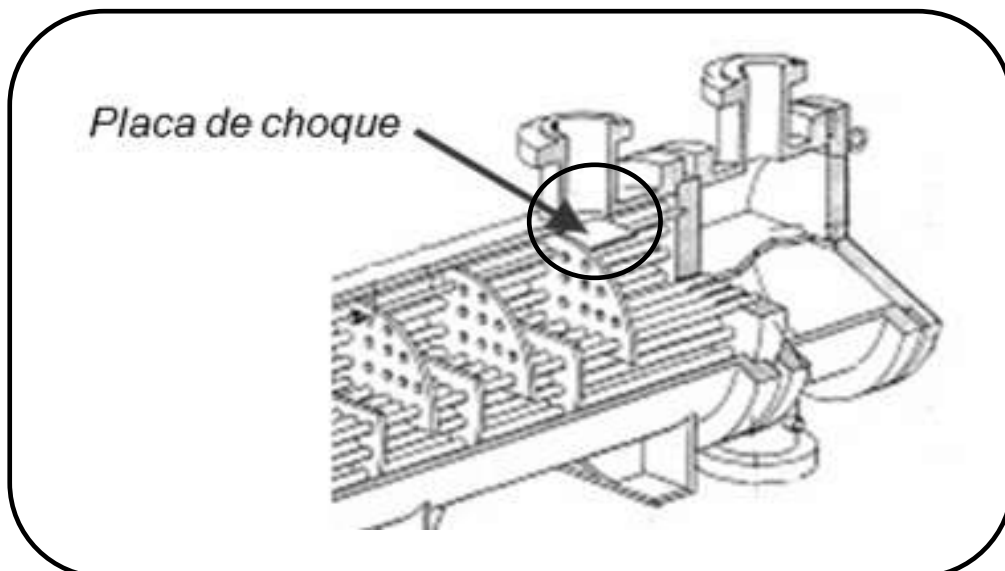


Figura 2.15: Placa de Choque.

2.6.2.3 CORAZA (ENVOLVENTE).

La coraza o envolvente es simplemente el recipiente para el fluido externo. Es de sección transversal circular, generalmente de acero de bajo carbono aunque pueden construirse de otras aleaciones, especialmente, cuando se debe cumplir con requerimientos de altas temperaturas o corrosión.

La envolvente posee unas boquillas que constituyen las vías de entrada y salida del fluido. La boquilla de entrada por lo general tiene una placa de impacto para impedir que el flujo pegue directamente y a altas velocidades en la hilera superior de los tubos, ya que este impacto podría causar erosión, cavitación y/o vibración.

A). TIPOS DE ENVOLVENTES Y CABEZALES (DE ACUERDO A TEMA).

Existen 6 arreglos estandarizados de envolventes en las normas **TEMA** clasificados como **E, F, G, H, J y X**, los que son aplicables a cualquier tipo de intercambiador.

TEMA E: Es el arreglo más común al ser de un paso y aparte por ser el más económico y térmicamente el más eficiente. Las boquillas de entrada y salida están ubicadas en extremos opuestos o adyacentes de la carcasa, dependiendo del tipo y número de deflectores empleados.

TEMA F: se emplea cuando por razones térmicas, es necesario usar dos carcasas tipo E en serie; pero su diseño debe ser muy cuidadoso para prevenir las filtraciones del fluido entre el primero y el segundo paso, además la remoción del haz de tubos se dificulta bastante. Las boquillas de entrada y salida están colocadas adyacentes a la placa de tubos fija. En esta carcasa se deben colocar los tubos de cada paso en forma simétrica en relación con el deflector longitudinal, para así obtener un patrón de flujo correcto.

TEMA X: o de flujo transversal, no tiene deflectores segmentados, por lo que el fluido atraviesa una vez al haz de tubos y la caída de presión es aún menor que en el tipo J. Esta carcasa posee soportes circulares que eliminan las vibraciones inducidas por el fluido en los tubos.

TEMA G: es usada cuando se requiere de dos pasos y la caída de presión es un factor limitante.

TEMA H: es equivalente a dos tipos G en paralelo, pero unidas por los extremos.

TEMA K: se emplea, por lo general, cuando el fluido sufre un cambio de fase. Los tubos sólo ocupan la sección de coraza de menor diámetro, de manera que queda un espacio (especie de barriga) para la fase de vapor. En el caso de condensación, este espacio puede estar ocupado por los gases incondensables que de otra manera dificultarían el proceso de intercambio de calor con el fluido contenido en los tubos.

B). CABEZALES.

Corresponden a la parte del intercambiador que permite la distribución del fluido que viaja por los tubos. Existen dos tipos de cabezales: estacionarios o fijos (anteriores) y los posteriores. La facilidad de acceso a los tubos es el factor que gobierna la selección del cabezal fijo, mientras que la necesidad de limpieza, el estrés térmico, los posibles problemas en los empaques, el goteo y el costo, son factores que influyen en la selección del cabezal posterior.

Cabezal	Aplicaciones
A	Es el más común entre los cabezales fijos y se emplea con placa de tubos fija, tubos en U y banco de tubos removible.
B	Se emplea con placa de tubos fija, tubos en U, banco de tubos removible y carcasa de tubos removible.
C	Se emplea en bancos de tubos removible y en diseños de placa de tubos fijas.
D	Se emplea especialmente a altas presiones (presiones de diseño del lado de los tubos > 1.000 psi).

Tabla 2.1: Tipos de cabezales anteriores: resumen de aplicaciones.

CABEZALES POSTERIORES

Estos cabezales pueden ser de tres tipos principales: **fijos, flotantes o tubos en "U"**. Los cabezales fijos (L, M y N) constituyen un sistema rígido ya que la placa de los tubos está adherida a la carcasa, razón por la cual a los intercambiadores con este tipo de cabezales se les denomina como tipo caja. El interior de los tubos puede limpiarse mecánicamente, pero como el haz de tubos no puede ser removido sin cortar la carcasa, la limpieza exterior de los mismos sólo puede ser efectuada por medios químicos.

Entre las ventajas más resaltantes del cabezal fijo están: Pueden emplearse con cualquier número de pasos de tubos; cada tubo puede ser reemplazado (re entubamiento) en forma individual; ausencia de uniones internas, lo que elimina una potencial fuente de fugas de un fluido al otro; permite acomodar un mayor número de tubos que cualquier otro cabezal dentro de un determinado diámetro de carcasa.

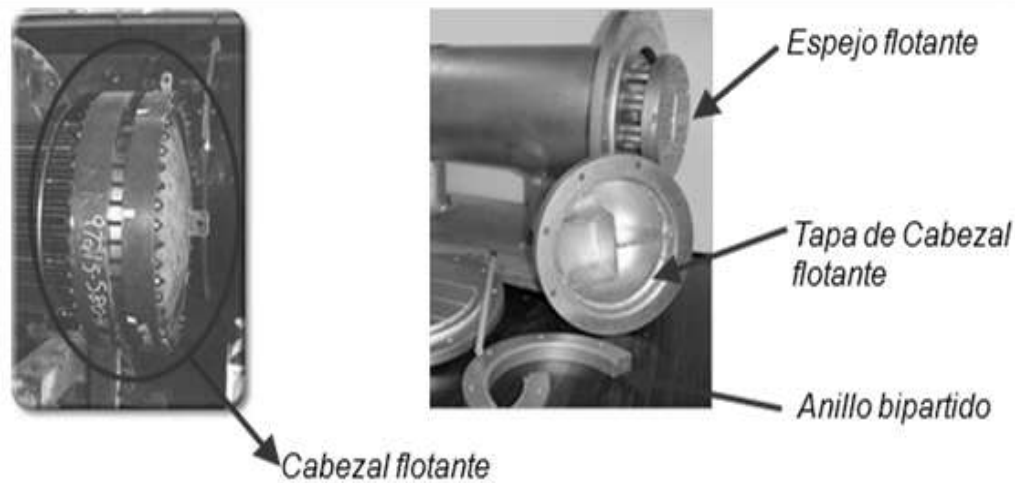


Figura 2.16: Cabezal Flotante.

Los cabezales flotantes son denominados así ya que mientras el fijo se encuentra adherido a la carcasa, éstos se encuentran virtualmente flotando dentro de la misma, permitiendo de esta forma la extracción completa del haz de tubos y la ocurrencia de movimientos diferenciales entre los tubos y la carcasa.

Existen cuatro tipos de cabezales flotantes, denominados de anillos divididos (**TEMA S**), tracción continua (**TEMA T**), flotante empacado externamente (**TEMA P**) y flotante sellado externamente (**TEMA W**).

Cabezal	Aplicaciones
L	Se emplea en intercambiadores con placa de tubos fija, cuando se requiere de limpieza mecánica en el lado de los tubos.
M	Se emplea en intercambiadores con placa de tubos fija, para servicios a altas presiones.
N	Se emplea en intercambiadores con placa de tubos fija
P	Comúnmente se le denomina cabezal flotante empacado externamente. Permite expansión y se puede diseñar para cualquier número de pasos. Los dos fluidos no se mezclan en caso de presentarse fugas en las empacaduras. Es un diseño muy costoso
S	Comúnmente se le denomina cabezal flotante de anillo dividido. Tiene a la placa de tubos entre un anillo dividido removible y la cubierta, la cual tiene un diámetro mayor que la coraza. Es el recomendado para bancos de tubos.
T	Comúnmente se le denomina cabezal flotante de arrastre. Puede ser removido de la carcasa. Sólo permite un número par de pasos para los tubos.
U	Es un diseño muy sencillo que requiere de una placa de tubos sin junta de expansión y es muy fácil de remover. No es posible remover tubos individuales, se requiere un número par de pasos para los tubos y la limpieza de la U es muy difícil. Es el diseño más económico.
w	Comúnmente se le denomina cabezal flotante empacado con anillo de faro. Es posible un arreglo de uno o dos pasos para los tubos. El sistema tubos más deflectores es fácil de remover. Es bastante económico

Tabla 2.2: Tipos de cabezales posteriores: resumen de aplicaciones.

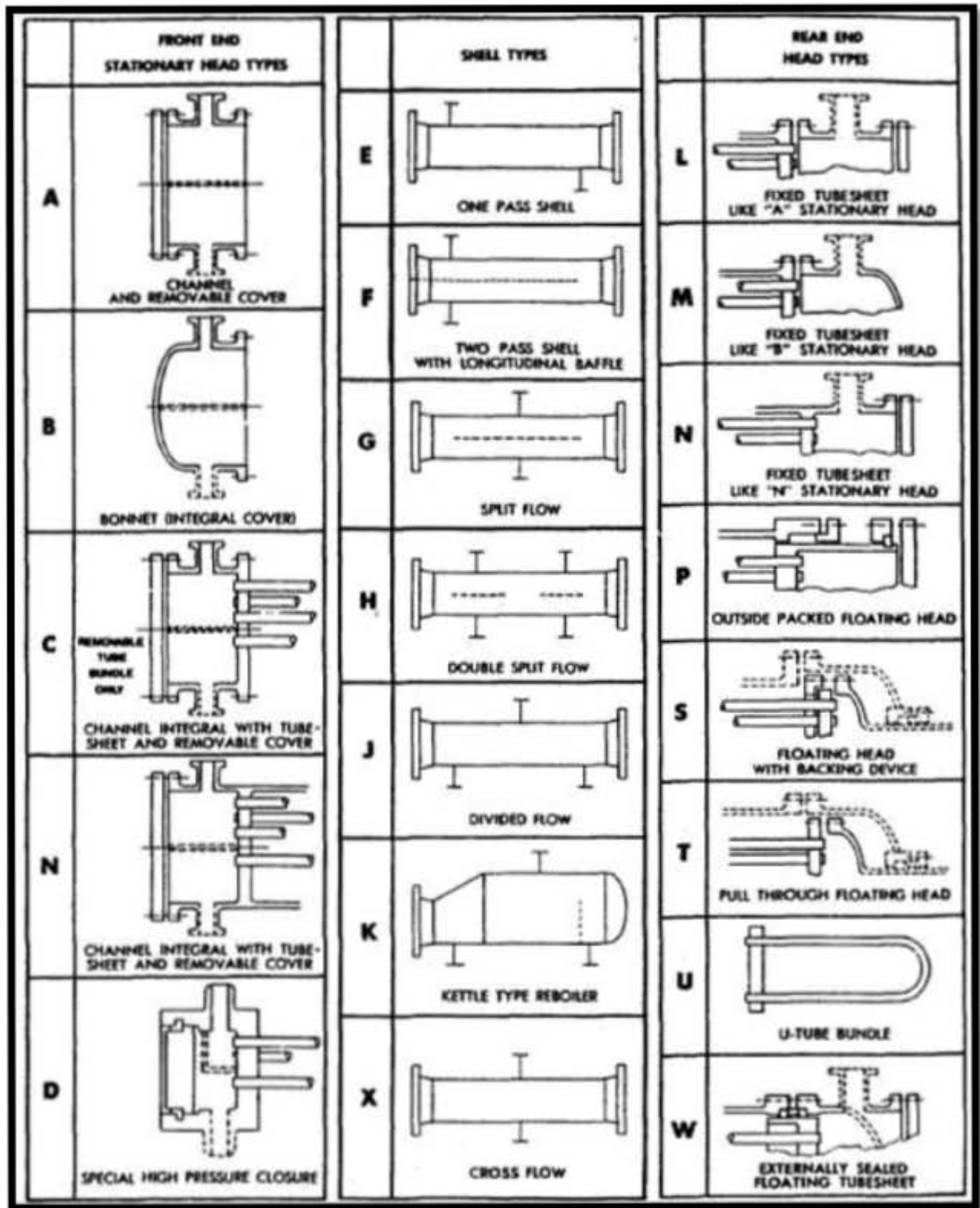


Figura 2.17: Clasificación de intercambiadores de acuerdo a TEMA.

2.6.2.4. DEFLECTORES O BAFLES.

En los intercambiadores para mejorar la transferencia de calor en el lado externo de los tubos se utilizan deflectores, también llamados mamparas o baffles, los cuales permiten una mejor distribución del fluido en la envolvente aumentando además la velocidad de este.

Las mamparas tienen 3 funciones principales:

- 1) Soportar los tubos en posición apropiada.
- 2) Prevenir la vibración de los tubos causadas por remolinos en el flujo.
- 3) Guiar el fluido de la envolvente en forma transversal al haz de tubos, aumentando su velocidad y con ello el coeficiente de transferencia de calor.

Usualmente existen 2 tipos de deflectores, los cuales pueden ser ***transversal o longitudinalmente***.

A). DEFLECTORES LONGITUDINALES

Se usan cuando se requieren dos o más pasos por la carcasa. Los pasos aumentan la velocidad, el coeficiente de transferencia de calor, pero también las pérdidas por fricción. En un intercambiador de calor de 8 pasos el coeficiente es cinco veces mayor que en un cambiador de un solo paso, pero la caída de presión puede ser 300 veces mayor.

Estos deflectores son denominados también **divisores de paso**. El arreglo de los divisores de paso en un intercambiador de pasos múltiples es aleatorio, aunque se trata de colocar un número aproximadamente igual de tubos por paso para minimizar la diferencia de presión, complejidad de fabricación y costo.

El divisor de pasos debe ajustarse perfectamente en los surcos de la placa de tubos y en el cabezal para minimizar la posibilidad de derrame de una división a otra, lo que traería como consecuencia un serio deterioro en el funcionamiento del intercambiador. Los deflectores longitudinales pueden ser de diseño removible o soldado.

B). LOS DEFLECTORES TRANSVERSALES.

Se emplean para soportar los tubos evitando así el pandeo y vibración, así como para incrementar el coeficiente de transferencia de calor del fluido ya que, variando la distancia entre baffles, el diseñador puede modificar (en ciertos intervalos) la velocidad del fluido por la coraza, induciendo turbulencia. Esto también altera la caída de presión.

Los deflectores transversales pueden ser segmentados con o sin tubos en la ventana, multi-segmentados o de disco y anillo. Tal como se muestra en la Figura (2.19) los cortes se alternan 180°, lo que causa que el fluido pase sobre los tubos más o menos en forma perpendicular (flujo cruzado).

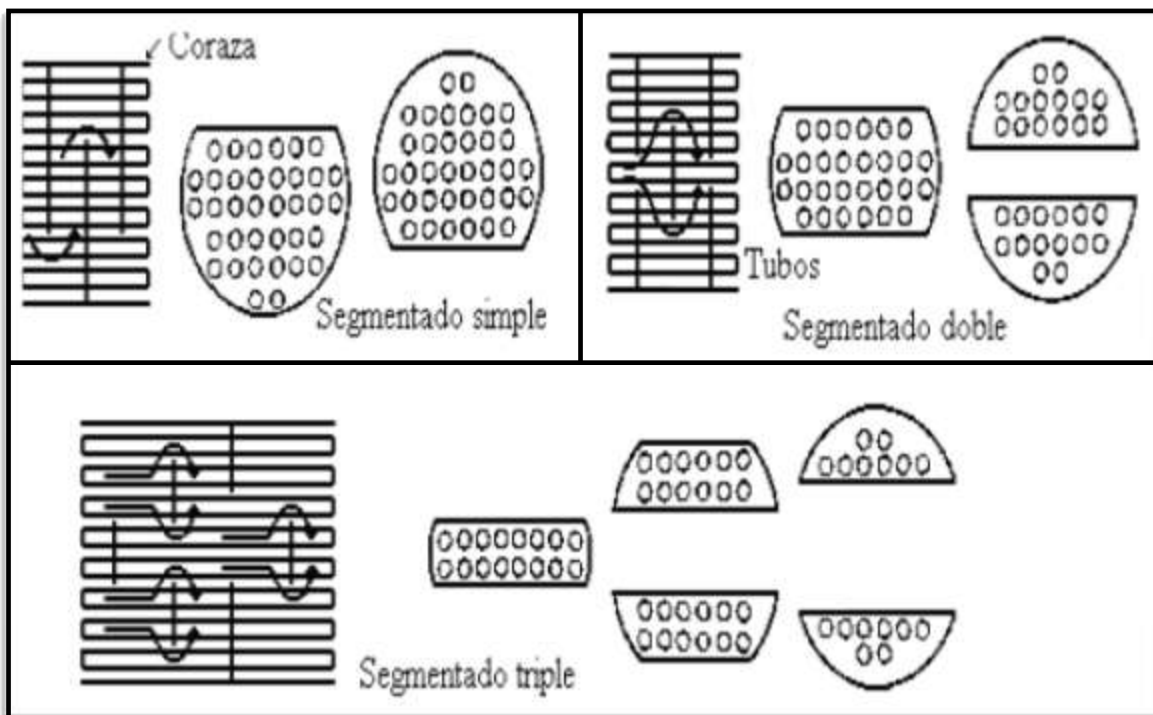


Figura 2.18: Tipos de deflectores transversales.

- Un espaciado bajo entre baffles resulta en una penetración muy pobre del fluido en la coraza, y dificulta la limpieza mecánica de los tubos.

- Un espaciado muy alto entre baffles tiende a producir flujo longitudinal, que es menos eficiente que el flujo cruzado.
- El espaciado óptimo entre baffles está entre 30 a 60%.

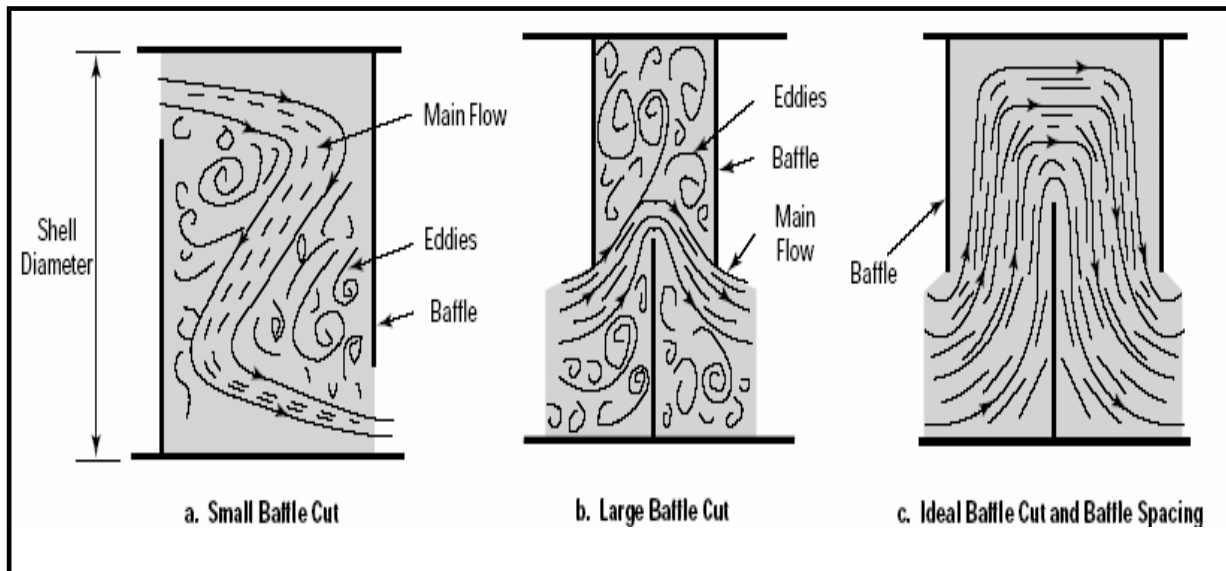


Figura 2.19: Tipos de defletores longitudinales.

2.6.3. LOCALIZACIÓN DE LOS FLUIDOS A TRAVÉS DE LOS TUBOS O ENVOLVENTE.

El primer paso es seleccionar cual fluido va por el lado envolvente y el que va por el lado de los tubos. Cuando no ocurre cambio de fase, los siguientes factores determinan el curso de los fluidos:

Corrosión. El fluido más corrosivo deberá ser enviado por el lado de los tubos. Esto reduce el costo por el uso de aleaciones costosas o materiales de recubrimiento.

Incrustaciones. El fluido que tiene una mayor tendencia a formar incrustaciones en las superficies deberá enviarse por los tubos. Esto permite un mejor control sobre la velocidad de diseño del fluido, y las altas velocidades permitidas por el lado de los tubos reducen la formación de incrustaciones. También, los tubos son más fáciles de limpiar.

Temperaturas de los fluidos. Si las temperaturas son lo suficientemente altas para requerir el uso de aleaciones resistentes a temperaturas altas, el fluido caliente por el lado de

los tubos reduce el costo total. A temperaturas moderadas, el envío del fluido caliente por el lado de los tubos reduce las temperaturas en el casco, y por lo tanto se reduce la necesidad de protección para evitar las pérdidas de calor, o por razones de seguridad.

Presiones de operación. Las corrientes a alta presión deberán ser enviadas por el lado de los tubos. Altas presiones en el lado de los tubos son más económicas que altas presiones en el lado del casco.

Viscosidad. Generalmente, se obtendrá un coeficiente de transferencia de calor alto, enviando el material más viscoso por el lado del casco, debido a que el flujo es turbulento. El Número de Reynolds crítico para flujo turbulento en el lado de la coraza es alrededor de 200. Si no se puede conseguir flujo turbulento en el lado de la coraza, mejor es enviar al fluido por el lado de los tubos, así el coeficiente de transferencia en el lado de los tubos se puede estimar con mayor exactitud.

Velocidades de flujo de las corrientes. Enviar el fluido con menor velocidad por el lado de la coraza, esto normalmente da el costo de diseño más económico.

Caída de presión. Para la misma caída de presión, se obtienen altos coeficientes de transferencia en el lado de los tubos antes que en el lado de la coraza, y el fluido con la menor caída de presión permisible deberá enviarse por el lado de los tubos.

2.6.4. FUNCIONAMIENTO DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR.

Como hemos visto hasta ahora, la función general de un intercambiador de calor es transferir calor de un fluido a otro. Los componentes básicos de los intercambiadores se puede ver como un tubo por donde un flujo de fluido está pasando mientras que otro fluido fluye alrededor de dicho tubo. Existen por tanto tres intercambios de calor que necesitan ser descritos:

- 1.- Transferencia de calor convectiva del fluido hacia la pared interna del tubo.
- 2.- Transferencia de calor conductiva a través de la pared del tubo.

3.- Transferencia de calor convectiva desde la pared externa del tubo hacia el fluido exterior.

Para desarrollar la metodología para el análisis y diseño de un intercambiador de calor, atendemos primero el problema de la transferencia de calor del fluido interno en el tubo hacia el fluido externo en la carcasa.

2.6.5. FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA SELECCIÓN DE MATERIALES.

La selección de los materiales de construcción de las partes constitutivas de los cambiadores de calor se realiza mediante el análisis de todos los factores que pueden inferir en la seguridad, durabilidad y funcionamiento del equipo.

Los principales factores de mayor influencia en la selección son:

- La corrosión y mecanismos de falla.
- La Temperatura.
- La presión.

Otros factores no menos importantes que deben considerarse en la selección del material son: soldabilidad, facilidad de maquinado, disponibilidad en el mercado y costo relativo.

2.7. FORMAS DE CORROSIÓN.

Cuando la corrosión se hace presente en los equipos de una planta, es indispensable establecer un criterio de solución al problema, mismo que dependerá del conocimiento de las diversas formas de corrosión existentes, las cuales se indican en la Figura II. A continuación, se describen los tipos de corrosión, que con mayor frecuencia se presentan en los cambiadores de calor, ya que este es el tema que nos ocupa.

A. CORROSIÓN UNIFORME.

Se denomina como corrosión uniforme o general aquella que se presenta uniformemente sobre una superficie metálica, frecuentemente puede ser prevista de un rango de corrosión admisible mediante gráficas de corrosión o pruebas de laboratorio para ser

considerado en el diseño de equipos o en un estudio de integridad mecánica como es el caso presente de este trabajo.

Para este tipo de corrosión, el rango se expresa en pulgadas de penetración por año o milésimas de penetración por año, lo cual puede detectarse en los equipos mediante una inspección ultrasónica periódica a fin de vigilar que el rango de corrosión admisible no sea sobrepasado, evitando con ello consecuencias indeseables.

El medio corrosivo es el factor más importante que gobierna la corrosión. La acidez, temperatura, concentración, movimiento relativo de las superficies metálicas, grado del poder de oxidación, aireación y la presencia o ausencia de inhibidores o aceleradores son variables que siempre deberán considerarse, mismas que frecuentemente interactúan en forma compleja, dando como resultado el fenómeno de corrosión uniforme. Para los metales sujetos a corrosión uniforme en un medio químico, establecen como adecuados los rangos siguientes:

- 1) Excelente-rango de corrosión menor a 5 milésimas por año. Los metales en esta categoría son apropiados para la fabricación de partes críticas, tales como tubos de transferencia térmica.
- 2) Satisfactoria-rango de corrosión de a 50 milésimas por año. Los metales que comprenden este rango son apropiados generalmente para la fabricación de partes no críticas, donde puede admitirse un rango de corrosión previsto desde el diseño, como es el caso de los elementos en general de un cambiador de calor.
- 3) Comúnmente insatisfactorio-rango de corrosión mayor a 50 milésimas por año.

La corrosión uniforme puede ser de origen químico o electroquímico y puede considerarse que su control radica esencialmente en la selección adecuada del material en relación al medio que le rodea, o bien mediante el uso de inhibidores de corrosión, pinturas anticorrosivas o resinas epóxicas.

B. CORROSIÓN GALVÁNICA.

La diversidad de fluidos manejados en plantas químicas y petroquímicas, hace necesario el empleo de una gran variedad de metales y aleaciones que a menudo están en

contacto físico. El contacto o acoplamiento de metales de naturaleza distinta, generan velocidades de corrosión considerables cuando se encuentran en presencia de un fluido electrolítico, dado que se origina un flujo eléctrico entre ambos metales y con ello la llamada corrosión galvánica.

La diferencia de potencial existente entre dos metales o aleaciones, se relaciona directamente con el rango de corrosión galvánica que puede llegarse a producir, siendo el metal más activo el que actúa como ánodo y por ello el que se corroe, mientras que el metal más noble actúa como cátodo y de esta manera tiende a protegerse.

Este tipo de corrosión puede presentarse por ejemplo; en cambiadores de calor cuyos tubos de transferencia térmica sean de un metal no ferroso y el resto de su fabricación sea de acero al carbono.

En estas condiciones la presencia del agua de enfriamiento inicia la corrosión galvánica por ser un buen electrolito, quedando el acero al carbono expuesto al ataque corrosivo por hacer la función de ánodo y el metal no ferroso, cobre o alguna de sus aleaciones que son las más comunes, la función de cátodo, conservándose los tubos de transferencia térmica, un tiempo más prolongado.

Es importante señalar que el área de los metales expuesta al ambiente electrolítico, también se relaciona directamente con el rango de corrosión galvánica, por lo que deberá tenerse presente que a medida que se incrementa el área catódica en relación al área anódica, el ataque corrosivo se hace más severo.

A continuación, se indican algunas alternativas, que pueden ser útiles en forma aislada o combinada para el control de la corrosión galvánica.

- 1) Evitar siempre que sea posible el uso de materiales de naturaleza distinta.
- 2) Evitar exponer a un ambiente electrolítico áreas anódicas pequeñas, en relación a las áreas catódicas.
- 3) Cuando se utilicen metales de distinta naturaleza, emplean materiales de aislamiento (recubrimientos).
- 4) Instalar ánodos de sacrificio para proteger las áreas anódicas del equipo.

C. CORROSIÓN POR EROSIÓN.

Cuando el ataque corrosivo se genera sobre una superficie metálica, debido a la velocidad de flujo del medio corrosivo produciendo un desgaste mecánico, este recibe el nombre de corrosión por erosión.

Generalmente este ataque presenta apariencia de picaduras poco profundas de fondo terso, con distribución direccional, debido a la trayectoria; seguido por el agente agresivo al fluir sobre la superficie metálica. La corrosión por erosión se incrementa en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc. y frecuentemente se observa en la boquilla de alimentación (Lado Coraza) de los cambiadores de calor, en codos y cambios de dirección de tuberías, por citar algunos ejemplos.

La corrosión por erosión puede ser controlada con placas de choque o con la selección de materiales más resistentes a este efecto.

D. CORROSIÓN POR PICADURA.

La picadura es una forma de ataque corrosivo extremadamente localizado que da lugar a agujeros en el metal, en general una picadura puede ser descrita como una cavidad o agujero con un diámetro superficial aproximadamente igual o menor que su profundidad.

La picadura es una de las formas más destructivas de corrosión que causa fallas por perforación con sólo un pequeño porcentaje de pérdida de peso en todo el equipo.

A menudo, es difícil detectar las picaduras debido a su pequeño tamaño debido a que también es frecuente que estén cubiertas con productos de corrosión, además resulta difícil medirlas y evaluar la magnitud del picado debido a la variación en profundidades y al número de picaduras que pueden ocurrir bajo condiciones idénticas.

La mayoría de las picaduras se desarrollan y crecen hacia abajo de las superficies horizontales, un menor número se inicia en superficies verticales y sólo en raras ocasiones las picaduras se presentan en superficies horizontales superiores. La picadura generalmente requiere un prolongado periodo de iniciación antes de que se hagan visibles sus efectos, sin

embargo; una vez iniciado el ataque, la picadura se incrementa a una velocidad cada vez mayor.

Es importante mencionar que la mayor parte de los problemas de picadura se deben a la presencia de iones halógenos (Cloruros, Bromuros o Hipocloritos), y que su efecto se puede controlar con el uso de aleaciones resistentes a la picadura, uso de inhibidores de corrosión, o bien modificando la velocidad del fluido, dado que la picadura esta generalmente asociada con condiciones de flujo laminar o condiciones de flujo estacionario.

E. CORROSIÓN DE FRACTURA POR TENSIÓN.

La acción conjunta de un esfuerzo de tensión y un medio ambiente corrosivo, dará como resultado, en algunos casos, la fractura de una aleación metálica. La mayoría de las aleaciones son susceptibles a este ataque, pero afortunadamente el número de combinaciones aleación-medio corrosivo que causa este problema son relativamente pocas, sin embargo dado que ciertos equipos fallan bajo este fenómeno se requiere prever que este tipo de corrosión no cause daños considerables.

La fractura por este tipo de corrosión, puede preverse o reducirse por la aplicación de uno o más de los siguientes métodos:

- a) Ya que los esfuerzos que causan las fracturas provienen de trabajos mecánicos en frío, soldadura, o bien pueden ser aplicados en forma externa durante la operación del equipo, es necesario realizar un tratamiento térmico para el relevado de esfuerzos.
- b) Seleccionar un material más resistente a este tipo de corrosión.
- c) Agregar inhibidores de corrosión con el fin de neutralizar el fluido corrosivo.

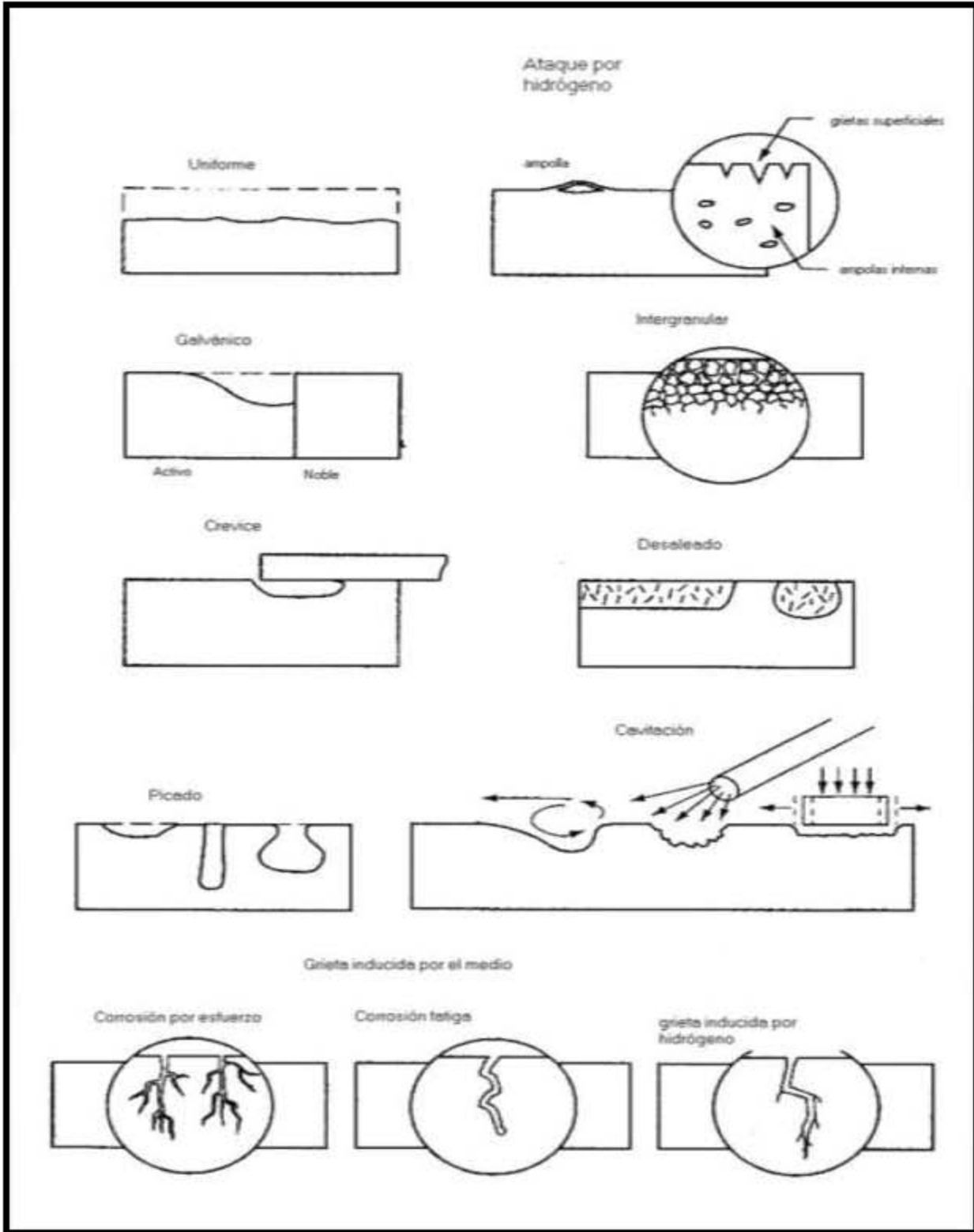


Figura 2.20 Tipos de Corrosión.

CAPITULO III

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA.

Dentro de las principales actividades que se llevan a cabo en petróleos mexicanos se encuentran la operación, mantenimiento, conservación de las instalaciones y equipos para que estos puedan cumplir con eficiencia los objetivos principales, bajo un ámbito de seguridad y protección.

Por ello es necesaria una evaluación de integridad mecánica para determinar el estado actual, vida útil estimada y en su caso las necesidades de mantenimiento y/o reparación de equipos estáticos sujetos a presión, a fuego o atmosféricos para garantizar que cumplen las condiciones de funcionamiento requeridas, con el propósito de proteger a los trabajadores, instalaciones de los centro de trabajo y el ambiente.

3.1. DEFINICIÓN DE INTEGRIDAD MECÁNICA.

El análisis de Integridad Mecánica es una evaluación del estado mecánico-estructural de un elemento, con base en la identificación del tipo y grado de severidad, y los defectos presentes en él a partir de la Inspección e informes de resultados de pruebas.

Dicho análisis se basa en procedimientos para evaluar deterioros, defectos o fallas en Tuberías, Equipos estáticos y componentes; para determinar en base a la evaluación si son aptos para las condiciones de operación actuales, estableciendo los programas de la inspección o monitoreo; o en su caso que no son convenientes para operar a las condiciones actuales, y entonces puedan reclasificarse o remplazarse.

3.2. APLICACIONES.

Este estudio tiene aplicación, tanto en tierra firme como costa–afuera que tengan los siguientes equipos críticos:

- Recipientes a presión
- Tanques de Almacenamiento
- Sistemas de tubería y sus componentes (válvulas, conexiones, bridas, codos, juntas de expansión, mangueras, y brazos de carga y descarga, etc.)
- Sistemas de parada, aislamiento y sistemas de despresurización de emergencia.

- Sistemas de alivio y venteo, incluyendo sus componentes (arresta llama, válvula reguladora de vacío, etc.).
- Sistemas de detección de gas y llama.
- Sistemas de extinción de incendios (agua, CO₂, espuma, polvo químico seco, etc.).
- Sistemas de controles críticos, sensores, alarmas y sistemas de enclavamiento.
- Equipos de procesos fijos y sus componentes (reactores, intercambiadores de calor, torres, etc.).
- Equipos rotativos (bombas, compresores, turbinas, ventiladores, etc.).

3.3. EQUIPOS CRITICOS.

Por equipo crítico se entiende cualquier recipiente, máquina, conexión, componente de tubería, sistemas instrumentados de seguridad, sistema de prevención y protección contra incendio, sistema de venteo y alivio, sistema de monitoreo y control y cualquier otro equipo, componente o sistema identificados como vitales o esenciales para prevenir una fuga o mitigar sus consecuencias, cuya falla pudiera derivar en un accidente catastrófico o contribuir a incrementar el riesgo de la instalación.

Existen dos categorías de equipos críticos:

- Equipo que al fallar ocasiona directamente la liberación de un material peligroso.
- Equipo necesario para detectar, controlar, proteger, bloquear a otro equipo a fin de evitar la liberación de un material peligroso.

En general, tanto los equipos de operación como los equipos de protección, cuyas fallas podrían aumentar el riesgo hasta un nivel intolerable, serán considerados como equipos críticos.

3.4. FUNDAMENTOS PARA LA EVALUACION DE INTEGRIDAD MECANICA.

Para realizar la evaluación de integridad mecánica en equipos estáticos (en este caso intercambiadores de calor), se debe de cumplir con los requerimientos de la NRF-274-PEMEX-2012, la cual fue emitida por PEMEX con el objeto de establecer los requisitos técnicos y

documentales que se deben cumplir para la evaluación de la integridad mecánica y así determinar en los intercambiadores de calor a analizar, lo siguiente:

- h) Estado actual
- i) Vida útil remanente
- j) Probabilidad de falla
- k) Plan de inspección futura
- l) Recomendaciones de mantenimiento preventivo o correctivo, reparación o reemplazo, como corresponda
- m) Conclusiones para el equipo estático (intercambiador calor) a evaluar.

3.5 REQUERIMIENTOS PARA LA EVALUACION DE INTEGRIDAD MECÁNICA.

Para la evaluación de integridad mecánica de los intercambiadores de calor se debe cumplir con los requerimientos de la NRF-274-PEMEX-2012 ejecutando las siguientes actividades:

- 1) Identificar el mecanismo deterioro, falla y/o defecto.
- 2) Determinar el procedimiento de evaluación.
- 3) Evaluación del deterioro, falla y/o defecto.
- 4) Recopilación y análisis de información.
- 5) Determinar vida útil remanente.
- 6) Determinar la probabilidad de falla, cuando es requerida.
- 7) Determinar métodos de corrección, reparación, mantenimiento preventivo y/o correctivo, o en su caso remplazo cuando es necesario.

3.5.1 IDENTIFICAR EL MECANISMO DE DETERIORO O DEFECTO.

Para poder identificar el mecanismo de deterioro en recipientes a presión y tener conocimiento del tipo de falla y/o defecto que se podría presentar, debemos establecer e implementar un programa para comprobar e inspeccionar estos equipos críticos.

Para este análisis de integridad mecánica se realizó la inspección mediante un “check list” de la condición general de los intercambiadores para verificar su estado físico exterior, así

como registrar y evaluar posibles indicaciones relevantes como complemento del estudio de integridad en función de la información documental recibida.

Esta inspección se realizó al 100% del recipiente por la parte externa, incluyendo placas de cuerpo y tapas, cuellos de boquillas y cimentación para cada uno de los intercambiadores de calor.

Este programa será una parte importante ya que será una guía de los trabajos que deberán realizarse para asignar un nivel de riesgo que presenta nuestro equipo en el caso de este proyecto de tesis, será para aplicarse a unos Intercambiadores de Calor, envolvente – Haz de Tubos.

Antes de comenzar a describir el tipo de programa es importante mencionar porque es aplicable la Norma API 510 “Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration”

- Este código de inspección es aplicable ya que cubre la inspección de mantenimiento, reparación, modificación, y los procedimientos para revalorizar los recipientes de presión utilizados por las industrias del petróleo y de procesos químicos.
- Este código de control es sólo aplicable a los recipientes que han sido puestos en servicio y/o han sido inspeccionados por un organismo de control autorizado o reparados por una organización de reparación.

Como cualquier código o norma tiene sus excepciones de aplicación, es importante tenerlo en consideración que equipos u organizaciones quedaran excluidas de los requisitos específicos de este código de inspección.

- El uso de este código de inspección se limita a las organizaciones que emplean o tienen acceso a personal o de las organizaciones de ingeniería e inspección que sean técnicamente calificado para mantener, inspeccionar, reparar, alterar, o re-calificar recipientes a presión.
- Recipientes a presión sobre estructuras móviles cubiertos por otras normas jurisdiccionales.

- Todas las clases de contenedores que aparecen para la extensión de la construcción en el ámbito de la Sección VIII, División 1 del Código ASME.
- Los recipientes a presión que no superen los siguientes volúmenes y presiones:
 1. Cinco pies cúbicos (0.141 metros cúbicos) en volumen y 250 libras por pulgada cuadrada (1,723.1 kPa), Presión de diseño.
 2. Un millón y medio de pies cúbicos (0.042 metros cúbicos) en volumen y 600 libras por pulgada cuadrada (4,136.9 kPa), Presión de diseño.

3.5.1.1. TRABAJO PREPARATORIO.

Antes de empezar a realizar y registrar el programa para identificar el ó los mecanismos de deterioro en el Equipo “Check List” se deben tener presentes las precauciones de seguridad que son muy importantes en la inspección de recipientes a presión, debido a la limitación del acceso a los espacios confinados de estos equipos.

- Para una inspección interna, el recipiente debe ser aislado por persianas u otros métodos positivos de todas las fuentes de líquidos, gases o vapores.
- El recipiente deberá ser drenado, purgado, limpiado, ventilado, y probado de gas antes de que se inicie la inspección.
- Cuando sea necesario, el equipo de protección debe usarse ya que protegerá los ojos, los pulmones y otras partes del cuerpo de los riesgos específicos que puedan existir en el recipiente.
- Antes de iniciar la inspección, todas las personas que trabajan alrededor del recipiente deben ser informados de que la gente va a estar trabajando en su interior.
- Las personas que trabajan en el interior del recipiente deben ser informados cuando una obra se va a realizar en el exterior de la misma.

- El equipo de seguridad personal y herramientas necesarios para la inspección del recipiente deberán ser comprobados antes de la inspección.

3.5.1.2. INSPECCIÓN DE DEFECTOS.

Después de saber todas las consideraciones necesarias ahora se puede proceder a la forma para inspeccionar las condiciones que presenta nuestro equipo.

La principal herramienta para la inspección deberá ser la selección de un NDT (Pruebas No Destructivas).

Un Examen Visual Externo (VT) "Check List" muy cuidadoso es el más importante y el método más universalmente aceptado de inspección.

Con este tipo de Examen los recipientes deberán ser examinados para indicaciones visuales de distorsión. Es decir si durante el VT se sospecha o se observa cualquier distorsión de un recipiente, las dimensiones generales de este deberán ser evaluadas para confirmar si el recipiente está distorsionado y si se distorsiona, para determinar el alcance y la gravedad de la distorsión. Las partes constituyentes del recipiente que deben ser inspeccionadas cuidadosamente dependerán más del tipo de recipiente y sus condiciones de funcionamiento.

Otros métodos que se pueden utilizar para complementar la inspección visual incluyen:

- a. El examen de partículas magnéticas - en busca de grietas y otras discontinuidades alargadas en materiales magnéticos.
- b. Líquidos penetrantes - para grietas que describen; porosidad, o agujeros de los pasadores que se extienden a la superficie del material y para delinear otras imperfecciones de la superficie, especialmente en materiales no magnéticos.
- c. El examen radiográfico.
- d. La medición de espesores ultrasónica y la detección de defectos.
- e. La corriente de Foucault.
- f. El examen metal gráfico.
- g. Prueba de emisión acústica. (Consiste en pruebas de martillo aplicables cuando el recipiente no esté bajo presión.

- h. Las pruebas de presión. (Sección V del Código ASME puede ser utilizado como una guía para muchas de las técnicas de exploración no destructivos).

La Preparación adecuada de la superficie del recipiente es importante para el examen visual y para la aplicación satisfactoria de cualquier procedimiento auxiliar, tales como los mencionados anteriormente.

El tipo de preparaciones superficiales requeridas depende de las circunstancias individuales del equipo, pero puede ser necesaria preparaciones superficiales tales como cepillo de alambre, chorro de arena, astillado, molienda, o una combinación de estas.

Si nuestro recipiente cuenta con revestimientos exteriores e interiores, como el aislamiento, revestimientos de protección refractarios y revestimientos resistentes a la corrosión, estos también se inspeccionaran por lo que si están en buenas condiciones y no hay razón para sospechar que una situación de inseguridad está detrás de ellos, no es necesario eliminarlos para la inspección del equipo, sin embargo, puede ser aconsejable eliminar pequeñas porciones de los revestimientos para investigar su condición, la eficacia y la condición del metal por debajo de ellos.

Cuando los recipientes están equipados con partes internas extraíbles, los internos no necesitan ser removidos por completo, siempre y cuando exista una seguridad razonable de que el deterioro en las regiones que son ahora inaccesibles por la parte interna no está ocurriendo un daño en un grado más allá del que se encuentra en las partes más accesibles del recipiente.

3.5.1.3. INSPECCIÓN DE PIEZAS.

Como nuestro estudio está enfocado hacia un equipo que contiene algunos componentes que lo caracterizan, estos deberán ser inspeccionados, por lo que es importante mencionar las características que aunque no son comunes para la mayoría de los recipientes si son las más importantes.

- Examine las superficies de conchas y cabezas cuidadosamente por posibles grietas, ampollas, protuberancias, y otros signos de deterioro. Si se encuentra evidencia de la distorsión, puede ser necesario realizar una comprobación detallada de los contornos reales o dimensiones principales del recipiente, comparando esos contornos y dimensiones con los detalles del diseño original.
- Examine las juntas soldadas y las zonas afectadas por el calor adyacente en busca de grietas inducidas a servicios u otros defectos. En los recipientes remachados, examinar la cabeza del remache, correa trasera, placa, y las condiciones de borde taponadas. Si se sospecha de corrosión, la prueba de martillo o la radiografía aplicada en un ángulo al eje del vástago pueden ser útiles.
- Examine las superficies de todos los orificios de acceso, boquillas y otras aberturas para la distorsión, grietas y otros defectos, prestando especial atención a la soldadura utilizada para unir las partes y sus refuerzos. Normalmente, los agujeros de drenaje en placas de refuerzo deben permanecer abiertas para proporcionar evidencia visual de fugas, así como para evitar la acumulación de presión en la cavidad.
- Examine caras de la brida accesibles y determine la condición de las superficies del asiento de la junta.

3.5.1.4. TIPOS DE DEFECTOS Y DETERIOROS.

A.DEFECTOS POR CORROSIÓN.

- **Corrosión uniforme o generalizada:** Perdida uniforme o gradual del espesor de la pared del equipo crítico.
- **Corrosión por picadura:** Corrosión localizada, con grandes profundidades que disminuyen considerablemente el espesor de los equipos.
- **El agrietamiento por tensión en medio corrosivo:** Acontece cuando un material es sometido a tensiones de tracción aplicadas o residuales, y colocado en contacto con un medio corrosivo específico.

- **Agrietamiento por hidrogeno:** Ocurre cuando el hidrogeno migra al interior del material y se acumula en diversos sitios intersticiales en zonas de alta concentración de esfuerzos, provocando agrietamiento.

B.DEFECTOS MECÁNICOS.

- **Muestras o hendiduras:** Muesca causada por un evento que producen una variación visible en la curvatura de la pared del equipo.
- **Daños superficiales:** Imperfecciones en la superficie causada por la remoción mecánica del material como deformaciones provocando reducción en la pared del equipo.
- **Grietas:** Estas pueden causar concentración de tensiones en un determinado punto.

C.DEFECTOS POR SOLDADURA.

- **Penetración incompleta:** cuando la raíz de la junta al ser soldada no es fundida.
- **Fusión incompleta:** se refiere a la ausencia de la unión entre el metal base y la soldadura por la falta de fusión.
- **Inclusiones:** ocurre cuando partículas de óxido y otros sólidos no metálicos se encuentran atrapados entre los cordones de soldadura o entre el metal base.

Las fallas por fatiga en recipientes a presión también pueden ocurrir debido a los cambios de temperatura y presión. Lugares en los que los metales con diferentes coeficientes térmicos de expansión se sueldan entre sí, pueden ser susceptibles a la fatiga térmica.

Otras formas de deterioro, tales como el agrietamiento por corrosión bajo tensión, ataque de hidrógeno, la carburación, la grafitización, y la erosión, también pueden ocurrir en circunstancias especiales.

El deterioro o deformación surgirán si el equipo es sometido a temperaturas superiores a aquellas para las que fue diseñada. Como los metales se debilitan a temperaturas más altas, tales deterioros pueden causar fallos, especialmente en los puntos de concentración de esfuerzos.

Numerosas técnicas NDE se pueden aplicar para encontrar y caracterizar daños de temperatura elevada. Estas técnicas incluyen, superficie, y el examen volumétrico visual. Además, si se desea o se justifica, las muestras se pueden quitar para análisis de laboratorio. El plan de inspección debe ser preparado en consulta con un ingeniero que tenga conocimiento de Temperatura elevada y los efectos sobre los materiales metalúrgicos de recipientes a presión de la construcción.

3.5.1.5. CORROSIÓN Y EVALUACIÓN (Espesor mínimo).

Debido a que los equipos manipulan fluidos muy contaminantes, tales como azufre, cloro, sulfuro de hidrógeno, hidrógeno, carbono, cianuros, ácidos, agua, u otras especies corrosivas, estas pueden reaccionar con metales y causar la corrosión.

Estos tipos de deterioro mencionados anteriormente pueden causar una pérdida uniforme (en general, desgastando uniformemente la superficie) o puede causar una apariencia superficial picada.

La corrosión uniforme puede ser difícil de detectar solo con el Examen Visual, y las lecturas de espesor pueden ser necesarias para determinar su extensión. Si se presentan superficies picadas pueden ser aun más delgadas de lo que parecen visualmente, y cuando hay incertidumbre acerca de la localización de la superficie original, la determinación de espesores también pueden ser necesarias.

El espesor real mínimo y máxima velocidad de corrosión de cualquier parte de un recipiente se pueden ajustar en cualquier inspección. Cuando el espesor real mínimo o máxima velocidad de corrosión se ha de ajustar, uno de los siguientes puntos devén ser considerados:

- a) Cualquier examen no destructivo adecuado, tal como el examen por ultrasonidos o radiográfica, la cual no afectará a la seguridad del recipiente y se puede utilizar siempre ya que proporcionará las determinaciones de espesor mínimo. Cuando un método de medición produce una considerable incertidumbre, los agujeros de la prueba pueden ser perforados, u otras técnicas no destructivas, tales como ultrasonido, pueden ser empleadas.

- b) Si las aberturas adecuadas están disponibles, las medidas pueden ser tomadas a través de ellas.
- c) La profundidad de la corrosión puede ser determinado por medición de las superficies no corroídas dentro del recipiente cuando tales superficies están en la vecindad de la zona corroída.
- d) Para un área corroída de considerable tamaño en el que las tensiones circunferenciales gobiernan, el menor espesor a lo largo del elemento más crítico de la zona puede promediarse en una longitud que no exceda de lo siguiente:
1. Para los recipientes con un diámetro interior menor o igual a 60 pulgadas (150 centímetros), la mitad del diámetro del recipiente o 20 pulgadas (50 centímetros), lo que sea menor.
 2. Para los recipientes con un diámetro interior superior a 60 pulgadas (150 centímetros), un tercio del diámetro del recipiente o de 40 pulgadas (100 centímetros), lo que sea menor.
- e) Como alternativa a los procedimientos que acabamos de describir, los componentes con paredes de adelgazamiento que, debido a la corrosión o cualquier otro desperdicio, están por debajo de los espesores de pared mínimos requerido, éstos pueden ser evaluados para determinar si son adecuados para el servicio continuo.

3.5.2. DETERMINAR EL PROCEDIMIENTO DE EVALUACION.

La norma API 510, proporciona un método para determinar las bases para establecer prioridades y dirigir los esfuerzos de un programa de inspección. Este programa de prueba e inspección deberá ser suficiente para:

- Verificar su estado y detectar los defectos o las debilidades en el equipo que está siendo comprobado en relación con las funciones y las resistencias previstas.
- Medir el porcentaje de desgaste y deterioro e identificar el tipo y causa de los mismos.

- Recoger suficientes datos para poder predecir su duración de vida futura con un funcionamiento seguro.
- Establecer el período durante el cual el equipo puede ser usado antes de la próxima inspección o prueba.
- Determinar el riesgo de cada pieza del equipo crítico y revisar los planes de inspección para poder reducir el riesgo a un nivel tolerable.

Se deben desarrollar procedimientos escritos para la inspección y prueba de cada equipo crítico de proceso listado para cada una de las instalaciones.

Evaluar los posibles mecanismos de degradación son pasos importantes para conocer la probabilidad de un fracaso del recipiente a presión. Ejemplos de esos mecanismos de degradación incluyen: pérdida de metal interna o externa de una forma identificada de la corrosión (localizado o general), todas las formas de craqueo, incluido el hidrógeno asistida y corrosión bajo tensión (desde el interior o fuera de las superficies de un recipiente), y cualquier otra forma de metalurgia, la corrosión, o degradación mecánica, como la fatiga, la fragilización, la fluencia, etc.

Es importante mencionar que al igual que existen distintas formas de deterioro cada una tiene su correspondiente técnica de evaluación.

Las formas de evaluación de acuerdo al deterioro son:

- a) Procedimiento de evaluación de la aptitud para el servicio.
- b) Evaluación Basada en Riesgos.
- c) Evaluación de equipos por fractura frágil.
- d) Evaluación de equipos por pérdida de metal general.
- e) Evaluación de equipos por pérdida de metal localizada.
- f) Evaluación del picado por corrosión.
- g) Evaluación de burbujas y de laminación.
- h) Evaluación de desalineamiento y distorsiones.
- i) Evaluación de defectos del tipo de fisuras.
- j) Evaluación de daños por fuego.

La metodología de la Inspección utilizada para este proyecto es la Inspección “On-Stream” basado en la Norma API 510 (“Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration”). esta inspección es un procedimiento de evaluación de equipos por pérdida de metal generalizada fundamentada en la confiabilidad integral de activos y procesos ya que se busca mediante esta metodología garantizar la integridad mecánica de los equipos estáticos de un proceso de producción, para que estos cumplan con requerimientos de desempeño, costo, seguridad y regulaciones ambientales.

La Inspección “On- Stream” basado en la Norma API 510 (“Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration”). permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas.

El objetivo fundamental ***la Inspección “On- Stream”*** es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro o lo que es “Valoración de Riesgo por Corrosión (VRC)” y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla

Este método está basado en llevar a cabo una serie de cálculos para evaluar la Vida remanente, y estado físico de los equipos y de cada pieza del equipo de proceso, que puedan ocasionar escapes, fugas y/o derrames de materiales peligrosos. Basándose en el riesgo calculado, se deben desarrollar y aplicar los programas de inspección para los equipos críticos.

Las fallas del equipo pueden ser ocasionadas por diferentes causas, pero la inspección de funcionamiento se ocupa principalmente por la detección de las fallas progresivas.

Generalmente, el daño y deterioro de la envolvente de los intercambiadores de calor, pueden ser:

- Disminución de espesor
- Grietas superficiales
- Grieta internas
- Cambios metalúrgicos
- Cambios dimensionales
- Burbuja de aire en el material
- Formación de micro fisura y micro laguna
- Cambios de las propiedades del material.

Los mecanismos de daño son las acciones mecánicas y corrosivas que producen el daño. El daño puede ocurrir de manera uniforme a través de una pieza del equipo, o puede ocurrir localmente, dependiendo del mecanismo que esté en funcionamiento.

El daño que ocurre de manera uniforme puede ser inspeccionado y evaluado en cualquier sitio conveniente, ya que se espera que los resultados puedan ser representativos de la condición completa del equipo.

El daño que ocurre localmente requiere de un esfuerzo de inspección más enfocado. Esto puede involucrar la inspección de un área más amplia a fin de asegurar que el daño localizado ha sido detectado.

Si la causa del daño es suficientemente bien entendido para permitir la predicción de las localidades donde el daño ocurrirá, el esfuerzo de inspección puede enfocarse sobre estas áreas.

Fundamentado en que la zona de estudio en los intercambiadores de calor a evaluar solo presenta una corrosión de tipo uniforme, nuestro estudio de integridad mecánica se enfocara solo a este tipo de mecanismo de degradación, a través de un sistema de control de medición de espesores en la envolvente de los intercambiadores de calor, de acuerdo a los requerimientos de **“la Inspección “On- Stream” basado en la Norma API 510 (“Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration”)**.

3.5.3 EVALUACIÓN DEL DETERIORO Y/O DEFECTO.

La Inspección “On- Stream” basado en la Norma API 510 y de acuerdo a la NRF-274-PEMEX-2012 el tipo de análisis de integridad mecánica se divide en tres niveles de evaluación

esto se determina de acuerdo a los tipos de defectos o mecanismos de daño que presenten los intercambiadores.

Cada nivel de evaluación proporciona un equilibrio entre un análisis conservador y otro no conservador, la cantidad de información requerida para la evaluación, la habilidad del personal que realiza la evaluación y la complejidad del análisis que se realiza.

El nivel de evaluación se determinara principalmente de acuerdo al tipo de defecto o mecanismo de daño que posee el equipo a inspeccionar como también la cantidad de información y habilidad del personal requerida para la evaluación aplicando los siguientes criterios:

A. NIVEL 1. En este nivel de evaluación provee los criterios más conservadores que pueden ser utilizados con la menor cantidad de información del componente, además de que el personal que realiza la evaluación puede ser el personal de inspección o ingeniero de planta, de esta forma una evaluación de nivel 1 puede implicar simples cálculos a mano.

En este nivel se evalúan daños como:

- Disminución de espesor por corrosión de tipo uniforme.
- Grietas superficiales

B.NIVEL 2. Este nivel provee una evaluación más detallada de daños y deterioros más severos, por lo que proporciona resultados más exactos que en la evaluación de nivel 1. El personal que realiza la evaluación de nivel 2 puede ser un ingeniero de planta o ingeniero especialista con más experiencia y conocimiento en el desarrollo de evaluaciones de nivel 2. La mayoría de los cálculos para el nivel 2 pueden realizarse con una hoja de cálculo.

En este nivel se evalúan daños como:

- Grieta internas
- Formación de micro fisura y micro laguna
- Cambios dimensionales

C.NIVEL 3. Es una evaluación más detallada y más precisa que la evaluación de nivel 2; requiere información de inspección e información del componente más detallado para un

estudio de daños y en deterioros en los equipos que ponen en total riesgo el equipo y sea necesario un reemplazo total de este.

En la evaluación de nivel 3 son recomendados procedimientos de análisis basados en técnicas numéricas tales como elementos finitos y/o pruebas de materiales. El personal que realiza la evaluación debe ser un ingeniero especialista con amplia experiencia y conocimiento en evaluaciones de integridad mecánica, de proceso y especialista en metalurgia.

En este nivel se evalúan daños como:

- Cambios metalúrgicos
- Burbuja de aire en el material
- Cambios de las propiedades del material.

Para determinar qué nivel de evaluación se llevara a cabo, se presenta el siguiente diagrama de flujo (Figura 3.1).

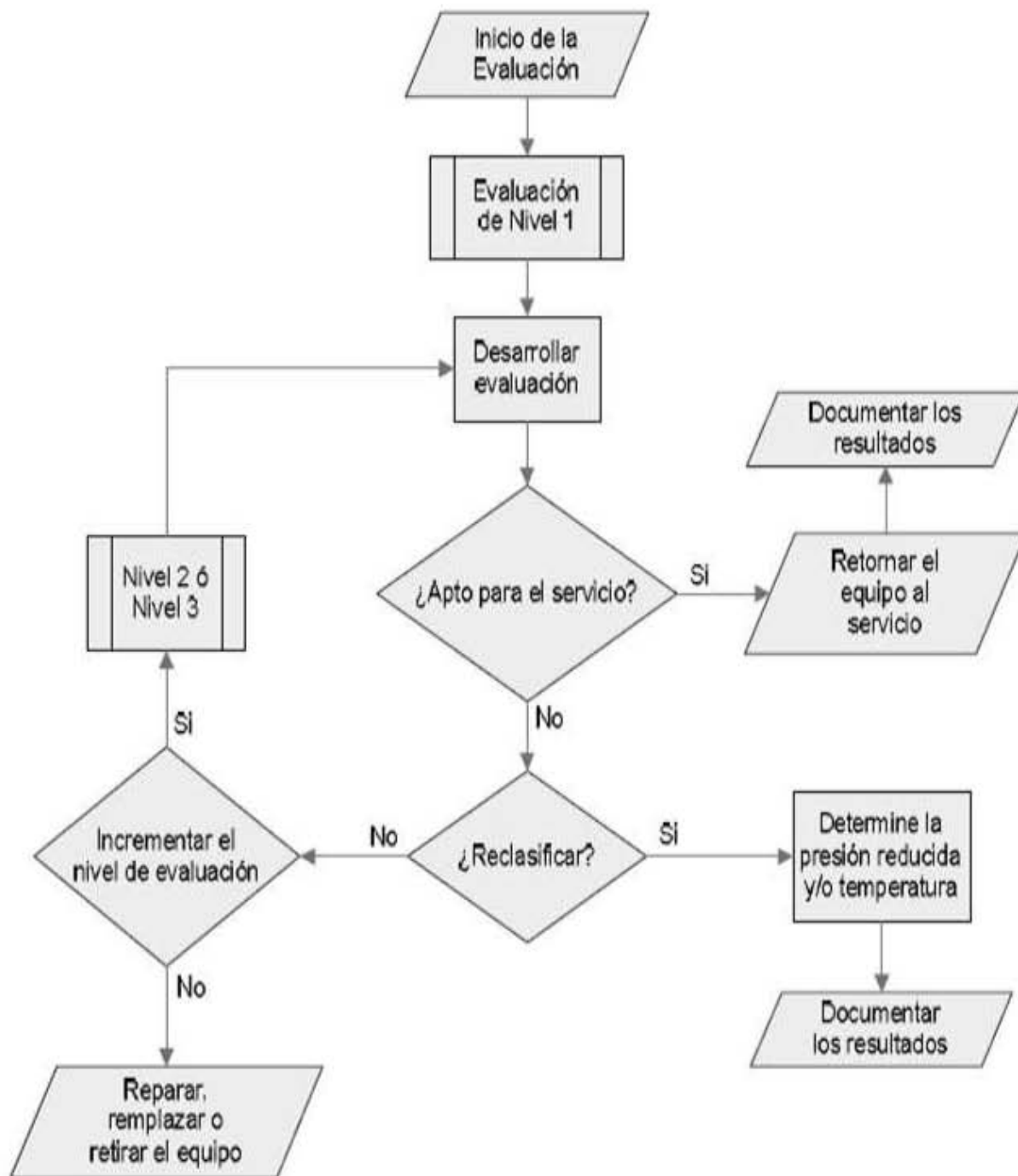


Figura 3.1: Técnicas de evaluación

3.5.4. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.

La recopilación de los datos requeridos para una evaluación dependerá de acuerdo al tipo de defecto o mecanismo de daño que está siendo evaluado y que ha sido detectado con los trabajos mencionados en los puntos anteriores.

La información Básica requerida para desarrollar una evaluación de Nivel 1 y Nivel 2 se basa en los datos de diseño y construcción más importante de cada equipo crítico como por ejemplo:

- Presión de Diseño (P).
- Presión de Operación (PO).
- Temperatura de Operación (T°).
- Diámetro Externo (DO).
- Diámetro Interno (D).
- Especificación de Material.
- Esfuerzo Máximo Permisible (SA).
- Eficiencia de Junta (E).

Y para una evaluación de acuerdo a “On- Stream” es necesaria principalmente la medición de los espesores siguientes:

- Espesor Nominal.
- Espesor Mínimo Medido.
- Espesor Medido en Zona Sana.
- Velocidad de Corrosión.
- Corrosión Futura Permisible.

3.5.5 DETERMINAR VIDA UTIL REMANENTE.

Después de efectuar la inspección y tener toda la recopilación y análisis de datos, se procede a un análisis estadístico formal, que se ejecuta de acuerdo a los datos de medición de espesores de pared y así matemáticamente poder determinar la vida útil estimada, desgaste máximo ajustado, velocidad de corrosión, fechas de próxima medición y fecha de retiro probable cada uno de los intercambiadores de calor a analizar.

Este procedimiento solo es aplicable a los casos de equipos sujetos a corrosión de tipo generalizada (uniforme), por lo que no es representativo para los siguientes casos:

- a) Equipos con corrosión puntual “pittings”, localizada, o con desgaste muy irregular, como pueden ser el producto por erosión.
- b) Equipos sujetos a corrosión intergranular, transgranular, fallas metalúrgicas, fallas por fatiga y otras formas de deterioro donde este procedimiento no es aplicable.

El responsable de la evaluación debe realizar el análisis estadístico formal de las mediciones de espesores siguiendo la secuencia de la memoria de cálculo siguiente:

1.- CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.

Para determinar la velocidad de corrosión se debe obtener la diferencia entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas.

Para que sea aceptable el cálculo, debe haber transcurrido cuando menos un año entre una pareja de fechas de medición, para nuestro análisis existe una diferencia de 20 años.

La velocidad de corrosión debe calcularse de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Vc = \frac{t_{original} - t_{actual}}{fk - FA} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Donde:

Vc = Velocidad de corrosión (pulg/ año).

FA = Fecha de la medición actual (años).

fk = Fecha de medición anterior (años).

$t_{original}$ = Espesor original de equipo (pulgadas).

t_{actual} = Espesor obtenido en la fecha fk (pulgadas).

Este resultado sirve para determinar lo siguiente:

- Criticidad del equipo.

- Determinación de vida útil Remanente.

En la siguiente tabla se muestran de manera cualitativa la clasificación de las velocidades de corrosión (NACE International).

	VELOCIDAD DE CORROSION PROMEDIO (pulg /año)
BAJA	< 0.025
MODERADA	0.05 – 0.12
ALTA	0.13 – 0.25

Tabla 3.1: Velocidades de corrosión

2.- CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO (DPROM) Y LA VELOCIDAD MÁXIMA AJUSTADA (DMAX).

La velocidad de desgaste promedio y la velocidad máxima ajustada deben calcularse de acuerdo a las siguientes formulas:

$$D_{prom} = \frac{Vc_1 + Vc_2 + Vc_3 + \dots + Vc_n}{n} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

$$D_{max} = Vc + 1.28 \frac{Vc}{\sqrt{n}} \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

Donde:

$Vc_1, Vc_2, Vc_3, \dots, Vc_n$ = Velocidades de corrosión correspondientes a cada punto del equipo considerado (pulg/ año).

n = Numero de valores de velocidades de corrosión que intervienen en el cálculo.

D_{prom} = Promedio aritmético de las velocidades de corrosión (pulgada).

D_{max} = Velocidad de corrosión máxima ajustada estadísticamente (pulgada).

3.- DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO ESPESOR ACTUAL.

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil remanente (VR), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP), se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control.

Dichos espesores se denominaran “ek” y la fecha de medición correspondiente “fk”.

4.- DETERMINACIÓN DE LA VIDA REMANENTE (VR), FECHA DE PRÓXIMA MEDICIÓN (FPME) Y FECHA DE RETIRO PROBABLE (FRP).

Los valores de velocidad de corrosión (Vc), desgaste promedio (Dprom) y desgaste promedio máximo ajustado (Dmax), se calculan para toda la unidad de control, sin embargo la VR, FPME, y FRP se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control.

Esta determinación se debe hacer aplicando las siguientes fórmulas:

A. VIDA ÚTIL REMANENTE.

Es el periodo probable, expresado en años, en el que el equipo estará en óptima operación, a partir de una determinada fecha de manera redituable, o sea dentro de los límites de eficiencia productiva útil económica para el propietario o poseedor.

La vida se establece una vez que se ha determinado el componente con defecto como aceptable después de la evaluación de integridad mecánica y es usada para establecer un apropiado intervalo de inspección, un plan de monitoreo en servicio o la necesidad de una remediación. Y se calcula de la siguiente forma:

$$VR = \frac{t_{actual} - t_{requerido}}{VC} \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

Donde:

VR = Vida Útil Remanente.

Vc = Velocidad de corrosión (pulg/ año).

$t_{original}$ = Espesor original de equipo (pulgadas).

t_{actual} = Espesor obtenido en la fecha f_k (pulgadas).

B. FECHA DE PRÓXIMA MEDICIÓN DE ESPESORES (FPME).

Esta fecha sirve para programar la próxima medición del equipo en el programa general.

$$FPME = FA + \frac{VR}{3} \quad (\text{Ecuación 3.5})$$

Donde:

FA = Fecha del análisis (años).

VR = Vida Útil Remanente.

C. FECHA DE RETIRO PROBABLE (FRP).

Con base en esta fecha, se deben efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5 años o menos.

$$FRP = FA + VR \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

Donde:

FA = Fecha del análisis (años).

VR = Vida Útil Remanente.

3.5.6 PROBABILIDAD DE FALLA.

La probabilidad de falla se determinara en los intercambiadores de calor si cumple con lo siguiente:

- f) Si lo requiere una evaluación del deterioro y/o defecto (nivel 3).
- g) Que el equipo resulte con una Vida Útil Remanente de 5 años o menor.
- h) Que sean equipos críticos.

Una vez establecidos los niveles de inspección se debe estudiar la probabilidad y la consecuencia de la falla a través de una matriz de criticidad, para determinar el rango de riesgo a la cual está expuesto el sistema a analizar.

3.5.6.1 ESTUDIO DE CRITICIDAD.

La aplicación de un sistema de criticidad resulta muy beneficiosa para mejorar el control sobre los equipos críticos y optimizarlos, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Parámetros de diseño y operación dentro del proceso.
- Selección de materiales y posibles mecanismos de degradación.
- Esquemas de inspección y mantenimiento.
- Aspectos de seguridad.
- Efectos económicos.

El análisis de Criticidad es una técnica desarrollada para tomar decisiones en el riesgo potencial de cada unidad de proceso. Definiendo la criticidad como el producto de dos términos separados: la probabilidad de que ocurra la falla y las consecuencias de dicha falla.

3.5.6.2 CATEGORIAS DE PROBABILIDAD.

Las probabilidades de falla se evalúan respondiendo cuestionarios, dependiendo del modo de falla asignado al equipo.

Además indica la probabilidad que tiene un equipo o línea para fallar, de acuerdo a los reportes de inspección y los resultados obtenidos en la medición de espesores. La probabilidad de falla se establece en función de:

- Procesos de deterioro físico o cualquier otra indicación de proceso que determine la condición potencial de falla. Naturaleza de la degradación.
- Estrategias de mantenimiento.
- Practicas operacionales.

PROBABILIDAD DE FALLA/FACTORES Y CARACTERISTICAS	1 Sumamente improbable	2 Improbable	3 Posible	4 Probable	5 Muy probable
PROCESOS DE DETERIORO FISICO, DATA DE CONDICIÓN O CUALQUIER OTRA INDICACIÓN DE PROCESO QUE DETERMINE LA CONDICIÓN POTENCIAL DE LA FALLA.	La integridad mecánica del sistema ha sido evaluada periódicamente y las acciones para eliminar riesgos han sido efectivas.	No provee la activación de procesos de deterioro en el inmediato y la condición del equipo es muy confiable.	Existe incertidumbre para calificar la integridad porque existe la factibilidad de la activación de procesos de deterioro.	Existen deterioros y evidencias de esfuerzos no provistos que afectan la confiabilidad intrínseca del equipo.	La integridad mecánica está comprometida por procesos de deterioro físico, degradación de materiales por fluidos de procesos o condiciones de servicio (choque térmico, corrosión, fractura frágil, ataque por hidrógeno, erosión).

Tabla 3.2: Categorías de Probabilidad.

3.5.6.3 CONSECUENCIA DE FALLA.

Indica la vitalidad que tiene el equipo en el desarrollo del proceso. En este aspecto se toma en cuenta el impacto que tendría dicha consecuencia de falla, desde los puntos de vista: económico, humano, ambiental y laboral.

Esta medida es establecida en función de:

- Impacto de seguridad.
- Impacto en producción.
- Impacto en mantenimiento.

La criticidad representa una estimación que clasifica la probabilidad y la consecuencia de fallas en categorías.

El esquema para el cálculo de la consecuencia de falla se muestra en la siguiente tabla:

CONSECUENCIAS DE FALLA / FACTORES	A (menor)	B (moderada)	C (seria)	D (mayor)	E (catastrófica)
IMPACTO EN SEGURIDAD, HIGIENE Y AMBIENTE,	Provoca daños menores	Afecta seguridad humana con lesiones causando daños moderados al ambiente.	Afecta seguridad humana y al equipo causa de fugas menores de fluidos tóxicos o inflamables.	Afecta seguridad humana causando daños severos, y daños en los equipos provocando el paro general de la planta.	Afecta la seguridad humana causando fatalidades, incendio / explosión (con parada de la planta), daños irreversibles al ambiente y daños materiales importantes.

Tabla 3.3: Consecuencias de Falla.

Una vez conocidos las cinco clases de probabilidades y cinco clases de consecuencias se puede identificar las aéreas que requieren una atención especial de inspección y la técnica

de inspección requerida, haciendo uso de la llamada matriz de riesgo. La cual da como resultado niveles de criticidad:

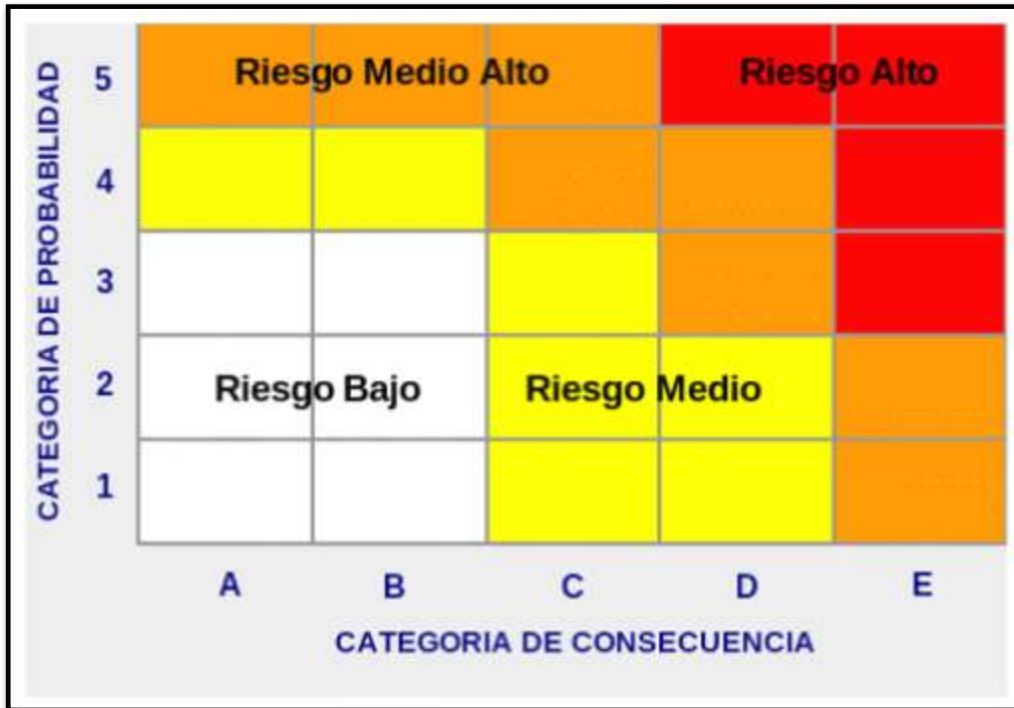


Figura 3.2: Matriz de Riesgos.

Esta matriz se usa para definir la criticidad, la cual está definida como el producto de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla:

$$Criticidad = P \times C \quad (Ecuación 3.7)$$

Donde:

P = Probabilidad de falla.

C = Consecuencia de falla.

Una vez evaluadas las criticidades, según sea el nivel de las mismas, se tomarán diferentes medidas. Si la criticidad es N, en principio no es necesario realizar una inspección formal y/o plan de monitoreo (siempre y cuando esto cumpla con las regulaciones locales). Si la criticidad es H o E, se deberá realizar un análisis más detallado, que se encuentra fuera del alcance de API 510 "On- Stream".

Este análisis involucra una etapa de toma de decisiones, en la que se evalúa la aceptabilidad de estos riesgos con las distintas opciones de mitigación, teniendo además en cuenta un análisis costo/beneficio.

El próximo paso es definir los programas de inspección. El objetivo de un programa de inspección es especificar y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro del equipo en servicio antes de que ocurra la falla y de esta forma evitarla.

Muchas situaciones pueden llevar a la falla del equipo, tales como errores de diseño, defectos de fabricación, mal funcionamiento de dispositivos de control, daño progresivo, etc. De todas estas situaciones, la inspección estará destinada principalmente a la detección del daño progresivo. Los parámetros que definen un programa de inspección son: ubicación de la inspección, técnica a utilizar, alcance de la inspección e intervalo entre inspecciones.

3.5.7 DETERMINAR MÉTODOS DE CORRECCIÓN, REPARACIÓN, MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y/O CORRECTIVO, O EN SU CASO REEMPLAZO.

Una vez que se determina la Velocidad de desgaste, Fecha de Retiro probable y la Vida Útil Remanente y en su caso la Probabilidad de Falla, se debe establecer recomendaciones de mantenimiento preventivo y/o correctivo a los intercambiadores de calor como las siguientes:

3.5.7.1. LIMPIEZA DE INTERCAMBIADORES DE CALOR.

Cuando se producen incrustaciones en los intercambiadores se hace muy notable la caída de presión y la reducción de transferencia de calor. Por este motivo todo intercambiador debe ser limpiado periódicamente.

Para la limpieza exterior de los tubos se usan varios métodos:

- Se pueden taladrar mecánicamente los interiores de los tubos y limpiar el exterior con aire de presión y por lavado.
- Se puede calentar el haz de tubos en un baño de gasolina caliente de sosa caustica.
- Se puede limpiar el haz de tubos por chorro de arena seca.

PRE-LIMPIEZA: Esto incluye una limpieza de agua de alta presión para eliminar la escala sueltas y la suciedad. En el caso de ensuciamiento grave o descamación, sigue la limpieza de vapor de alta presión.

PÓLVORA: Para la escala rígida que no se disuelve en soluciones ácidas o cáusticas, pólvora de limpieza se utiliza seguido de alta presión de vapor o agua.

NITRÓGENO LÍQUIDO: Para otros tipos de escala difícil el método preferido para eliminar la escala es usando nitrógeno líquido. El nitrógeno líquido también se utiliza en la eliminación de las juntas pegadas con resina epóxicas de dos componentes.

LIMPIEZA QUÍMICA: Es una solución de limpieza cuidadosamente seleccionada para asegurar la limpieza más rápida posible. Temperaturas diferentes, la agitación y las concentraciones, se utilizarán para asegurar la máxima eficacia de limpieza. No siempre es posible alcanzar el resultado deseado mediante el uso de una solución de limpieza. A veces horas en una solución de ácido agitada tiene que ser seguido por períodos prolongados a solución cáustica en altas temperaturas

LIMPIEZA INTERIOR: Quitar la tapas del haz de tubos y la suciedad se elimina con la ayuda de un latiguillo que expulsa el agua a una presión de 80- 100 kg/cm².

3.5.7.2. CORROSIÓN Y ATAQUE QUÍMICO.

A través de nuestros revestimientos podemos detener y/o eliminar los procesos de ataque químico, corrosión galvánica (entre tubos y equipos) y corrosión tanto interna como externa, así como eliminar la necesidad de consumir ánodos de zinc.

Carczas: La limpieza interna deberá ser periódicamente (de 90 a 120 días) o anterior si lo requiere el sistema, el tiempo está basado en la experiencia.

Tubos: Utilizar solo cepillos especiales adecuados, estos deben ser de dureza y diámetro apropiado y son fabricados con cerda de acero inoxidable, no utilizar varillas de metal sin protección ya que pueden dañar las paredes del equipo, no utilizar ácidos no conocidos, de preferencia solo agua.

Tomas de agua: No instale ánodos de zinc en la toma de agua ni las perfore, una toma alterada afecta la durabilidad y garantía de las mismas.

Actualmente estas son de acero inoxidable y son para alta duración.

Empaques: Revise que las empaquetaduras estén en buen estado antes de su instalación y aplique un poco de aceite a las mismas por ambos lados, son de hule neopreno común sólido, de 1/8" de espesor, dureza media valor aproximado #90-100 sin refuerzo interno, se recomienda hacer empaques nuevos en caso de que se aprecie deformado, dañado o roto.

En algunas circunstancias es necesario contar con alternativas de remediación que puedan mantener o restablecer el componente en servicio. La alternativa de remediación dependerá del tipo de daño presente que podrá ser de aplicación de recubrimientos orgánico epóxicos, parches de refuerzo, limpieza interior y/o reparaciones, hasta la sustitución del componente.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE INTEGRIDAD

MECÁNICA A LOS INTERCAMBIADORES

DE CALOR EA-101 A/C/E/G.

En este capítulo se desarrolla el análisis de integridad mecánica realizado a los intercambiadores de calor EA-101 A/C/E/G, siguiendo la metodología vista en el capítulo anterior y de acuerdo a los requerimientos de la NRF-274-PEMEX-2012 resumido en los siguientes puntos:

1. Identificación de deterioro mediante Inspección Visual Externa.
2. Evaluación del deterioro
3. Recopilación de información.
4. Análisis y cálculos.
5. Resultados y conclusiones.
6. Recomendaciones de mantenimiento.

4.1. INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA A LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G.

Se realizó un “check list” de la condición general del recipiente para verificar su estado físico exterior, así como el registro y evaluación de indicaciones relevantes como complemento del estudio de integridad en función de la información documental recibida.




Esta inspección se realizó al 100% en los intercambiadores por la parte externa, incluyendo placas de cuerpo, tapas, cuellos de boquilla, bridas y cimentación.

4.1.1 INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 A.

El estado físico del Intercambiador en su condición con recubrimiento aislante se encontró satisfactorio en términos generales al no haber sido observado problemas asociados a posibles fugas u otro tipo de anomalías.

En las escasas zonas descubiertas del intercambiador tampoco se observaron evidencias de daños o deterioro relevantes que indicaran problema alguno con su integridad. Solo se observó ligera oxidación en envoltorio, bridas y tornillería.

Como hallazgos relevantes se observaron deformaciones significativas en los soportes metálicos de este equipo, como se muestran en las siguientes tablas:

No.	IMAGEN	DESCRIPCIÓN
1		<p>Vista General del intercambiador de calor EA-101 A.</p>
2		<p>Soportes (metálicos deformados) significativamente en la parte baja del recipiente EA-101 A, ubicados del lado este. Se observa también ligera corrosión en la unión atornillada.</p>
3		<p>Detalle de la zona con mayor deformación por daño mecánico en el soporte del lado este.</p>



4		Deformación y ligera corrosión en soportes metálicos del lado oeste.
5		Conexión a tierra suministrada para los equipos EA-101 A y EA-101 C.

Tabla 4.1: Registro fotográfico de inspección EA-101 A.

A. REPORTE DE INSPECCIÓN DEL INTERCAMBIADOR EA-101 A.

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos después de realizar el “check list” a las partes más importantes de intercambiador EA-101 A:

REPORTE DE “CHECK LIST” DE INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA. (INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 A.)				
Descripción	Nivel de daño	Corrosión		Recomendaciones
		Tipo	Grado	
Condiciones de acceso y seguridad.				

Evidencia de corrosión en escaleras, plataformas y barandales.	NA	NA	NA	Ninguna
Evidencias de fugas de productos.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Cimentación				
Estado físico de la cimentación.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Soportería.				
Estado físico de los soportes	Moderado	Localizada	Moderada	Rehabilitar los soportes (enderezarlos o reemplazarlos), y proporcionar mantenimiento correctivo (limpieza y aplicación de protección anticorrosiva)
Envolvente				
Estado del recubrimiento aislante.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Estado del recubrimiento de pintura.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de las placas.	Mínimo	Generalizada	Moderada	Se observo ligera capa de óxido.
Estado físico de las soldaduras.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Tapas				
Estado físico de las placas.	NA	NA	NA	Ambas tapas se encontraban cubiertas con aislamiento térmico.
Estado físico de las soldaduras.	NA	NA	NA	
Entradas (hombre, boquillas, bridas, y accesorios) del intercambiador.				
Estado físico de entradas hombre.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de boquillas, bridas y tornillería.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.
Estado físico de soldaduras de boquillas.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.
Conexión a tierra				
El intercambiador cuenta con conexión a tierra.	Mínimo	NA	NA	Ninguna.
Placa de datos				
Se cuenta con placa de datos	Severo	NA	NA	Fabricar y colocar placa de datos.
Estado físico de la placa de datos	NA	NA	NA	Ninguna.

Tabla 4.2: Reporte de inspección de intercambiador EA-101 A.

4.1.2 INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 C.

La lámina del recubrimiento (aislante térmico) presenta una zona con daño mecánico del lado oeste sin embargo igual que al resto del intercambiador no se observaron indicios de daños en el cuerpo ni posibles fugas u otro tipo de anomalías.

En las escasas zonas descubiertas del intercambiador tampoco se observaron evidencias de daños o deterioro relevantes que indicaran problema alguno con su integridad. Solo se observó ligera oxidación en envoltorio, bridas y tornillería.

Como hallazgos relevantes se observaron deformaciones significativas en los soportes metálicos de este equipo, como se muestran en las siguientes tablas:

No.	IMAGEN	DESCRIPCIÓN
1		Vista General del intercambiador de calor EA-101 C.
2		Soporte (metálico) deformado en la parte baja del lado oeste del intercambiador EA-101 C.




3		<p>Ligera oxidación en accesorios y bridas conectadas en la parte baja del intercambiador EA-101 C, así como en tornillería.</p>
4		<p>Daño mecánico parcial en lámina del aislamiento térmico en el lado oeste del intercambiador.</p>
5		<p>Conexión a tierra suministrada para los equipos EA-101 A y EA-101 C.</p>

Tabla 4.3: Registro fotográfico de inspección EA-101 C.

B. REPORTE DE INSPECCIÓN DEL INTERCAMBIADOR EA-101 C.

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos después de realizar el “check list” a las partes más importantes de intercambiador EA-101 C:

REPORTE DE “CHECK LIST” DE INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA. (INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 C.)				
Descripción	Nivel de daño	Corrosión		Recomendaciones
		Tipo	Grado	
Condiciones de acceso y seguridad.				
Evidencia de corrosión en escaleras, plataformas y barandales.	NA	NA	NA	Ninguna
Evidencias de fugas de productos.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Cimentación				
Estado físico de la cimentación.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Soportería.				
Estado físico de los soportes	Moderado	Localizada	Moderada	Rehabilitar los soportes (enderezarlos o reemplazarlos), y proporcionar mantenimiento correctivo (limpieza y aplicación de protección anticorrosiva)
Envolvente				
Estado del recubrimiento aislante.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Estado del recubrimiento de pintura.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de las placas.	Mínimo	Generalizada	Moderada	Se observo ligera capa de óxido.
Estado físico de las soldaduras.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Tapas				
Estado físico de las placas.	NA	NA	NA	Ambas tapas se encontraban cubiertas con aislamiento térmico.
Estado físico de las soldaduras.	NA	NA	NA	
Entradas (hombre, boquillas, bridas, y accesorios) del intercambiador.				
Estado físico de entradas hombre.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de boquillas, bridas y tornillería.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.

Estado físico de soldaduras de boquillas.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.
Conexión a tierra				
El intercambiador cuenta con conexión a tierra.	Mínimo	NA	NA	Ninguna.
Placa de datos				
Se cuenta con placa de datos	Severo	NA	NA	Fabricar y colocar placa de datos.
Estado físico de la placa de datos	NA	NA	NA	Ninguna.


Tabla 4.4: Reporte de inspección de intercambiador EA-101 C.

4.1.3 INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 E.

El estado físico del Intercambiador en su condición con recubrimiento aislante se encontró satisfactorio en términos generales al no haber sido observado problemas asociados a posibles fugas u otro tipo de anomalías.

En las escasas zonas descubiertas del intercambiador tampoco se observaron evidencias de daños o deterioro relevantes que indicaran problema alguno con su integridad. Solo se observo ligera oxidación en envoltente, bridas y tornillería.

Como hallazgos relevantes se observaron deformaciones significativas en los soportes metálicos de este equipo, como se muestran en las siguientes tablas:

No.	IMAGEN	DESCRIPCIÓN
1		Vista General del intercambiador de calor EA-101 E.




2		<p>Soporte (metálico) deformado en el lado suroeste de la parte baja del intercambiador EA-101 E. Se observa ligera corrosión entre bases de los soportes.</p>
3		<p>Soporte (metálico) con ausencia del tornillo de unión entre placas lado noreste, también se observa ligera corrosión entre placas.</p>
4		<p>Conexión a tierra suministrada para los equipos EA-101 E y EA-101 G.</p>

Tabla 4.5: Registro fotográfico de inspección EA-101 E.

B. REPORTE DE INSPECCIÓN DEL INTERCAMBIADOR EA-101 E.

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos después de realizar el “check list” a las partes más importantes de intercambiador EA-101 E:

REPORTE DE “CHECK LIST” DE INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA. (INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 E.)				
Descripción	Nivel de daño	Corrosión		Recomendaciones
		Tipo	Grado	
Condiciones de acceso y seguridad.				
Evidencia de corrosión en escaleras, plataformas y barandales.	NA	NA	NA	Ninguna
Evidencias de fugas de productos.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Cimentación				
Estado físico de la cimentación.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Soportería.				
Estado físico de los soportes	Moderado	Localizada	Moderada	Rehabilitar los soportes (enderezarlos o reemplazarlos), y proporcionar mantenimiento correctivo (limpieza y aplicación de protección anticorrosiva)
Envolvente				
Estado del recubrimiento aislante.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Estado del recubrimiento de pintura.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de las placas.	Mínimo	Generalizada	Moderada	Se observo ligera capa de óxido.
Estado físico de las soldaduras.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Tapas				
Estado físico de las placas.	NA	NA	NA	Ambas tapas se encontraban cubiertas con aislamiento térmico.
Estado físico de las soldaduras.	NA	NA	NA	
Entradas (hombre, boquillas, bridas, y accesorios) del intercambiador.				
Estado físico de entradas hombre.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de boquillas, bridas y tornillería.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.


Estado físico de soldaduras de boquillas.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.
Conexión a tierra				
El intercambiador cuenta con conexión a tierra.	Mínimo	NA	NA	Ninguna.
Placa de datos				
Se cuenta con placa de datos	Severo	NA	NA	Fabricar y colocar placa de datos.
Estado físico de la placa de datos	NA	NA	NA	Ninguna.

Tabla 4.6: Reporte de inspección de intercambiador EA-101 E.

4.1.4 INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 G.

El estado físico del Intercambiador en su condición con recubrimiento aislante se encontró satisfactorio en términos generales al no haber sido observado problemas asociados a posibles fugas u otro tipo de anomalías.

En las escasas zonas descubiertas del intercambiador tampoco se observaron evidencias de daños o deterioro relevantes que indicaran problema alguno con su integridad. Solo se observo ligera oxidación en envoltente, bridas y tornillería.

No.	IMAGEN	DESCRIPCIÓN
1		Vista General del intercambiador de calor EA-101 G.

2		<p>Conexión a tierra suministrada para los equipos EA-101 E y EA-101 G.</p>
---	---	---

Tabla 4.7: Registro fotográfico de inspección EA-101 G.

B. REPORTE DE INSPECCIÓN DEL INTERCAMBIADOR EA-101 G.

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos después de realizar el “check list” a las partes más importantes de intercambiador EA-101 G:

REPORTE DE “CHECK LIST” DE INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA. (INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 G.)				
Descripción	Nivel de daño	Corrosión		Recomendaciones
		Tipo	Grado	
Condiciones de acceso y seguridad.				
Evidencia de corrosión en escaleras, plataformas y barandales.	NA	NA	NA	Ninguna
Evidencias de fugas de productos.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Cimentación				
Estado físico de la cimentación.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Soportería.				
Estado físico de los soportes	Moderado	Localizada	Moderada	Rehabilitar los soportes (enderezarlos o reemplazarlos), y proporcionar mantenimiento correctivo (limpieza y aplicación de protección anticorrosiva)
Envolvente				
Estado del recubrimiento	Mínimo	NA	NA	Ninguna

aislante.				
Estado del recubrimiento de pintura.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de las placas.	Mínimo	Generalizada	Moderada	Se observo ligera capa de óxido.
Estado físico de las soldaduras.	Mínimo	NA	NA	Ninguna
Tapas				
Estado físico de las placas.	NA	NA	NA	Ambas tapas se encontraban cubiertas con aislamiento térmico.
Estado físico de las soldaduras.	NA	NA	NA	
Entradas (hombre, boquillas, bridas, y accesorios) del intercambiador.				
Estado físico de entradas hombre.	NA	NA	NA	Ninguna
Estado físico de boquillas, bridas y tornillería.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.
Estado físico de soldaduras de boquillas.	Mínimo	NA	NA	Se observo ligera oxidación.
Conexión a tierra				
El intercambiador cuenta con conexión a tierra.	Mínimo	NA	NA	Ninguna.
Placa de datos				
Se cuenta con placa de datos	Severo	NA	NA	Fabricar y colocar placa de datos.
Estado físico de la placa de datos	NA	NA	NA	Ninguna.

Tabla 4.8: Reporte de inspección de intercambiador EA-101 G.

De acuerdo a los resultados obtenidos después de la inspección a los intercambiadores EA-101 A/C/E/G se determina que se realizara un evaluación al equipo **NIVEL 1** ya que no presentan deterioros o fallas que puedan provocar un daño grave a los equipos por lo que solo se hará una evaluación por perdida de espesor para determinar así su vida útil remanente además de algunas recomendaciones de mantenimiento.

4.2. DATOS DE DISEÑO Y ESPESORES DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G.

Se recopiló, clasifiqué y revisé la información adquirida después de la inspección, con la finalidad de establecer la calidad de la misma.

4.2.1 TABLA DE DATOS DE DISEÑO Y CONSTRUCCION.

Identificación (TAG)	EA-101 A/C/E/G.	
Servicio.	Precalentador de Carga	
Código de construcción.	ASME Sec. VIII, Div. 1/ TEMA /NRF-090-PEMEX-2005	
Datos de construcción.	Lado cuerpo	Lado tubos
Presión de diseño.	77.3 kg/cm ²	63.2 kg/cm ²
Temperatura de diseño.	342°C	388.7 °C
Materiales de construcción	Tubos:	SA 213 T304
	Cuerpo:	SA 357 / SA 387 Gr.5
	Tapas:	SA 357 / SA 387 Gr.5
	Espejos:	SA 182
	Mamparas:	SA 357 / SA 387 Gr.5
Tiempo de servicio.	38 años	
Corrosión Permisible	3.2 mm	
Tipo TEMA	BEU	
Fluido que manejan	HC+H ₂ +H ₂ O+H ₂ S	
Temperatura de operación.	48 °C - 336.5°C	
Número de tubos	237 U	
Diámetro de tubos	25.4 mm	
Pitch	31.7 mm	
Longitud de tubos	6.096 m	
Diámetro de envolvente	889 mm	
Número de pasos	1	
TEMA Clase	R	

4.2.2. MEDICIÓN DE ESPESORES.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de los espesores medidos que fueron obtenidos por medio de pruebas de ultrasonido, que posteriormente fueron utilizados para los cálculos correspondientes.

A) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 A.

INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 A.							Inicio de operación:1975		
Método de evaluación: API 510.				Tiempo de servicio:38 años					
Componente	FA	fk	FCA	ek	t	t	Lr	D	t
	año	año	año	pulg	actual	original	pulg	pulg	requerido
					pulg	pulg	pulg	pulg	Pulg
Tapa LC	2013	2008	1975	1.254	1.254	1.732	0.931	35	0.931
Envolvente LC	2013	2008	1975	1.254	1.254	1.654	0.956	35	0.956
Envolvente LT	2013	2008	1975	1.129	1.129	1.654	0.806	35	0.806
Tapa LT	2013	2008	1975	1.129	1.129	1.732	0.788	35	0.788
Observaciones:	<i>Del haz de tubos no se tuvieron mediciones, únicamente se informo que este había sido retirado en el año 2001 después de 26 años de servicio en un paro programado.</i>								

B) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 C.

INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 C.							Inicio de operación:1975		
Método de evaluación: API 510.				Tiempo de servicio:38 años					
Componente	FA	fk	FCA	ek	t	t	Lr	D	t
	año	año	año	pulg	actual	original	pulg	pulg	requerido
					pulg	pulg	pulg	pulg	Pulg
Tapa LC	2013	2008	1975	1.467	1.467	1.732	0.931	35	0.931
Envolvente LC	2013	2008	1975	1.467	1.467	1.654	0.956	35	0.956
Envolvente LT	2013	2008	1975	1.207	1.207	1.654	0.806	35	0.806
Tapa LT	2013	2008	1975	1.207	1.207	1.732	0.788	35	0.788

C) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 E.

INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 E.							Inicio de operación:1975		
Método de evaluación: API 510.				Tiempo de servicio:38 años					
Componente	FA	fk	FCA	ek	t	t	Lr	D	t
	año	año	año	pulg	actual pulg	original pulg	pulg	pulg	requerido Pulg
Tapa LC	2013	2008	1975	1.139	1.139	1.378	0.931	35	0.931
Envolvente LC	2013	2008	1975	1.139	1.139	1.260	0.956	35	0.956
Envolvente LT	2013	2008	1975	1.185	1.185	1.339	0.806	35	0.806
Tapa LT	2013	2008	1975	1.185	1.185	1.575	0.788	35	0.788
Observaciones:	Del haz de tubos no se tuvieron mediciones, únicamente se informo que este había sido retirado en el año 2001 después de 26 años de servicio en un paro programado.								

G) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 G.

INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 A.							Inicio de operación:1975		
Método de evaluación: API 510.				Tiempo de servicio:38 años					
Componente	FA	fk	FCA	ek	t	t	Lr	D	t
	año	año	año	pulg	actual pulg	original pulg	pulg	pulg	requerido Pulg
Tapa LC	2013	2008	1975	1.181	1.143	1.378	0.931	35	0.931
Envolvente LC	2013	2008	1975	1.181	1.143	1.260	0.956	35	0.956
Envolvente LT	2013	2008	1975	1.294	1.221	1.339	0.806	35	0.806
Tapa LT	2013	2008	1975	1.294	1.221	1.575	0.788	35	0.788

4.2.3 REVISIÓN DE CUELLOS DE BOQUILLAS.

Se realizó la revisión de espesores de los cuellos de boquillas de los intercambiadores con la finalidad de determinar su condición de desgaste y factibilidad de seguir en servicio.

A) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 A.

Boquilla	Diámetro (pulg)	Espesor Nominal (pulg)	Espesor Mínimo Obtenido (pulg)	Espesor Mínimo Requerido (Estructural) (pulg)	Porcentaje de Reducción de Espesores
S1 y S2	10	0.593	0.255	0.190	57%
T2	12	0.688	0.467	0.190	32.1%

B) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 C.

Boquilla	Diámetro (pulg)	Espesor Nominal (pulg)	Espesor Mínimo Obtenido (pulg)	Espesor Mínimo Requerido (Estructural) (pulg)	Porcentaje de Reducción de Espesores
S1 y S2	10	0.593	0.432	0.190	27.1%
T2	12	0.688	0.669	0.521	2.76%

C) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 E.

Boquilla	Diámetro (pulg)	Espesor Nominal (pulg)	Espesor Mínimo Obtenido (pulg)	Espesor Mínimo Requerido (Estructural) (pulg)	Porcentaje de Reducción de Espesores
S1 y S2	10	0.593	0.410	0.190	30.8%
T2	12	0.688	0.651	0.200	5.38%

G) INTERCAMBIADOR DE CALOR EA-101 G.

Boquilla	Diámetro (pulg)	Espesor Nominal (pulg)	Espesor Mínimo Obtenido (pulg)	Espesor Mínimo Requerido (Estructural) (pulg)	Porcentaje de Reducción de Espesores
S1 y S2	10	0.593	0.294	0.190	50.4%
T2	12	0.688	0.624	0.200	9.30%

4.3 ANÁLISIS Y CÁLCULOS PARA LA EVALUACION DE LOS INTERCAMBIADORES EA-101 A/C/E/G.

Tomando como base los datos obtenidos, se realizaron los siguientes cálculos para determinar:

1. Velocidad de corrosión.
2. Velocidad de corrosión máxima ajustada.
3. Vida útil remanente.
4. Fecha de próxima medición de espesores.
5. Fecha de Retiro probable.

4.3.1 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.

De acuerdo a la (ecuación 3.1), tenemos:

$$V_c = \frac{t_{original} - t_{actual}}{fk - FA}$$

Y sustituyendo los valores para cada uno de los intercambiadores se obtiene:

- **INTERCAMBIADOR EA-101 A:**

$$V_c = \frac{(1.654 \text{ pulg}) - (1.254 \text{ pulg})}{(2013) - (2008)}$$

$$V_c = 0.03 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

- **INTERCAMBIADOR EA-101 C:**

$$V_c = \frac{(1.654 \text{ pulg}) - (1.467 \text{ pulg})}{(2013 \text{ año}) - (2008 \text{ año})}$$

$$V_c = 0.037 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

- **INTERCAMBIADOR EA-101 E:**

$$V_c = \frac{(1.260 \text{ pulg}) - (1.139 \text{ pulg})}{(2013 \text{ año}) - (2008 \text{ año})}$$

$$V_c = 0.024 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 G:

$$V_c = \frac{(1.260 \text{ pulg}) - (1.143 \text{ pulg})}{(2013 \text{ año}) - (2008 \text{ año})}$$

$$V_c = 0.023 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

4.3.2 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD MÁXIMA AJUSTADA.

De acuerdo a la (ecuación 3.3), tenemos:

$$D_{max} = V_c + 1.28 \frac{V_c}{\sqrt{n}}$$

Y sustituyendo los valores para cada uno de los intercambiadores se obtiene:

- INTERCAMBIADOR EA-101 A:

$$D_{max} = \left(0.03 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) + 1.28 \frac{\left(0.08 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\sqrt{4}}$$

$$D_{max} = 0.13 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 C:

$$D_{max} = \left(0.037 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) + 1.28 \frac{\left(0.37 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\sqrt{4}}$$

$$D_{max} = 0.27 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 E:

$$D_{max} = \left(0.024 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) + 1.28 \frac{\left(0.024 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\sqrt{4}}$$

$$D_{max} = 0.039 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 G:

$$D_{max} = \left(0.023 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) + 1.28 \frac{\left(0.023 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\sqrt{4}}$$

$$D_{max} = 0.037 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}$$

4.3.3 CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL REMANENTE.

De acuerdo a la (ecuación 3.4), tenemos:

$$VR = \frac{t_{actual} - t_{requerido}}{VC}$$

Así para obtener la vida útil estimada se sustituyen los valores para cada uno de los intercambiadores y se obtiene:

- INTERCAMBIADOR EA-101 A:

$$VR = \frac{\left(1.254 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) - \left(0.956 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\left(0.03 \frac{\text{pulg}}{\text{años}}\right)}$$

$$VR = 9 \text{ años.}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 C:

$$VR = \frac{\left(1.467 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) - \left(0.956 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\left(0.037 \frac{\text{pulg}}{\text{años}}\right)}$$

$$VR = 13 \text{ años.}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 E:

$$VR = \frac{\left(1.139 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) - \left(0.956 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\left(0.024 \frac{\text{pulg}}{\text{años}}\right)}$$

$$VR = 7 \text{ años.}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 G:

$$VR = \frac{\left(1.181 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right) - \left(0.956 \frac{\text{pulg}}{\text{año}}\right)}{\left(0.023 \frac{\text{pulg}}{\text{años}}\right)}$$

$$VR = 9 \text{ años.}$$

4.3.4 CÁLCULO DE FECHA DE PROXIMA MEDICIÓN DE ESPESORES.

De acuerdo a la (ecuación 3.5), tenemos:

$$FPME = FA + \frac{VR}{3}$$

Ahora procedemos a sustituir los valores de cada intercambiador para obtener la fecha de la próxima medición:

- **INTERCAMBIADOR EA-101 A:**

$$FPME = 2013 + \frac{9}{3} \text{ (años)}$$

$$FPME = 3 \text{ años.}$$

- **INTERCAMBIADOR EA-101 C:**

$$FPME = 2013 + \frac{13}{3} \text{ (años)}$$

$$FPME = 4 \text{ años.}$$

- **INTERCAMBIADOR EA-101 E:**

$$FPME = 2013 + \frac{7}{3} \text{ (años)}$$

$$FPME = 2 \text{ años.}$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 G:

$$FPME = 2013 + \frac{9}{3} \text{ (años)}$$

$$FPME = 3 \text{ años.}$$

4.3.5 CÁLCULO DE FECHA DE RETIRO PROBABLE.

De acuerdo a la (ecuación 3.6), tenemos:

$$FRP = FA + VR$$

Ahora procedemos a sustituir los valores de cada intercambiador para obtener la fecha de la Retiro probable:

- INTERCAMBIADOR EA-101 A:

$$FRP = (2013) + (9 \text{ años})$$

$$FRP = 2022$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 C:

$$FRP = (2013) + (13 \text{ años})$$

$$FRP = 2026$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 E:

$$FRP = (2013) + (7 \text{ años})$$

$$FRP = 2020$$

- INTERCAMBIADOR EA-101 G:

$$FRP = (2013) + (9 \text{ años})$$

$$FRP = 2022.$$

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

A) TABLA COMPARATIVA DE RESULTADOS.

Un resumen de los cálculos obtenidos de los intercambiadores de calor EA-101 A/C/E/G se muestran en la siguiente tabla:

Equipo	Velocidad de Corrosión (pulg/año)	Velocidad Máxima Ajustada (pulg/año)	Vida Remanente (años)	Fecha de Próxima Medición de Espesores (años)	Fecha de Retiro Probable (año)
EA-101 A	0.03	0.13	9	3	2022
EA-101 C	0.037	0.27	13	4	2026
EA-101 E	0.024	0.039	7	2	2020
EA-101 G	0.023	0.037	9	3	2022

B) ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMENTARIOS.

- La inspección visual externa no indico problemas relevantes o críticos en los **INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A /C/E/G**, por lo que el nivel de evaluación fue Nivel 1.
- La apariencia del aislante térmico en los INERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G, se observó satisfactoria.

- Los resultados de la medición de espesores efectuados en el cuerpo de los intercambiadores se observan homogéneos y satisfactorios en lo general, tomando como referencia los espesores mínimos calculados.
- De acuerdo a los resultados arrojados de los cálculos de vida remanente estos equipos presentan una vida útil estimada superior a los 6 años como mínimo.
Por lo que son aptos para seguir en operación.
- Las presiones de operación actuales de 61.4 kg/cm^2 para lado cuerpo y de 51.9 kg/cm^2 para el lado tubos se encuentran por debajo de la presión máxima de operación permisible (PMOP) gobernante de 79.7 kg/cm^2 y de 72.1 kg/cm^2 respectivamente, lo cual resulta una condición operativa aceptable.
- Puesto que no se tuvo información de medición de espesores en los haz de tubos se infiere que la condición actual es satisfactoria puesto que existe documentación en el que indica que en el año 2008 se sustituyeron completamente para los 4 equipos evaluados empleando una aleación de acero inoxidable austenítico del tipo 304 en lugar de un acero de baja aleación.

4.5. RECOMENDACIONES FUTURAS DE MANTENIMIENTO.

En función del análisis, la evaluación de la información recibida y la verificación visual externa, efectuada a los INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G se tienen las recomendaciones siguientes:

- Realizar de acuerdo a las actividades recomendadas en el “Check list” de inspección visual , con la finalidad de mantener la integridad del equipo como:
- Proporcionar mantenimiento e inspecciones futuras en función de los lineamientos del código API 510, como: realizar limpieza por el exterior o interior de los tubos con presión de agua alcalina, además hacer hincapié en la inspección de los haz de tubos mediante las técnicas de corrientes de Eddy o IRIS, con la finalidad de complementar este estudio de integridad de estos equipos.

- Establecer e identificar puntos específicos de medición de espesores tanto de manera física como documentalmente, con la finalidad de poder determinar en un futuro de manera más precisa las velocidades de desgaste reales por corrosión generalizada.

CONCLUSIONES.

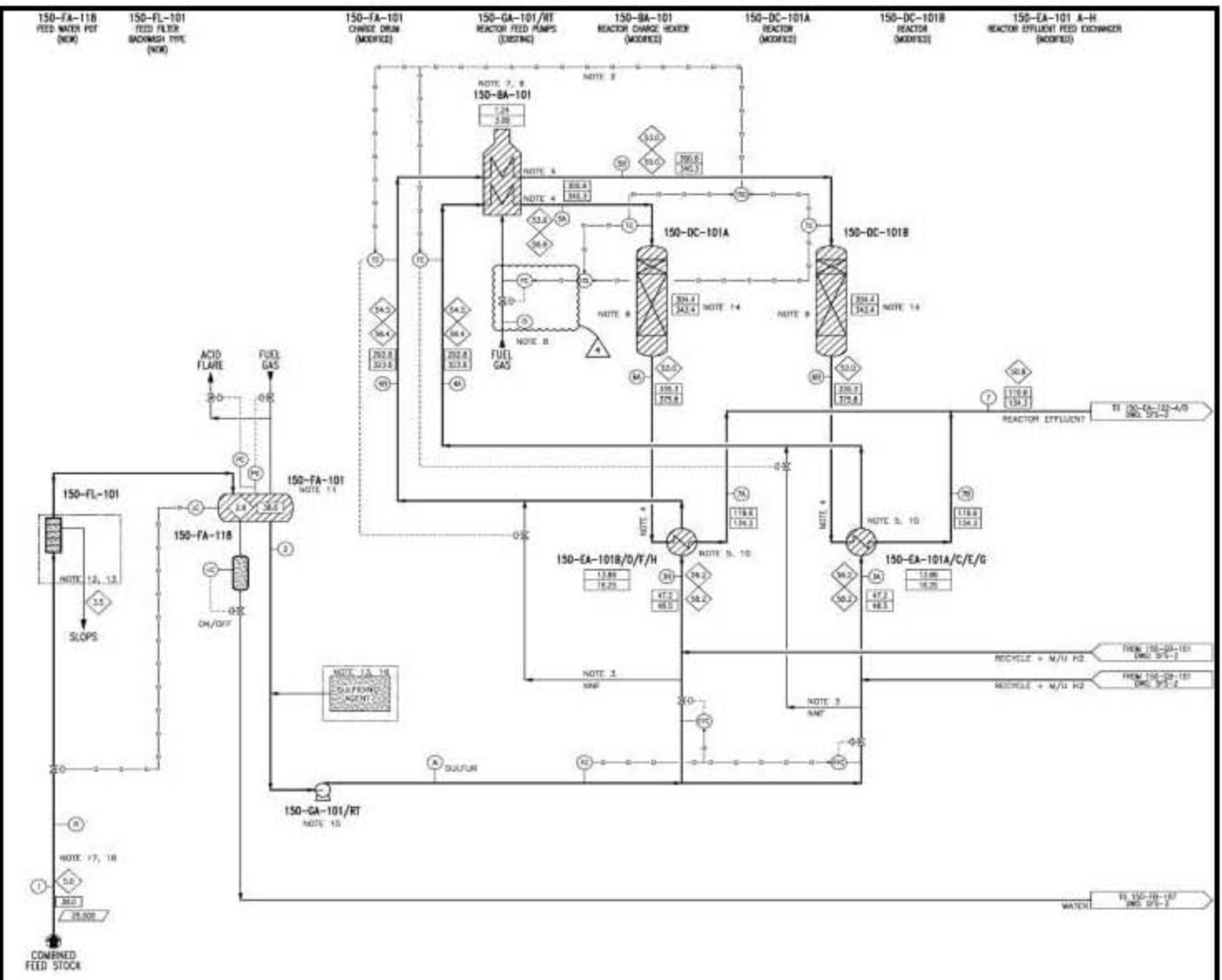
Podemos concluir que el objetivo principal de este proyecto de tesis se cumplió satisfactoriamente ya que mediante inspecciones y cálculos realizados a los equipos se entrega un dictamen final de las condiciones de los INTERCAMBIADORES DE CALOR EA.101 A/C/E/G, donde se tienen las conclusiones siguientes:

- Después de la inspección visual “Check List” y el análisis matemático realizado, se concluye que la integridad mecánica de los INTERCAMBIADORES DE CALOR EA-101 A/C/E/G, es satisfactoria, por lo que estos equipos pueden continuar en servicio bajo las condiciones normales de operación de manera confiable.
- Los resultados de la revisión documental y la verificación visual externa indican que los cuerpos de los intercambiadores presentan una condición satisfactoria en lo general sin haber encontrado evidencias de alguna fuga, anomalía o daño relevante que ponga en riesgo su integridad de estos equipos.
- En términos generales la condición física de los equipos es satisfactoria, incluyendo las placas de cuerpo, tapas, soldaduras y boquillas. Solo se observaron algunos daños mecánicos en soportes metálicos de poco impacto, ya que no influyen directamente en el funcionamiento óptimo del equipo.
- La PMOP gobernante se encuentra por arriba de la presión de operación actual, lo cual resulta, una condición de operación aceptable.
- Por concluir se Dictamina que los intercambiadores de calor EA-101 A/C/E/G pueden continuar en servicio, estimando una vida útil remanente superior a los 6 años.

ANEXOS

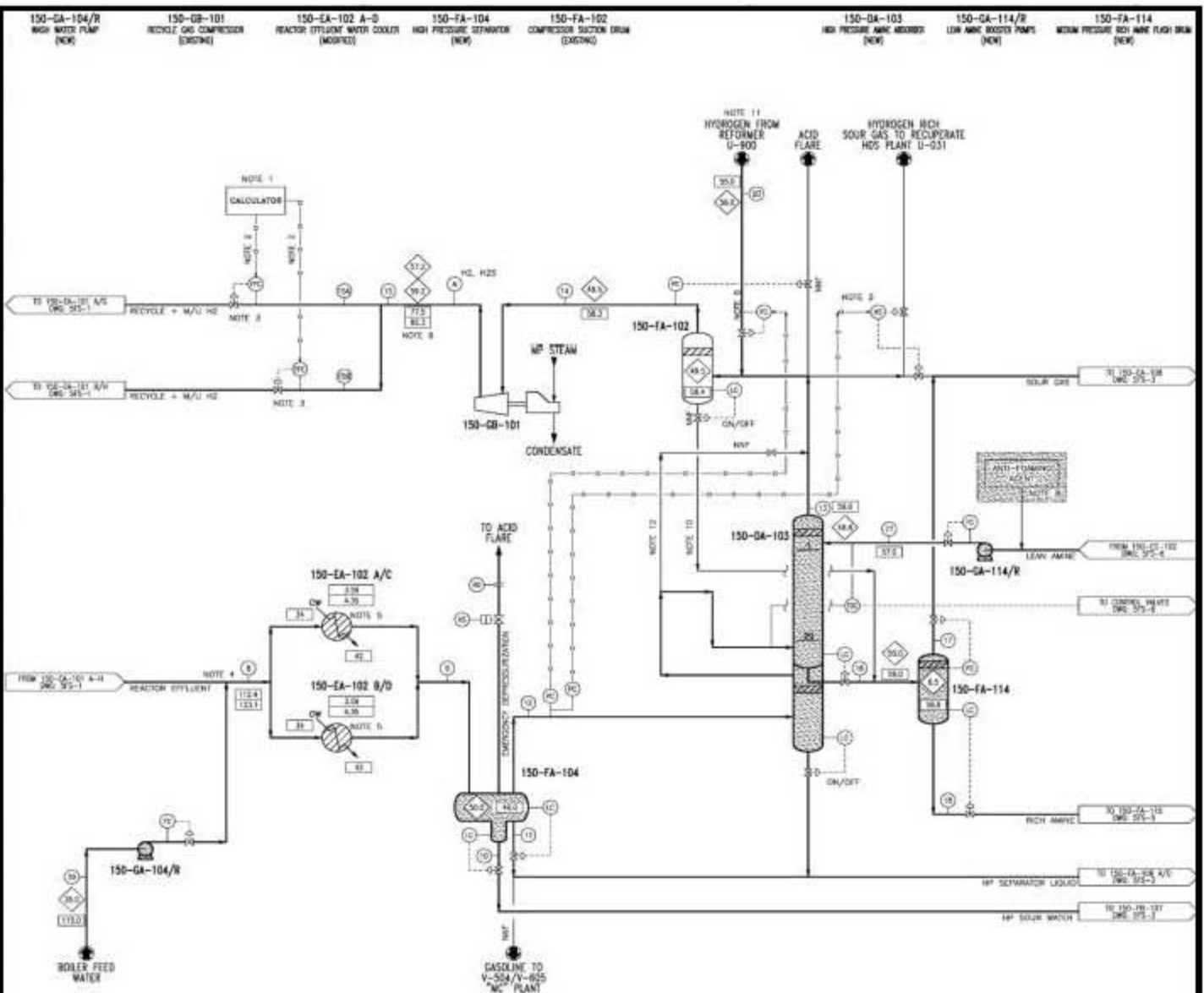
ANEXO B

Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE ALIMENTACIÓN Y REACCIÓN



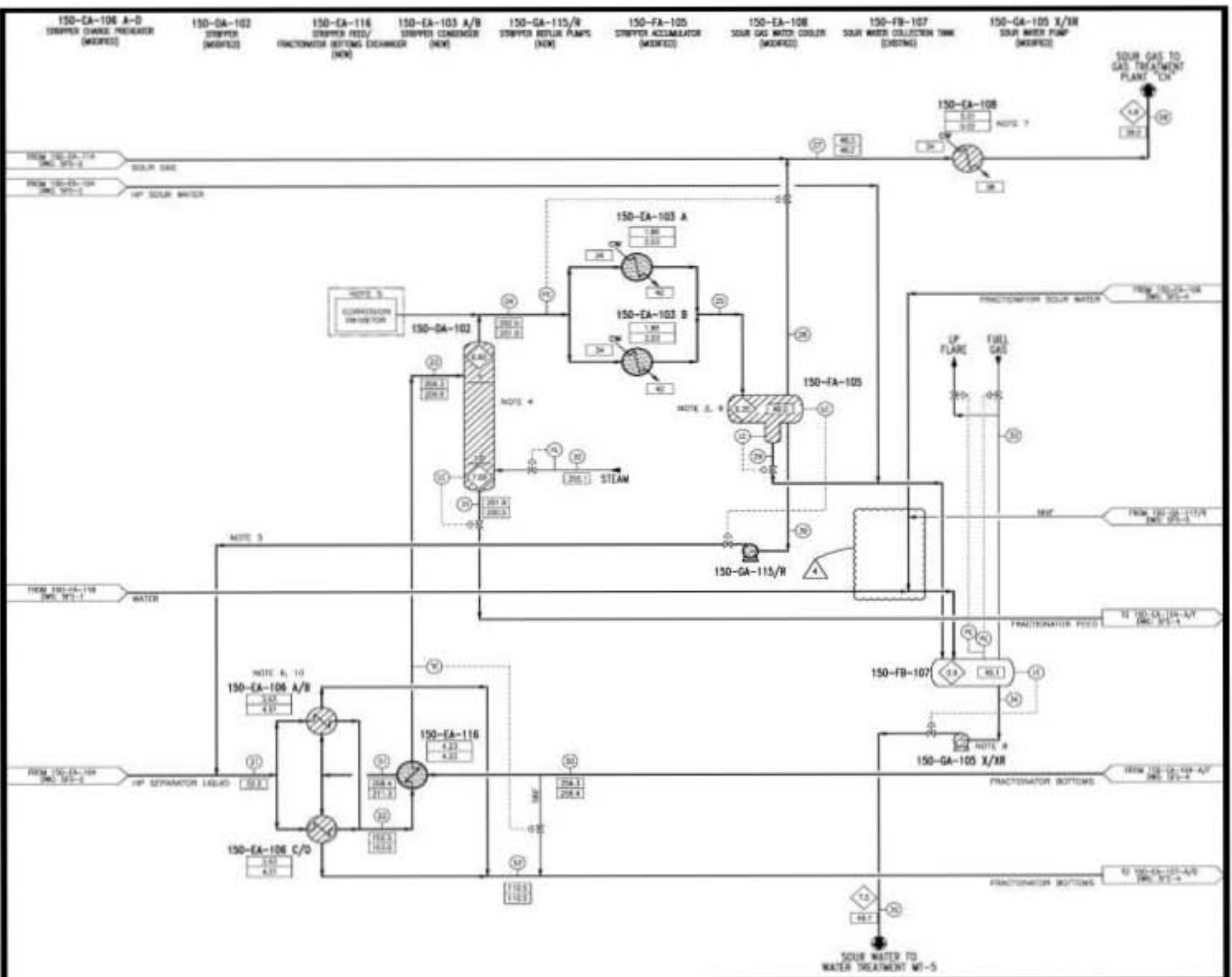
ANEXO C

Diagrama de Procesos: SECCIÓN DEL COMPRESOR: SEPARACIÓN/RECICLAJE.



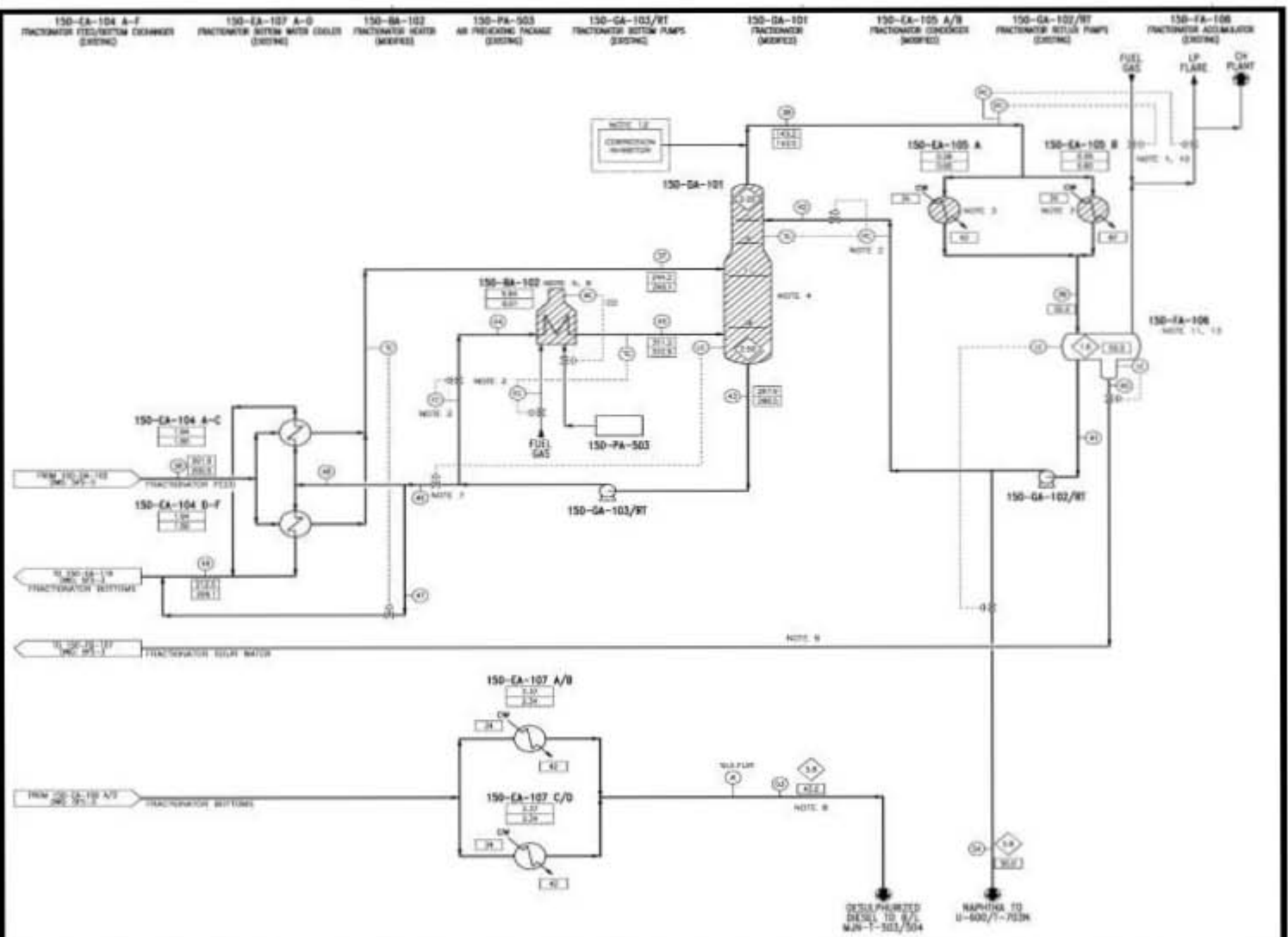
ANEXO D

Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE SEPARACIÓN



ANEXO E

Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO.



ANEXO F

Diagrama de Procesos: SECCIÓN DE REGENERACIÓN DE AMINAS.

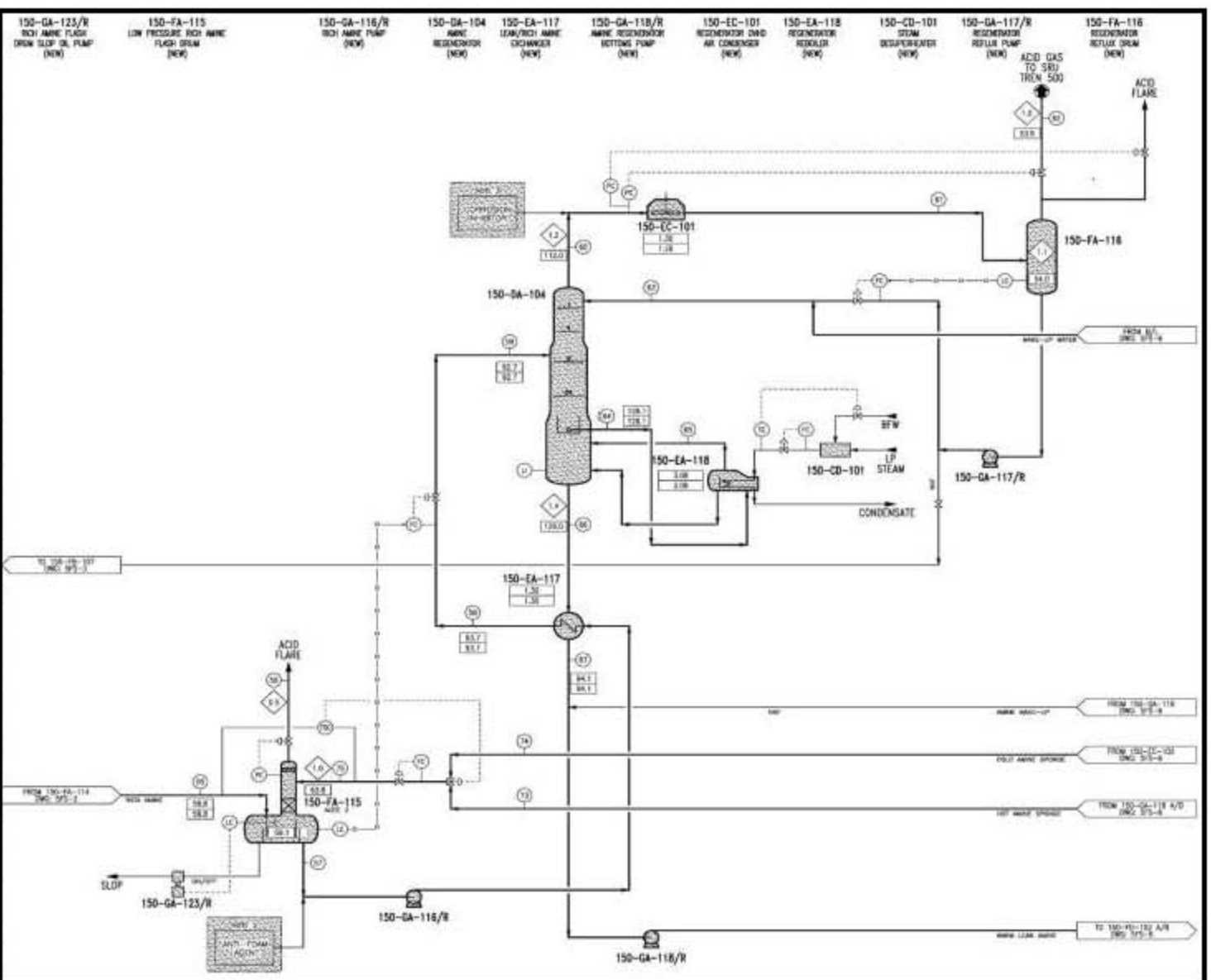
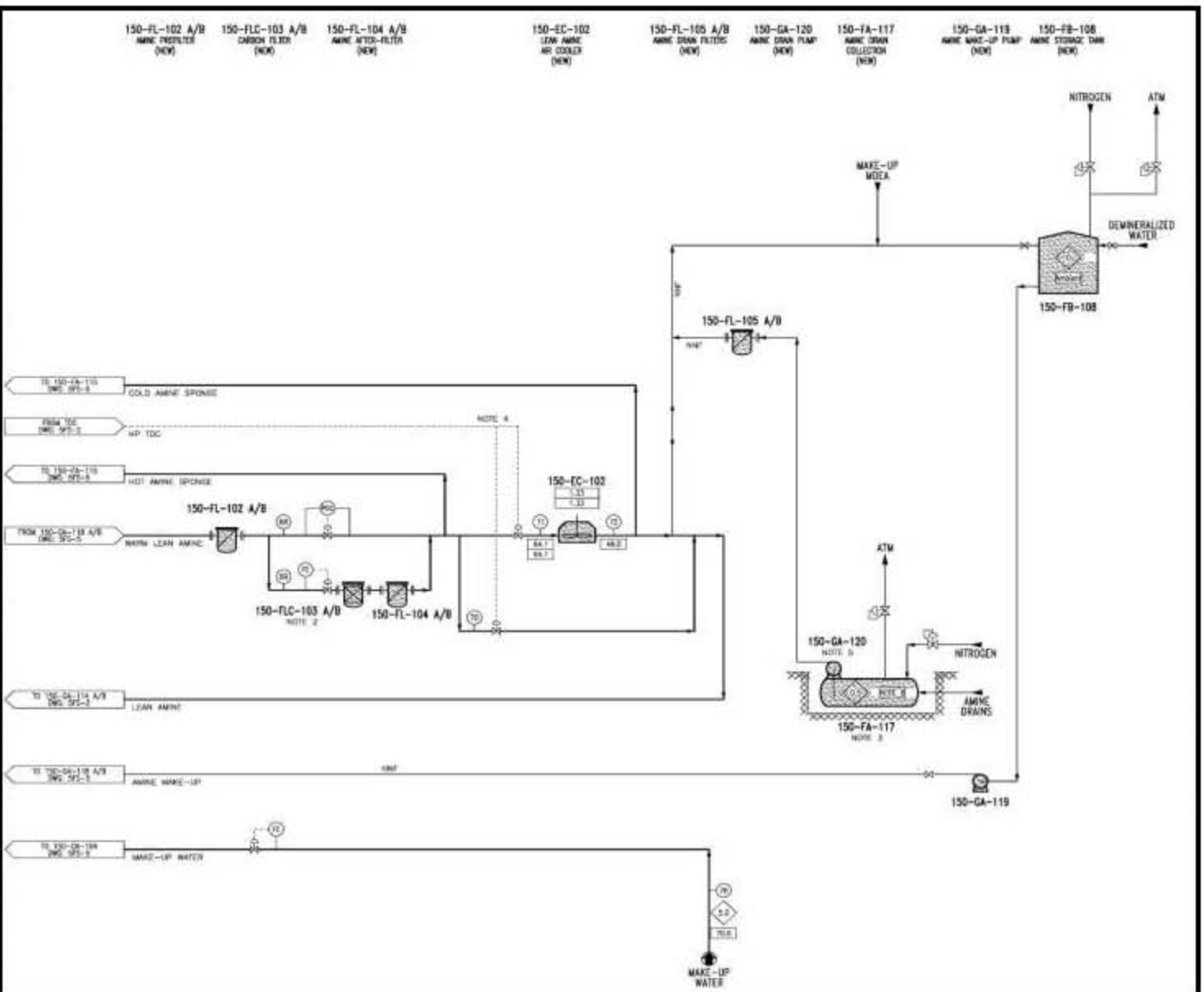


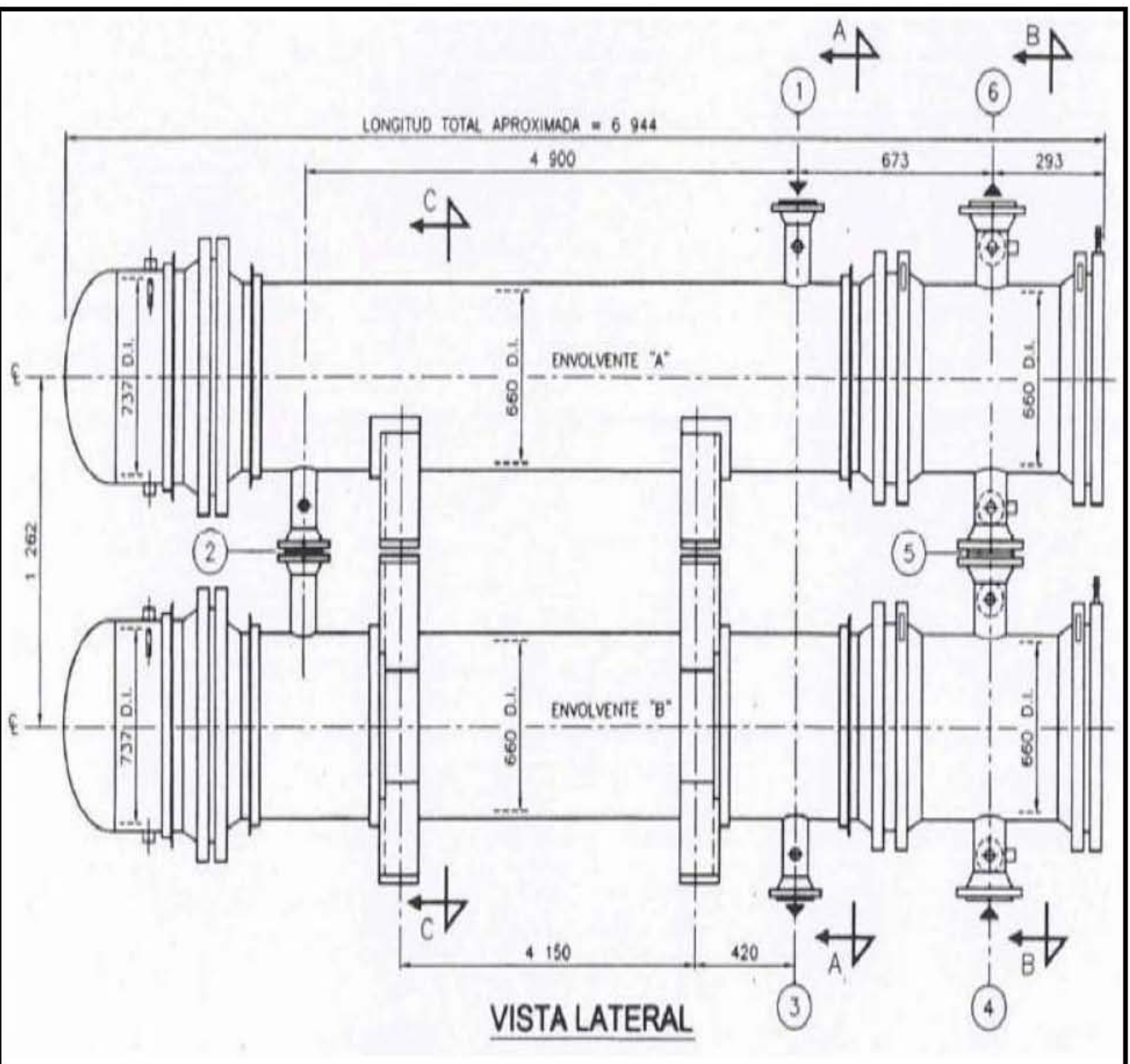
Diagrama de Procesos: AMINA LA FILTRACIÓN Y LA SECCIÓN DE ENFRIAMIENTO

ANEXO G



ANEXO H

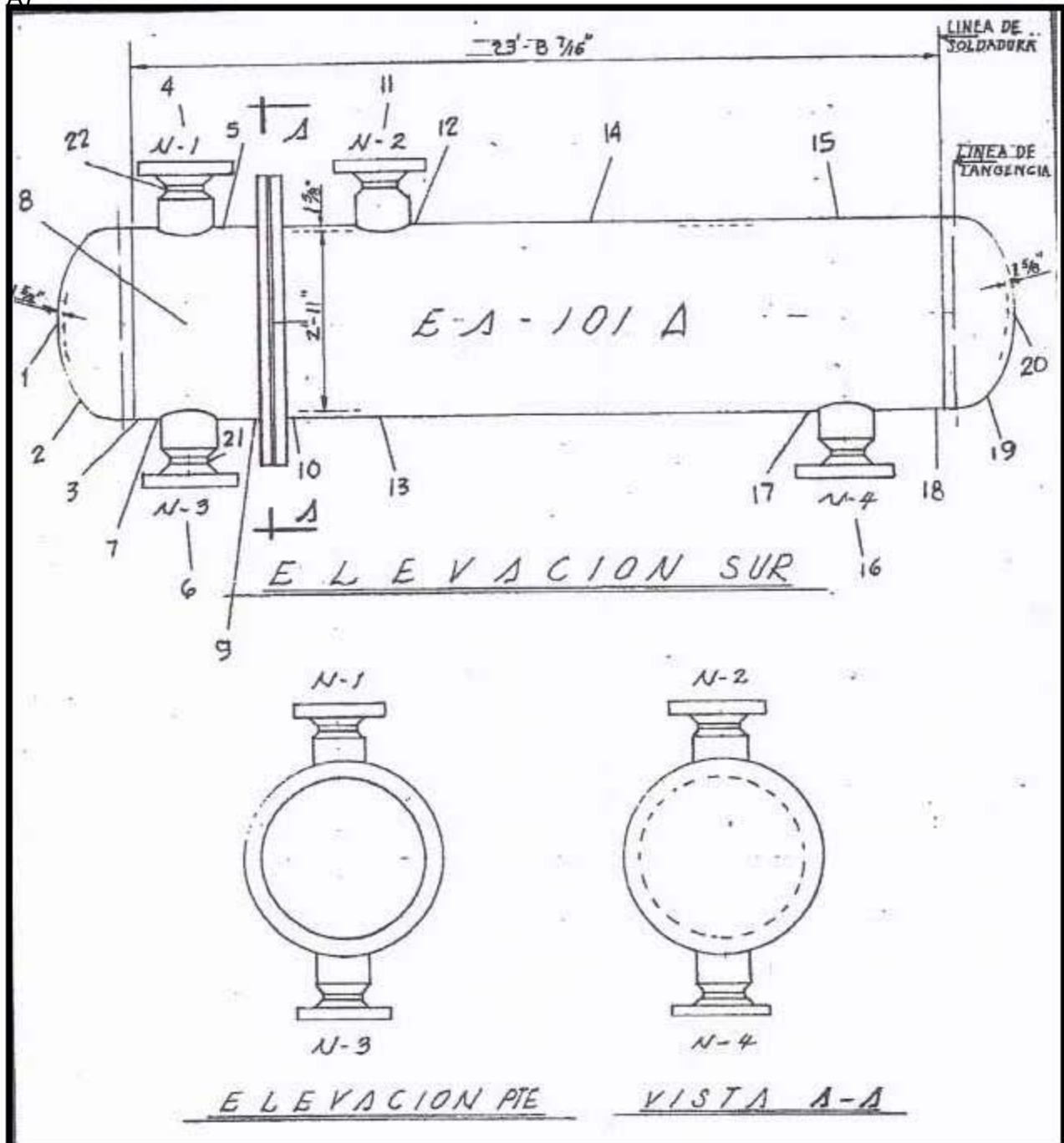
Vista de Intercambiadores estacados.



ANEXO I

Vista de Intercambiador identificación de puntos

A7



ANEXO J

Características de las Boquillas de los Intercambiadores EA-101.

NOZZLE TABLE								
MARK NO.	DESIGNATION	QTY	SIZE	CLASS	STANDARD	FLANGE TYPE	FLANGE FACING	SCH / THK mm
S1	SHELL SIDE INLET (A/B)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
S2	SHELL SIDE OUTLET (A/B)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
T1	TUBE SIDE INLET (A/B)	1	12"	900#		WN	RTJ	80
T2	TUBE SIDE OUTLET (A/B)	1	12"	900#		WN	RTJ	80
S1	SHELL SIDE INLET (C/D)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
S2	SHELL SIDE OUTLET (C/D)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
T1	TUBE SIDE INLET (C/D)	1	12"	900#		WN	RTJ	80
T2	TUBE SIDE OUTLET (C/D)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
S1	SHELL SIDE INLET (E/F)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
S2	SHELL SIDE OUTLET (E/F)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
T1	TUBE SIDE INLET (E/F)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
T2	TUBE SIDE OUTLET (E/F)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
S1	SHELL SIDE INLET (G/H)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
S2	SHELL SIDE OUTLET (G/H)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
T1	TUBE SIDE INLET (G/H)	1	10"	900#		WN	RTJ	80
T2	TUBE SIDE OUTLET (G/H)	1	10"	900#		WN	RTJ	80

ANEXO K

Especificación de Materiales de los Intercambiadores EA-101 A/C/E/G.

TABLE 2		
MATERIAL AND CORROSION ALLOWANCE		
SHELL A/B		
	MATERIAL	CORROSION ALLOWANCE
SHELL	5 Cr-1/2 Mo	Existing (16)
CHANNEL & CHANNEL COVER	1 1/4 Cr-1/2 Mo	3 mm ss321/ss347 clad or WOL
TUBES	SS321 OR SS347	-
TUBESHEET	1 1/4 Cr-1/2 Mo	Tube-side: 1.5 mm SS321/SS347 Clad or WOL
		Shell-side: 1.5 mm
MATERIAL AND CORROSION ALLOWANCE		
SHELL G/D		
	MATERIAL	CORROSION ALLOWANCE
SHELL	5 Cr-1/2 Mo	Existing (16)
CHANNEL & CHANNEL COVER	5 Cr-1/2 Mo	Existing (16)
TUBES	1 Cr-1/2 Mo	-
TUBESHEET	5 Cr-1/2 Mo	Tube-side: Existing (16)
		Shell-side: Existing (16)
MATERIAL AND CORROSION ALLOWANCE		
SHELL E/F		
	MATERIAL	CORROSION ALLOWANCE
SHELL	Killed Carbon Steel	Existing (16)
CHANNEL & CHANNEL COVER	5 Cr-1/2 Mo	Existing (16)
TUBES	1 Cr-1/2 Mo	-
TUBESHEET	5 Cr-1/2 Mo	Tube-side: Existing (16)
		Shell-side: Existing (16)
MATERIAL AND CORROSION ALLOWANCE		
SHELL G/H		
	MATERIAL	CORROSION ALLOWANCE
SHELL	killed Carbon Steel	Existing (16)
CHANNEL & CHANNEL COVER	5 Cr-1/2 Mo	Existing (16)
TUBES	1 Cr-1/2 Mo	-
TUBESHEET	5 Cr-1/2 Mo	Tube-side: Existing (16)
		Shell-side: Existing (16)

NOMENCLATURA EMPLEADA

Q_c = calor transmitido

A = área

D = diámetro de la tubería.

d = grosor de la barrera

D_{max} = Velocidad de corrosión máxima

D_{prom} = Promedio aritmético de las

FA = Fecha del análisis (años).

fk = Fecha de medición anterior

h = coeficiente de convección

K = conductividad térmica de la placa

k = conductividad térmica del fluido

L = longitud

m = masa.

Nu = numero de Nusselt

P = Probabilidad de falla.

Pr = numero de Prandtl

Q = Transferencia de energía.

Re = número de Reynolds.

C = calor específico

C = Consecuencia de falla

T = temperatura

t_{actual} = Espesor obtenido en la fecha fk

$T_f - T_i$ = diferencia de temperaturas.

$t_{original}$ = Espesor original de equipo

ν = viscosidad cinemática del fluido.

ν = viscosidad cinemática

V_c = Velocidad de corrosión

VR = Vida Útil Remanente.

W = trabajo efectuado por el sistema o trabajo realizado sobre este.

a = difusividad térmica

ΔT = diferencia de temperaturas.

ΔU = variación de la energía interna del sistema

μ = viscosidad

GLOSARIO

Análisis de riesgo(s) de proceso: Conjunto de metodologías que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de la ocurrencia de daños asociados a los factores externos (fenómenos naturales y sociales), fallas en los sistemas de control, los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración; con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias al personal, a la población, al ambiente, a la producción y/o a las instalaciones.

Cambiadores de calor estacados: Dos o más cambiadores instalados uno sobre otro y que pueden o no estar conectados entre sí.

Corrosión localizada: Corrosión que se produce en parte de una superficie metálica a una velocidad mucho mayor que en el resto de la superficie.

Corrosión generalizada: Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie del metal. Y puede ser por el interior o exterior de la pared metálica de la tubería o equipo.

Defecto: Indicación, falla, daño, imperfección y/o deterioro, de tipo o magnitud que excede los criterios de aceptación.

Deterioro: Indicación, Menoscabo, reducción, desgaste, degradación o condición inferior en componentes que pueden estar dentro o fuera de norma; que puede ser causado por diferentes mecanismos tales como: reducción de espesor generalizada o localizada, agrietamiento, daños mecánicos entre otros.

Desgaste: Pérdida de material, por abrasión o por la acción corrosiva del fluido o del medio. No se debe considerar como desgaste la corrosión localizada, ni el deterioro tipo metalúrgico.

Espesor (d): Grosor de un sólido, Magnitud dada a la dimensión transversal perpendicular entre caras de una pared.

Inspección: Actividades efectuadas con métodos establecidos, para verificar y determinar que los materiales, reparaciones, ensamble, y pruebas de Tuberías y Equipos, cumplen con la norma o especificación aplicable.

Integridad mecánica: Conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de Equipos y Tuberías, que cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento, para garantizar que cumplen las condiciones de funcionamiento requeridas, con el propósito de proteger a los trabajadores, instalaciones de los centros de trabajo y el ambiente.

Lado tubos. Condiciones de operación por el interior de los tubos de transferencia de calor.

Medición de espesores de pared: Actividad en la cual se mide el espesor de pared por medios ultrasónicos, radiográficos, electromagnéticos, mecánicos o la combinación de ellos.

Presión de diseño (Pd): Es el valor más severo de presión manométrica esperado para un recipiente o componente en condiciones normales de operación a su respectiva temperatura de diseño de metal, usada para el cálculo y diseño del recipiente o componente a presión.

Presión Máxima Permisible de Trabajo (PMPT, "MAWP"): Es la máxima presión manométrica medida, y permitida en el punto más alto del recipiente o para el componente, en su posición final de operación a su coincidente temperatura, que corresponde a la menor de las presiones interna o externa, calculadas de todos los componentes que integran un Recipiente o de un componente en particular, a sus respectivas temperaturas de diseño, considerando la combinación de cargas en posición de operación y espesores finales como se construyo y corroídos.

Probabilidad de falla: Razón fundada de falla para un periodo de tiempo dado. (Razón entre el número de casos favorables y el número de casos posibles).

Revamp: modernizar, readecuar, rediseñar, rehabilitar, remodelar, remozar.

Riesgo: Peligro a los que se expone el personal. Combinación de la probabilidad de que ocurra un accidente y sus consecuencias.

Temperatura de diseño (td): Es la temperatura máxima promedio de metal esperada a través del espesor a su correspondiente presión, a usar' en el diseño del recipiente o componente. Si es necesario, la temperatura del metal debe determinarse por' medio de cálculos o Por' medición directa en algún equipo en servicio bajo las mismas condiciones de operación.

Temperatura de operación (to): La temperatura que se debe mantener en el metal o en la parte del Recipiente que se está considerando para la operación especificada del recipiente.

Ultrasonido: Son vibraciones mecánicas con frecuencias mayores a 20 000 ciclos por segundo (Hz).

Velocidad de desgaste (Velocidad de corrosión): Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo de un año de diferencia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **ANTONIO VALIENTE BARDERAS**, Aplicación de Transferencia de calor, (Cambiadores de calor de Envolverte y Tubos), ITT industries, 2001.
- [2] **API 510, Edition 2006**, "Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration".
- [3] **API RP 571, First Edition, 2003**, "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry".
- [4] **API RP 579**, "Fitness For Service, Edition Lasts."
- [5] **ASME Sec. VIII, Div. 1 Edition, 2013**, "Rules for Construction of Pressure Vessels".
- [6] **DG-GPASI-IT-00204, 1998**, Guía para el Registro, Análisis, y Programación de la Medición Preventiva de Espesores, Subdirección de Protección Ambiental y seguridad Industrial.
- [7] **NRF-090-PEMEX-2005**, CAMBIADORES DE CALOR ENVOLVENTE- HAZ DE TUBOS, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Refinación.
- [8] **NRF-274-PEMEX-2012**, EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE TUBERÍAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Refinación.
- [9] **O. A JARAMILLO**, Intercambiadores de Calor, Centro de Investigación de Energía UNAM, 2013.
- [10] **PEMEX, Manual Básico de Operación de la Planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios No 4 U501**, (Descripción del Proceso), Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras, Gerencia de Ingeniería de Proyecto.
- [11] **SADIK KAKAC Y HONGTAN LIU**, Heat Exchangers Selection, Rating and Thermal Design, Second Edition, Department of Mechanical Engineering CRC PRESS.
- [12] **TEMA, 9TH Edition**, "Standard of the Tubular Exchanger Manufacturers Association".