



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**IMPORTANCIA DE LA SECCIÓN DE DESALADO DE UNA
PLANTA ATMOSFÉRICA.**

T E S I N A

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

MIGUEL MORALES ALEXIS

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. 2019



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.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: M. en C. Ortiz Ramírez José Antonio
VOCAL: I.Q. Morales Cabrera Juan Mario
SECRETARIO: I.Q. Andrade Hernández Juan
1er. SUPLENTE: M. en C. Cruz Gómez Modesto Javier
2do SUPLENTE: I.Q. Álvarez Maciel Carlos

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA

PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX)

ASESOR DEL TEMA
I.Q. Juan Andrade Hernández

SUPERVISOR TÉCNICO
I.Q. Carlos Álvarez Maciel

SUSTENTANTE
Alexis Miguel Morales

Contenido

Índice de tablas	IV
Índice de figuras	IV
Glosario	V
Abreviaturas utilizadas	VIII
Resumen	1
Capítulo 1	2
1 Introducción	2
1.1 Planteamiento del Problema	2
1.2 Objetivo	5
1.3 Alcance	5
1.4 Justificación	5
Capítulo 2	9
2 Fundamento teórico y antecedentes	9
2.1 Petróleo	9
2.2 Emulsión en el petróleo	12
2.2.1 Agente emulsionante	14
2.2.2 Coalescencia	15
2.3 Desalado del petróleo	15
2.3.1 ¿Qué es una desaladora?	15
2.3.2 Proceso de deshidratación	16
2.3.3 Proceso de desalación	17
2.4 Bases de diseño	18
Capítulo 3	21
3 Proceso	21
3.1 Metodología	21
3.2 Procedimiento	22
3.3 Sección de desalado	25
3.3.1 Proceso de operación	26
3.3.1.1 Servicios auxiliares	28

3.3.1.2	Procedimientos de paro.....	29
3.3.1.3	Procedimiento de emergencia.....	30
3.3.1.4	Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).....	31
Capítulo 4	34
4	Mecanismos de falla.....	34
4.1	Erosión-corrosión.....	34
4.1.1	Factores críticos.....	34
4.1.2	Equipo afectado.....	34
4.1.3	Prevención.....	35
4.2	Ácido Clorhídrico.....	35
4.2.1	Factores críticos.....	36
4.2.2	Equipo afectado.....	36
4.2.3	Prevención.....	37
4.3	Corrosión cáustica.....	37
4.3.1	Factores críticos.....	37
4.3.2	Equipo afectado.....	38
4.3.3	Apariencia o morfología de los daños.....	38
4.3.4	Prevención.....	38
Capítulo 5	40
5	Análisis de parámetros de control.....	40
5.1	Especificación.....	40
5.2	Análisis de pruebas.....	42
Capítulo 6	56
6	Conclusiones y Alternativas.....	56
6.1	Conclusiones.....	56
6.2	Alternativas.....	57
7	Bibliografía.....	63

Índice de Tablas

<i>Tabla 1.1. Rendimiento del crudo Istmo y Poza Rica</i>	2
<i>Tabla 1.2. Producción anual de petróleo</i>	7
<i>Tabla 2.1. Clasificación del petróleo</i>	11
<i>Tabla 2.2. Parámetros de diseño de una desaladora</i>	19
<i>Tabla 2.3. Especificaciones de crudo</i>	19
<i>Tabla 3.1. Variables críticas</i>	25
<i>Tabla 3.2. Cálculo para inyección de agua</i>	27
<i>Tabla 3.3. Agua de enfriamiento; Fuente de suministro: Agua de pozo</i>	28
<i>Tabla 3.4. Especificaciones de SICOLAB</i>	28
<i>Tabla 3.5. Agua de proceso; Fuente de suministro: Cabezal de condensado</i>	28
<i>Tabla 3.6. Planta desaladora</i>	29
<i>Tabla 3.7. Energía eléctrica para equipo de bombeo</i>	29
<i>Tabla 3.8. Pruebas eléctricas en una desaladora, previamente a operación</i>	29
<i>Tabla 3.9. Desemulsificante Químico</i>	29
<i>Tabla 3.10. Bomba de desalación</i>	31
<i>Tabla 5.1. Acciones correctivas ante corrosión</i>	41
<i>Tabla 5.2. Especificaciones de calidad de diferentes tipos de crudo</i>	50
<i>Tabla 5.3. Agua de Lavado en Desaladora</i>	51

Índice de Figuras

<i>Figura 1-1. Proceso de destilación atmosférica</i>	3
<i>Figura 1-2. Importancia de la sección de desalado</i>	4
<i>Figura 1-3. Ubicación de refinerías en México</i>	8
<i>Figura 2-1. Composición del crudo</i>	9
<i>Figura 3-1. Diagrama del área de trabajo</i>	23
<i>Figura 3-2. Modelo de Gestión Ambiental</i>	33
<i>Figura 4-1. Mecanismos de daño por consecuencia de mal desalado</i>	39
<i>Figura 5-1 Gráfica 1. Sal en crudo de llegada a una Refinería</i>	43
<i>Figura 5-2 Gráfica 2. H₂S impregnado en el crudo desalado</i>	43
<i>Figura 5-3 Gráfica 3. Sal impregnado en crudo desalado</i>	44
<i>Figura 5-4 Gráfica 4. Fe impregnado en crudo desalado</i>	45
<i>Figura 5-5 Gráfica 5. Ni impregnado en crudo desalado</i>	46
<i>Figura 5-6 Gráfica 6. Agua y sedimento en el crudo desalado</i>	47
<i>Figura 5-7 Gráfica 7. Azufre en el crudo desalado</i>	48
<i>Figura 5-8 Grafica 8. Cloruros de amonio</i>	49
<i>Figura 5-9 Grafica 9. Ácido sulfhídrico (H₂S)</i>	49

Glosario

Asfáltenos. Son conocidos por ser moléculas grandes, polares y polinucleares que consisten en anillos aromáticos condensados, cadenas laterales alifáticas y varios grupos de heteroátomos.

Carbón. Elemento sólido que existe en varias formas en la naturaleza, incluyendo diamantes, grafito, coque y carbón vegetal.

Combustible. Se le denomina así a cualquier sustancia usada para producir energía calorífica a través de una reacción química o nuclear. La energía se produce por la conversión de la masa combustible a calor.

Crudo Istmo. Petróleo crudo con densidad superior a 27° e inferior a 38° API.

Crudo Maya. Petróleo crudo con densidad de 22° API y 1.3% en peso de azufre.

Crudo Olmeca. Petróleo crudo súper ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% en peso de azufre.

Densidad. Magnitud que representa a la masa de una sustancia entre el volumen que esta ocupa.

Deshidrogenación. Proceso mediante el cual se remueve hidrogeno del compuesto químico.

Destilación al vacío. Proceso de refinación cuya carga son residuos provenientes de la destilación atmosférica, se efectúa a baja presión y por tanto a temperaturas normales para evitar la descomposición o desintegración del material que está siendo destilado, obteniendo destilados ligeros más valiosos.

Ebullición. Es el proceso físico que se presenta al igualarse la presión de vapor de un líquido a la presión atmosférica existente sobre dicho líquido.

Evaporación. Conversión gradual de un líquido en gas sin que haya ebullición.

Fluido. Sustancia que cede inmediatamente a cualquier fuerza tendiente a alterar su forma, con lo que se desplaza y adapta a la forma del recipiente

Gasóleos ligeros. Subproducto obtenido de la destilación atmosférica que inicia su ebullición entre 175 y 200°C y finaliza entre 320 y 350°C.

Gasóleos pesados. Producto residual de la destilación cuyo intervalo de ebullición se encuentra entre 423 y 600°C.

Gasolina. Nombre que se aplica de una manera amplia a los productos más ligeros obtenidos por la destilación del petróleo crudo, los que son sometidos a diferentes procesos para darles las características físicas y químicas requeridas al producto para operación apropiada en motores de combustión.

Gravedad API. Es la gravedad específica de un crudo expresada en términos de grados API, y se calcula mediante la siguiente relación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Sg_{\frac{60}{60}}} - 131.5$$

Hidrocarburos. Grupos de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrogeno.

Naftas. Nombre genérico aplicado a las fracciones de petróleo crudo y productos líquidos del gas natural con una temperatura de ebullición que oscila entre 175 y 240°C.

Naftas ligeras. Hidrocarburos cíclicos y parafínicos que se encuentran en el intervalo C₈.

Naftas pesadas. Hidrocarburos cíclicos y parafínicos que se encuentran en el intervalo C₄-C₁.

Naftenos. También conocidos como ciclo parafinas. Son cadenas saturadas de hidrocarburos cíclicos.

Norma. Regla que se debe seguir o a que se deben ajustar las conductas, tareas, actividades, etc.

Micelas. Agregado de emulsificantes.

Potencial de Hidrogeno (pH). Medida de la acidez o alcalinidad de un sistema. La temperatura de referencia para el pH es 25°C y su escala va de 0 (altamente ácido) a 14 (altamente básico), para pH=7 la solución es neutra.

Proceso. El conjunto de actividades físicas o químicas relativas a la producción, obtención, acondicionamiento, envasado, manejo y embalado de productos intermedios o finales.

Refinería. Centro de trabajo donde el petróleo crudo se transforma en sus derivados.

Servicios Auxiliares. Son aquellos servicios llevados a cabo en instalaciones que sirven proporcionar energía eléctrica, vapor, agua, aire comprimidos, y otros servicios complementarios a las refinerías y complejos petroquímicos.

Turbosina. Fracción del petróleo crudo utilizado como combustible para aviones de retropulsión. Se obtiene por destilación de acuerdo a su peso molecular y temperatura de ebullición máxima de 200° a 300°C.

Viscosidad. Propiedad de un fluido que tiene a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza.

Abreviaturas utilizadas

°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
%masa	Por ciento masa
%vol	Por ciento volumen
%w	Por ciento peso
A&S	Agua y sedimento
A&SB	Agua y sedimento básico
S&W	Sediments and water
ac.	Acuoso
API	American Petroleum Institute
bls	Barriles
BPD	Barriles por día
CaCl	Cloruro de calcio
Cm	Centímetros
cm²	Centímetros cuadrados
cm³	Centímetros cúbico
cP	Centi Poise
cSt	Centi stokes
D	Día
g	Gramos
gal	Galones
GPM	Galones por minuto
HP	Horse Power
Hz	Herz
ISO	International Standard Organization
kg	Kilogramos
kPa	KiloPascales
kW	Kilowatts

L	Litros
LPM	Litro por minuto
Lb	Libras
M	Metro
Mbl	Mil barriles
m³	Metros cúbicos
mg	Miligramos
min	Mínimo
ml	Mililitros
mN	MiliNewton
MgCl₂	Cloruro de magnesio
NaCl	Cloruro de sodio
nm	Nanómetros
ppm	Partes por millón
PTB	Pounds Thousand Barrels

Resumen.

En el presente trabajo se propone resaltar la importancia de la sección de desalado para mejorar u optimizar la operación de una Planta de Destilación Atmosférica de una refinera latinoamericana. Las plantas de destilación son utilizadas para refinar el crudo en fracciones más ligeras; cuentan con dos secciones:

- I. Sección de destilación atmosférica, cuya capacidad es de aproximadamente 150,000 BPD de crudo primario, en esta sección se encuentra el proceso de desalación.
- II. Sección de destilación al vacío, cuya capacidad es de 61,800 BPD y de residuo primario 69,450 BPD.

Este estudio deriva de una serie de desviaciones en la operación, pero principalmente en los daños a la integridad mecánica que se ha presentado en los últimos años, como consecuencia de la deficiente planeación, análisis y operación de la sección de desalado. En los capítulos posteriores se describen brevemente los fenómenos que intervienen en el proceso de desalado, como se ven involucrados estos factores. Se revisó y analizo las bases de diseño, la literatura (artículos, libros y/o páginas de internet) para poder dar sugerencias al diseño de las desaladoras, emitir comentarios sobre los procedimientos existentes, con la finalidad de aportar alternativas de solución viables para incrementar la confiabilidad de la integridad mecánica de las desaladoras, lo cual ayudará a mantener operando las plantas de destilación primaria y vacío en condiciones seguras y sin pérdida de contención. La corrosión generada derivada de un deficiente control en la operación del sistema de desalado es un aspecto fundamental en este estudio, por lo que debemos evaluar las variables de alimentación de crudo al proceso, las condiciones esperadas de operación a la salida de la desaladora, una vez conocidas dichas variables se está en condiciones de dar recomendaciones preventivas y correctivas para mejorar la eficiencia y poder optimizar el proceso.

Palabras clave: Desaladoras, Desalado, Sal, grados API, Corrosión.

Capítulo 1

1 Introducción.

1.1 Planteamiento del Problema.

Existen dos organismos en la industria petrolera en México, uno es el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y Petróleos Mexicanos (PEMEX), ambos han apoyado para las actualizaciones de las refinerías del país, no sin dejar de mencionar la participación de personal especializado en diferentes campos de la industria (inspección, mantenimiento, operación, etc.), para dar seguimiento a la operación del equipo e instalaciones. Las plantas de destilación primaria y de destilación al vacío tienen los siguientes objetivos:

- I. El proceso de destilación atmosférica, consiste en la separación del crudo en fracciones o componentes de mayor valor para su posterior utilización.
- II. La destilación al vacío es la separación del residuo primario en fracciones o componentes más ligeros llamados destilados intermedios.

La Tabla 1.1 muestra una comparación en el rendimiento de obtención de productos entre el crudo Istmo y el crudo Poza Rica.

Tabla 1.1. Rendimiento del crudo Istmo y Poza Rica (1).

	Crudo Istmo BPD a 15.8 °C	Crudo Poza Rica BPD a 15.8 °C
Mezcla de naftas (Nafta de despunte y Nafta ligera)	42,000	36,000
Nafta pesada	15,000	12,000
Turbosina	17,500	15,300
Gasóleo ligero primario	9,750	11,700
Gasóleo pesado primario	3,900	5,550
Residuo primario	61,800	69,450

En la figura 1-1 se muestra el proceso de destilación atmosférica primaria, así como, la sección de desalado.

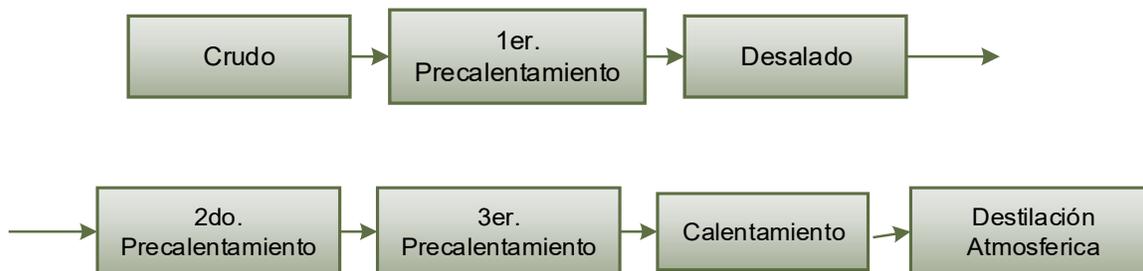


Figura 1-1. Proceso de destilación atmosférica.

La operación eficiente de la sección de desalado depende del cumplimiento en lo indicado en los manuales del licenciador, de los procedimientos operativos internos para el personal a cargo de la producción (operación, proceso, inspección, mantenimiento, emergencia, etc.).

Asimismo, depende de las características y los cambios en la composición del crudo de alimentación. Igualmente, depende de la actualización de las tecnologías para lograr que dichos procesos sean eficientes con el fin de minimizar la corrosión generada a partir de los cambios en los crudos (más pesados) y de las limitaciones en la tecnología con las que nació la planta, esto lo podemos visualizar en la figura 1-2.

En términos generales, la problemática por la cual las desaladoras no operan eficientemente, es:

- a) No se siguen las indicaciones establecidas en los manuales de operación de las desaladoras.
- b) No se siguen los procedimientos de operación de los sistemas de desalado, respecto de las diferenciales de presión, el control de temperatura, las purgas del agua de salmuera, el control de nivel, lo que en ocasiones provoca que

- se quemen las parrillas; el monitoreo de las condiciones de entrada y salida del crudo, con el objeto de verificar la correcta operación de las desaladoras.
- c) No se ha dado mantenimiento adecuado a los transformadores, con el fin de que operen adecuadamente.
 - d) No se observaron evidencias de capacitación al personal que opera, mantiene e inspecciona las desaladoras.
 - e) No se observan evidencias de la definición y control de los parámetros de rangos seguros de operación antes, durante y después de las desaladoras.

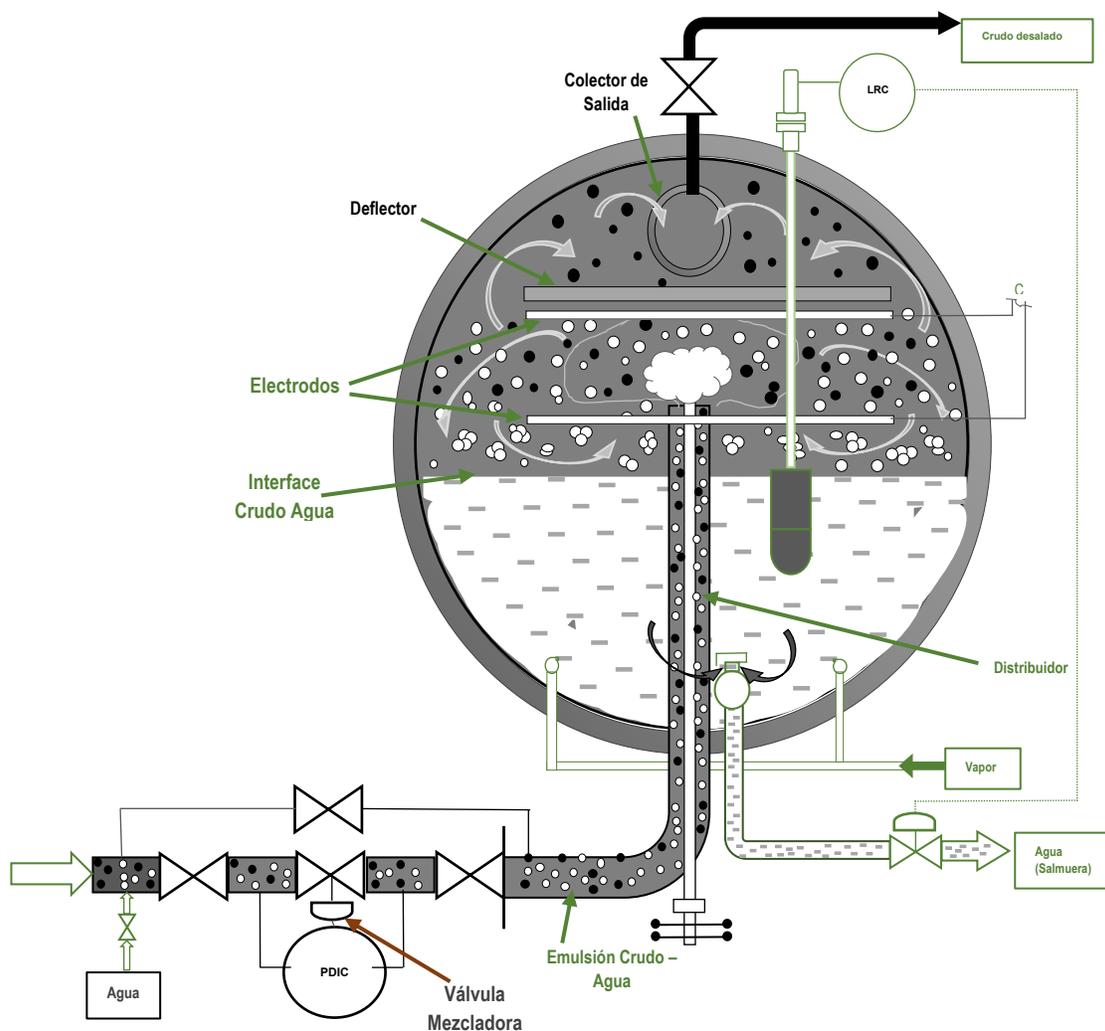


Figura 1-2 Importancia de la sección de desalado (19).

1.2 Objetivo.

Identificar las variables críticas que promueven corrosión en equipos aguas abajo de la sección de desalado.

1.3 Alcance.

Revisar e identificar las causas de la problemática en la sección de desalado de una planta atmosférica.

1.4 Justificación.

México ocupa el sexto lugar en la producción de crudo, ocasionando que la economía se centralice en este recurso, así mismo, genera una competencia entre mercados globales la cual ha originado la necesidad de modificar y hacer más eficiente el proceso de refinación del petróleo.

En general, el desarrollo de los centros de refinación se encuentra cerca de los centros de consumo, debido a que es más económico transportar el petróleo crudo que sus derivados. Sin embargo, los cambios en la calidad del crudo disponible han originado que las refinerías tengan que realizar reconfiguraciones y diseñar nuevas plantas específicamente para procesar materias primas pesadas o mezcla de crudos (pesado/ligero). Las nuevas alimentaciones de crudo se caracterizan por tener altas cantidades de impurezas (azufre, metales, nitrógeno, asfáltenos) y bajos rendimientos en la destilación.

La situación tecnológica en el sistema de refinación en México hoy en día es carente, lo que implica que se dificulte la óptima ejecución de los procedimientos involucrados y haya análisis más rigurosos. Es necesaria la implementación de

tecnología de punta para que la producción sea más eficiente, mejore la calidad y sea menos dañina al medio ambiente.

Es importante determinar la identificación de propiedades en la caracterización del petróleo, ya sea de forma química o física, esto a través de la recopilación de datos experimentales de los crudos que se analizaron previamente en laboratorios, mediante la combinación de unidades de destilación atmosférica y de vacío.

Las características de configuración y operación de cada refinería son únicas, debido a que se determinan principalmente por la ubicación, su diseño, el tipo de crudo a procesar para refinación, los requisitos del mercado y estándares de calidad (por ejemplo, contenido de azufre) para los productos refinados.

México cuenta con seis refinerías (figura 1-3), cada una de ellas cuenta con un diseño específico como se indicó anteriormente, puesto que, el crudo a procesar es diferente (Maya, Olmeca e Istmo) y se debe cumplir con las necesidades y características del crudo para obtener una eficacia mayor al momento de su refinación.

Las refinerías con las que cuenta México son:

- a) Ing. Héctor R. Lara Sosa (Cadereyta, Nuevo León).
- b) Francisco I. Madero (Ciudad Madero, Tamaulipas).
- c) Ing. Antonio M. Amor (Salamanca, Guanajuato).
- d) Miguel Hidalgo (Tula, Hidalgo).
- e) Gral. Lázaro Cárdenas (Minatitlán, Veracruz).
- f) Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz, Oaxaca).

Todo el proceso se encuentra sujeto a condiciones particulares de temperatura y presión para que puedan obtenerse los derivados directos e indirectos de la refinación del petróleo. La refinación del petróleo es una separación física a través del fraccionamiento en torres de destilación atmosféricas y al vacío, en grupos de moléculas de hidrocarburos con diferentes intervalos de temperaturas de ebullición, denominados “fracciones”.

A lo largo de la historia y debido a los requerimientos de la industria petrolera en México ha habido organizaciones como el IMP y PEMEX, que han aportado al desarrollo y actualización de la tecnología para la refinación de petróleo, como se muestra en la tabla 1.2 la producción del petróleo del año 2017 a septiembre de 2018 ha disminuido.

Tabla 1.2. Producción anual de petróleo en México (2).

Concepto	Unidad	2017	2018
Minatitlán	Mbd	102.00	09.11
Salamanca	Mbd	153.81	50.75
Ciudad Madero	Mbd	48.65	12.69
Tula	Mbd	213.23	46.78
Cadereyta	Mbd	130.02	41.58
Salina cruz	Mbd	138.87	55.64

Una de las secciones del proceso de destilación atmosférica, es la remoción de las sales inorgánicas (NaCl, MgCl₂, CaCl) con el fin de disminuir la formación de ácido clorhídrico y cloruro de amonio, con lo que finalmente se disminuirán los efectos de corrosión en tuberías y los equipos del proceso, así como, evitar taponamientos causados por incrustaciones, de igual manera, proteger los catalizadores utilizados para la refinación. El ácido clorhídrico se forma por la hidrólisis de las sales inorgánicas a temperaturas de 150° a 350°C en el calentador. Los sulfatos, carbonatos y el ácido sulfhídrico (H₂S) viene inmerso en el crudo, estos también originan altos índices de corrosión.



Figura 1-3 Ubicación de refinéras en México (2).

Capítulo 2

2 Fundamento teórico y antecedentes.

2.1 Petróleo.

El petróleo es una mezcla que se presenta en la naturaleza, compuesta primordialmente de hidrocarburos en fase sólida, líquida o gaseosa (como se muestra en la figura 2-1); denominando al estado sólido betún natural, al líquido petróleo crudo y al gaseoso gas natural, esto a condiciones atmosféricas (3). Existen dos teorías sobre el origen del petróleo:

- a) La inorgánica, que explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua, el dióxido de carbono y varias sustancias inorgánicas, tales como carburos y carbonatos de los metales (3).
- b) La orgánica que asume que el petróleo es producto de una descomposición de los organismos vegetales y animales que existieron dentro de ciertos periodos de tiempo geológico (3).

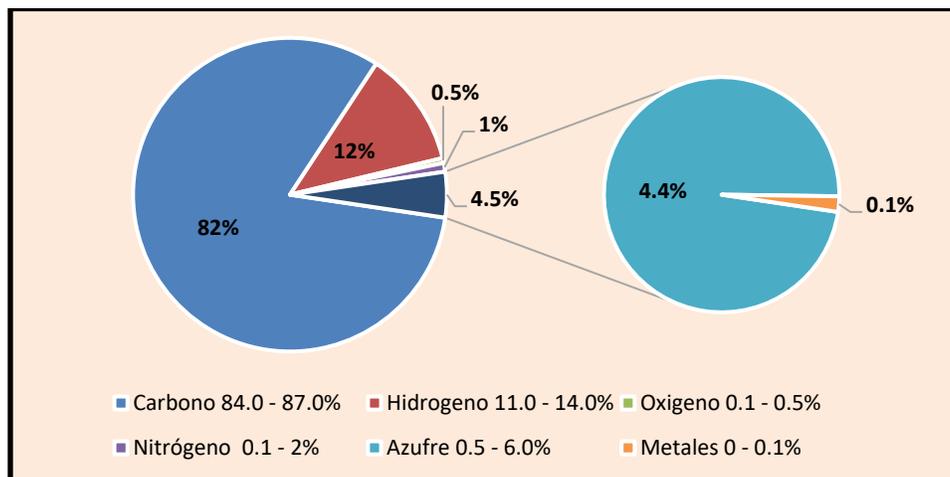


Figura 2-1. Composición del crudo (4).

El petróleo, en esencia, es una mezcla de hidrocarburos, los cuales cuentan con una gran cantidad de impurezas, estas concentraciones dependerán de las características del aceite crudo, es decir, si es ligero o pesado.

Las impurezas del crudo son:

- a) Oleofilicas: Azufre, oxígeno, metales, resinas, parafinas.
- b) Oleofobicas: Salmuera (sales inorgánicas en agua), sedimentos, sólidos filtrables (sulfuros y óxidos metálicos).

Las sales que se encuentran con mayor frecuencia en el crudo son los cloruros, sulfatos y carbonatos, de estas, las que mayor daño puede causar al proceso, y a los equipos son los cloruros, ya que estos son la fuente de ácido clorhídrico, el cual, se produce por la descomposición térmica (hidrólisis) de los cloruros contenidos en la salmuera.

Los hidrocarburos que se encuentran con mayor preponderancia se clasifican en tres tipos:

- a) Parafinas. Son ideales para elaborar aceites lubricantes.
- b) Aromáticos. Dan naftas de buen valor octánico, indeseables para aceites.
- c) Naftenos. Son intermedios de los dos previamente mencionados.

Las olefinas no se pueden considerar como compuestos en el crudo, pero se producen en el proceso de refinación.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente de 1 a 60% en volumen. En los crudos medianos y livianos ($>20^{\circ}\text{API}$) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20% volumen de agua, mientras que, en los crudos pesados, extrapesados ($<20^{\circ}\text{API}$) oscila entre 10 a 35% de agua. La cantidad de agua

libre depende de la relación agua/aceite y puede variar significativamente de un pozo a otro.

Los diferentes tipos de crudo que podemos encontrar se han clasificado de acuerdo con los grados API (American Petroleum Institute), el cual es un parámetro muy importante para poder clasificarlos.

Tabla 2.1. Clasificación del petróleo (4).

Petróleo crudo	Densidad (g/cm ³)	°API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39.0
Súper ligero	<0.83	>39.0

También existe la clasificación de petróleo por el contenido de azufre, por ejemplo:

- a) Petróleo crudo alto en azufre: Contiene de 0.51 a 2.0% de azufre; en este caso, la fracción de gasolina es de $\leq 0.15\%$, combustibles para motores a chorro (cohetes) $\leq 0.25\%$, y de combustibles para motores diésel $\leq 1\%$.
- b) Petróleo crudo bajo en azufre: Contiene $\leq 0.5\%$ de azufre, con la particularidad de que la fracción de gasolina es de $\leq 0.15\%$, combustible para motores a chorro (cohetes) $\leq 0.1\%$ y combustible para motores diésel $\leq 0.2\%$.
- c) Petróleo crudo equivalente: Es la suma del petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido.

2.2 Emulsión en el petróleo.

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, las solubilidades de hidrocarburos son bajas pero varían desde 0.0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburo (5).

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad de 1ft/día, durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión, la cual, denominamos agua/aceite (W/O) también conocida como emulsión directa, mientras que emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas, estas emulsiones son macro-emulsiones con diámetro de gota en 0.1 a 100 μ m (5).

Existen tres requisitos esenciales para la formación de una emulsión (5):

- a) Dos líquidos inmiscibles, como agua y aceite.
- b) Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- c) Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina, sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se

encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada agua y sedimento básico (A&SB) (5).

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades (5):

- a) *Tensión superficial*. Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión.
- b) *Viscosidad de la fase externa*. Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión.
- c) *Tamaño de gota*. Gotas muy pequeñas menores a 10 μ m, generalmente producen emulsiones más estables.
- d) *Temperatura*. Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial.
- e) *pH*. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite.
- f) *Salinidad de la salmuera*. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. La salmuera con baja concentración favorece a la estabilidad de las emulsiones.
- g) *Tipo de aceite*. Los crudos con aceite de base parafinica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables.

2.2.1 Agente emulsionante.

Son sustancias añadidas a una emulsión para prevenir la coalescencia de la fase dispersa, actúan reduciendo la tensión superficial entre las dos fases y formando una película interfacial estable.

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera (5):

- a) Compuestos naturales surfactantes, tales como asfalteno y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles.
- b) Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, productos de la corrosión.
- c) Químicos de producción añadidos, tales como inhibidores de corrosión, biosidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos, estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas (5):

- a) Aumenta la tensión superficial, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m, la presencia de sales también aumenta la tensión superficial.
- b) Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.
- c) Si el surfactante o partícula adsorbida en la interface es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

2.2.2 Coalescencia.

La aplicación del campo eléctrico es un buen procedimiento para la separación de las emulsiones agua-petróleo, las gotas de agua de menor tamaño presentes en el crudo que no han sido eliminadas por el efecto de otros métodos se someten a la acción del campo eléctrico en el cual, las gotas de agua, conteniendo las sales disueltas e ionizadas y por la acción de este campo eléctrico experimentan una orientación con respecto al campo recibiendo una fuerte sacudida o vibración en el caso del campo alterno u orientación y alargamiento en campo directo, cambiando su forma de esférica a ovalada, disminuyendo de esta forma la tensión superficial llegando a producirse la ruptura de la gota y la unión con otras.

La colisión y unión de las gotas es el resultado de la atracción bipolar e instantánea por la acción del campo eléctrico llegando a adquirir un volumen que las haga capaz de precipitarse y decantarse al fondo del recipiente.

2.3 Desalado del petróleo.

2.3.1 ¿Qué es una desaladora?

El nombre desaladora implica un recipiente que remueve las sales presentes en el crudo, estas se encuentran en la fase acuosa por lo cual hay dos formas de remover:

- a) Diluir por completo con agua limpia.
- b) Remover todo el líquido (agua) y utilizar una carga electrostática para remover la mayoría del agua, se inyecta agua limpia al crudo para diluir la concentración de sal.

Cuando el petróleo crudo llega a la superficie, frecuentemente contiene gases asociados y otros contaminantes no deseados. Estos contaminantes incluyen salmueras y partículas sólidas insolubles como: arena, sílices y sales disueltas en el agua. Antes de que cualquier planta de refinación acepte el crudo para ser procesado, el gas, el agua producida (esta contiene sal) y otros sólidos insolubles deberán de ser retirados.

2.3.2 Proceso de deshidratación.

Los procesos de separación son aplicados en sitios de producción para minimizar costos de transporte innecesario y prevenir la corrosión en dicho sistema. A continuación se darán algunos procesos que intervienen.

La deshidratación de crudos, es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1% de agua; se le añade una corriente de agua (con bajo contenido de sales). Este proceso de deshidratación o rompimiento de emulsiones consiste en (5):

- a) Añadir una dilución de agua (o baja salinidad) al crudo.
- b) Mezclar esta disolución de agua con el crudo para diluir los sedimentos y gotas de agua en el crudo (S&W).
- c) Deshidratación (tratamiento de emulsión) para separar el crudo y la salmuera diluida.

Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo que se mencionaran más adelante.

Siempre en concentraciones pequeñas las sales se irán acumulando en el alambique, calentadores e intercambiadores dando lugar a incrustaciones que requieren limpieza muy cara. La salmuera producida puede ser tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos subsecuentes. En ausencia de sales, el contenido de sal en el crudo deshidratado está directamente relacionado con el porcentaje de agua y con la concentración de salinidad de la fase acuosa (en ppm de NaCl).

Después de la deshidratación, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos que usualmente se utilizan son: adición de desemulsificante, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático. La sal presente es disuelta en el agua coexistente y puede ser removida en la desaladora, pero cantidades más pequeñas de sal pueden ser disueltas en el mismo crudo (6).

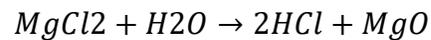
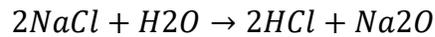
2.3.3 Proceso de desalación.

La desalación es un sencillo proceso, en el cual se remueven las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, generalmente quedan disueltas en el agua remanente. Las sales que se encuentran con más frecuencia en la materia prima del crudo son cloruros de calcio, sodio y magnesio (NaCl, CaCl, MgCl₂) además de que otras formas de sales pueden estar presentes en pequeñas cantidades. Si estos componentes no son removidos, surgirían serios problemas en el proceso de refinación (6).

Subsecuentemente, algunos de los efectos de las sales son las siguientes:

Para lograr la separación de los subproductos en la torre de destilación atmosférica, se requieren altas temperaturas, las cuales se logran en el calentador a fuego directo, en donde se alcanzan temperaturas de 150 a 380°C,

sin embargo, es importante vigilar el punto de rocío a la salida del domo de la torre ya que el agua podría causar que las sales se hidrolicen en ácido clorhídrico, provocando corrosión en el sistema (6).



La precipitación de sulfatos de sodio provoca acumulación de sólidos; toman lugar en los tubos del calentador y pueden causar los siguientes problemas en el horno a fuego directo (6):

- a) Reducción en el área de transferencia, lo que lleva a un mayor consumo de combustible y costos más altos de operación.
- b) Creación de “Hot Spots” o puntos calientes, lo cual reduce vida de operación de los tubos.
- c) Desarrollo de bloqueos a la entrada de los tubos y así la pérdida de capacidad y eficiencia.

La cantidad de sal que entra a la carga del horno debe ser controlada para minimizar la corrosión en las corrientes subsecuentes de los equipos, el tema de corrosión se analizará con más detalle en el capítulo 4.

2.4 Bases de diseño.

El crudo pesado se está convirtiendo en un factor relevante en términos de refinación, debido a que la materia prima generalmente es más barata en el mercado internacional.

El diseño de la desaladora puede ser influenciado por diversos factores, incluyendo requerimientos de proceso, económicos y de seguridad, así como,

los tipos de desalado (desalado simple, desalado doble y dieléctricas), esto se explicará más adelante con más detalle. Las propiedades mostradas en la tabla 2.2, son importantes para el diseño de una desaladora.

Tabla 2.2. Parámetros de diseño de una desaladora (7).

ITEM	Descripción	Unidades
1	Crudo seleccionado
2	Gravedad especifica	API
3	BS&W.	%vol
4	Contenido de sal	Lb/1000 bbl o (g/m ³)
5	Viscosidad a dos o tres temperaturas	cSt
6	Contenido de azufre	%masa
7	Pour point	°C
8	RVP	Psia (kpa)
9	Presión (en la entrada de la válvula de mezclado)	kPa o bar
10	Temperatura	°C

Se encontró el diseño de una planta, la cual presenta las siguientes condiciones de diseño para procesar los crudos mencionados.

Tabla 2.3. Especificaciones de crudo (1).

Crudo	Istmo	Poza rica
*API 60/60°F	32.04	30.4
Factor de caracterización (WATSON)	11.9	11.9
Peso molecular	204	218
Viscosidad a 37.8°C (100°F)cs	10.1	12.5
Viscosidad a 99°C (210°F)cs	4.3	3.8

Las condiciones de operación son las siguientes (1):

- a) La presión de operación mínima deberá ser 17 a 19 lb/in² para mantener el contenido de la desaladora en fase líquido.
- b) El rango de la temperatura de operación en el interior de la desaladora deberá ser 140° a 144°C.
- c) El diseño de la tasa de flujo del crudo debe ser 150 000 bbl/d.
- d) La cantidad de sal del crudo desalado deberá ser a la entrada 50 lb/1000bl y 0.5 lb/1000bl a la salida.
- e) El equipo de desalado deberá funcionar con diferentes tipos de agua (residual amoniacal y/o con condensado).

Capítulo 3

3 Proceso.

3.1 Metodología.

Entendiendo el funcionamiento de la sección de desalado de una planta atmosférica, llegando a conocer los problemas que puedan llegar a ocurrir dentro de esta sección, existe la posibilidad de presentar corrosión en los equipos subsecuentes a la desaladora y posteriormente brindar alternativas que ayuden a disminuir afectaciones en demás equipos y/o ocasionando un paro completo de la planta.

Conforme lo menciona el manual, habrá normas internas y externas que se tienen que cumplir durante la operación de la planta. Se cuenta con especificaciones de los diferentes parámetros de control (sales inorgánicas, azufre, grasas, aceites, eficiencia), así como, las variables (amperaje, presión, temperatura y nivel) de la sección de desalado, las normas que se mencionan a continuación, generalmente son utilizadas como referencia en procedimientos internos de la empresa y serán descritas para el entendimiento de la sección:

- a) ISO-9001/NMX-CC-9011-IMNC-2008 “Sistema de Gestión de Calidad-Requisitos”.
- b) ISO-14001:2004/NMX-SAA-14001-IMNC: 2004 “Sistema de Gestión Ambiental-requisitos con orientación para su uso”.
- c) NMX-SAST-001-IMNC-2008 “Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo-Requisitos”.

La interpretación de datos se debe entender y comprender varios conceptos de la ingeniería, uno de los más importantes es el balance de materia, porque en

el proceso de desalado hay reacciones del efluente con los equipos o en su caso reacciona por la temperatura utilizada.

En cada punto del proceso es necesario estudiar con detenimiento las variables y parámetros que se están utilizando, porque varios de ellos son precursores del fenómeno de corrosión. Sin embargo, se tendrán que dar las indicaciones pertinentes de los equipos dañados por este fenómeno de corrosión o algún otro aspecto que se tenga que revisar.

También para la interpretación de datos es necesario mencionar una herramienta importante, el Sistema Informático para el Control de Laboratorios (SICOLAB), que es una red privada para el buen manejo de los efluentes o corrientes de alimentación, el personal encargado de este sitio sube información de muestras del crudo previamente analizado, manteniendo un control en todos los sectores de la planta. El principal enfoque es el sector de desalado, en esta parte, podremos encontrar un control de muestreo registrando los parámetros que intervienen en dicha sección, se llevaran a cabo comparando y revisando por medio de ejemplos los valores de desalado.

3.2 Procedimiento.

Una de las principales actividades que se realizaran es entender y comprender el manual del licenciador. Una vez entendido dicho manual, se tendrá que interpretar algunos ejemplos de gráficas para saber qué acciones correctivas y preventivas se tendrán que llevar a cabo en la sección de desalado.

Cabe mencionar que se dará una explicación de las condiciones en que debe encontrarse la planta de destilación atmosférica para ponerla en operación y posteriormente enfocarnos a la sección de desalado.

El licenciador, indica que antes de iniciar el proceso de operación de la planta atmosférica se tiene que contar con un supervisor que conozca los lineamientos de seguridad y medio ambiente, es decir, que la planta se encuentre en condiciones óptimas para una operación segura y eficiente, evitando fallas inesperadas que resulten un peligro para el equipo, personal, así como, conocer ampliamente el procedimiento que se va a aplicar.

Las áreas de trabajo responsables que participan para tener un buen funcionamiento y óptimo proceso, se mencionan en la figura 3-1.

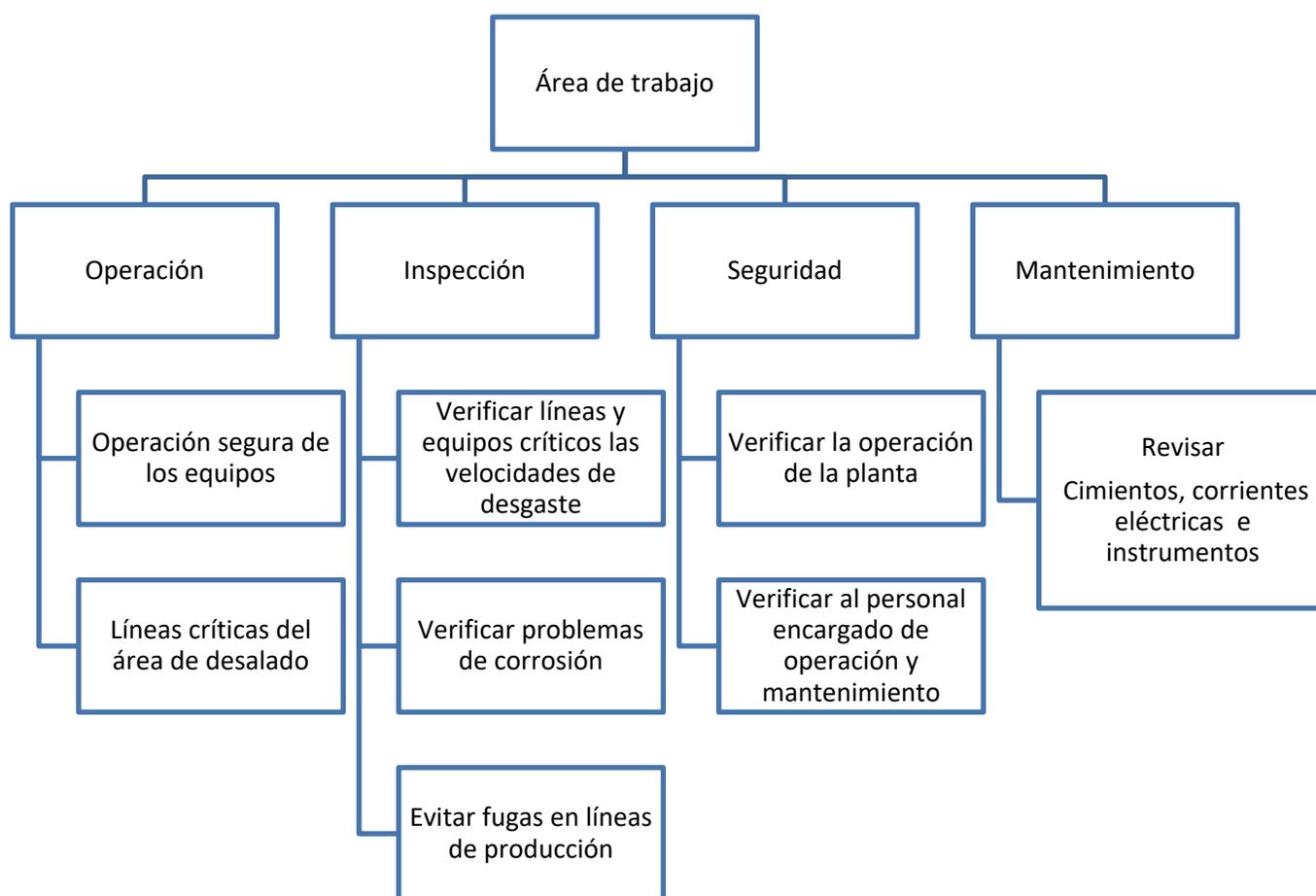


Figura 3-1. Diagrama del área de trabajo

El área de inspección deberá revisar que los equipos y líneas de la sección de desalado se encuentren en condiciones óptimas para operar.

La operación de bombas para periodos largos (sección de desalado) se requerirá de cantidades considerables de líquido (agua de lavado) almacenado para establecer recirculación a través del equipo, así como, el monitoreo de la salmuera y lecturas de la misma.

Para garantizar que no haya fugas de hidrocarburo, es conveniente realizar:

- a) Prueba de hermeticidad. Antes de ponerse en servicio todas las instalaciones como el almacenamiento, transporte, conducción, debe ser sometida a dicha prueba, también llamada como prueba de recepción a bajas presiones, en este caso puede ser realizada con nitrógeno, bióxido de carbono (CO₂), inclusive, con el mismo gas a utilizar, a excepción de oxígeno porque es un buen carburante y los residuos mezclados con el gas formarían mezclas explosivas (8).

Es recomendable realizar esta prueba a presiones moderadas de 0.5 kg/cm².

- b) Prueba hidrostática. Es la prueba de presión a la que deben someterse las tuberías y equipos para certificar su hermeticidad, sosteniendo la presión durante un tiempo establecido, utilizando agua como fluido de prueba (9).

Se debe contar con un seguimiento de la instrumentación de la planta, estará dividida en medición, flujo, nivel, presión, temperatura y circuitos de control (8).

Todos los elementos ya mencionados deberán calibrarse en el taller (controladores y válvulas de control). Montar las válvulas de seguridad calibradas y verificar que el equipo este limpio sin abolladuras o fisuras, en caso

de existir, inspeccionar con más precisión para decidir su operación o reparación de dicho equipo.

3.3 Sección de desalado.

En esta sección principalmente se elimina gran parte de las sales que el crudo tiene de origen, los cuales representan serios daños a las tuberías y equipos de este sistema.

Si el agua y el crudo están demasiado emulsificados, resultará difícil para el campo eléctrico romper esta emulsión. Cuando esto pase, bajará el voltaje y aumentará el amperaje y el agua pasará junto con el crudo hacia el siguiente equipo ya sea una torre despuntadora o un calentador. La emulsificación se logra en la válvula mezcladora hacia la desaladora, la caída de presión a través de la válvula mezcladora deberá variar del mínimo al máximo hasta obtener los mejores resultados en la operación, la máxima recomendable es de 3.5 kg/cm².

El ajuste de la variable (nivel, presión y temperatura) deberá mantenerse en la desaladora para evitar vaporizaciones del líquido ya que esto afecta la separación agua-crudo. Las especificaciones de operación recomiendan una cantidad de agua de proceso (6% a 8% de la carga de crudo).

Tabla 3.1. Variables críticas.

Equipos	Parámetros	Min.	Max.
Desaladoras	Flujo de agua (%vol)	6	7
	O ₂	20ppb	1ppm
	NH ₃ (ppm)	10	50
	Dureza (CaCO ₃)	250	---
	pH	6.5	8.5
	Temperatura (°C)	140	144
	Presión (kg./cm ²)	3.5	9
	Nivel (cm)	45.72	60.96
Transformadores	Voltaje (volts)	440	---
	Amperaje (amp)	208	---

3.3.1 Proceso de operación.

La Unidad de Destilación de Crudo (CDU) es la primera unidad de procesamiento de todas las refinerías de petróleo. La CDU utiliza diferentes intervalos de ebullición en el crudo entrante para separarlo en diferentes fracciones para poder hacer buen uso de ellas.

La desalación puede ser realizada en una sola etapa o en dos etapas, dependiendo de los requerimientos de la refinería y de los grados API del crudo en curso. La eficiencia de una desaladora es usualmente 95% en una sola etapa y para dos etapas 95-98% (6). Los diagramas de desalado de dos etapas, se encuentran en la parte de Anexos.

Para dar inicio al proceso de desalado se contará con cuatro bombas de carga, dos de ellas accionadas por turbina y las otras dos con motor eléctrico. Son suficientes dos para proporcionar la carga normal a la planta. El crudo llega al cabezal de succión de las bombas de carga a una temperatura de 68°F (20°C) y a una presión de 0.794 kg/cm² (11.3 psia), para tener una mejor operación se añade un desmulsificante químico al crudo.

Existen dos trenes de precalentamiento, el tren A y B, que cuentan con ocho intercambiadores de calor cada uno, intercaladas en cada tren existen dos desaladoras de crudo. La corriente de crudo pasa de un cambiador en específico a las desaladoras y regresa al tren de intercambio de calor para continuar su calentamiento antes de llegar a las torres despuntadoras. El objetivo de los trenes de precalentamiento es aumentar la temperatura de 20°C (68°F) hasta 238°C (460°F) o 243°C (470°F), este rango de temperatura dependerá del tipo de crudo que se va a procesar. Obteniendo el crudo a una temperatura aproximada de 119°C (245°F) se hace llegar a las unidades de desalado (1).

Se verificará la inyección de agua para desalado de 4 a 6% respecto a la carga de crudo para la extracción de sales (cloruros de sodio, magnesio, calcio y fierro principalmente) (1) mostrándose en la tabla 3.2:

Tabla 3.2. Cálculo para inyección de agua (1).

Punto inyección	Indicador de flujo	Cantidad	Fuente
Succión bombas carga	FI-143	100% de Bomba	Condensado
Mez. Tren A	FI-141	$(Carga A PTA) * 0.045 - \frac{FI - 143}{2}$	Agua desfleada
Mez. Tren B	FI-142	$(Carga A PTA) * 0.045 - \frac{FI - 143}{2}$	Agua desfleada

El control del flujo a través de los trenes de precalentamiento se logra con las válvulas automáticas, las cuales introducen el crudo proveniente de las bombas de carga hacia los trenes de precalentamiento. Estas válvulas operan en cascada con el nivel de las torres de despunte de tal forma que si el nivel de alguna de las torres de despunte baja, automáticamente accionará la válvula respectiva para introducir más crudo hacia el tren correspondiente con las válvulas automáticas (1).

Las desaladoras deberán reducir la concentración de sal de 50ppm a valores de 0.5ppm máximo de sal, cuando se tengan valores mayores a 50ppm el operador deberá realizar ajustes al nivel del equipo, subiendo de un 5 a 10% el nivel del agua para controlar las concentraciones de crudo (1).

Normalmente, el nivel al que debe operar la desaladora es de 30 a 60% en transmisor de capacitancia, si el nivel es mayor a 60% hay riesgo que haya un corto circuito con el agua, entonces se deberá abrir totalmente la válvula automática que controla el nivel. En caso que este por debajo del mínimo se

corre el riesgo de enviar crudo por la línea de salmuera, por lo que es necesario cerrar la válvula automática del nivel de la desaladora.

Las bombas descargan crudo de 426 a 497psig (30 a 35 kg/cm²) y lo envía a razón de 150,000 BPD a las torres de despunte, a través de dos trenes de precalentamiento organizados en paralelo. El control de presión se realiza con las válvulas automáticas localizadas en la entrada a las torres de despunte, a condiciones normales de operación las desaladoras operan de 17 a 19 kg/cm², si la presión es menor corre el riesgo que baje el nivel de la torre de despunte por lo que se deberá incrementar la presión de descarga de la bomba de carga.

3.3.1.1 Servicios auxiliares.

Los servicios auxiliares registrados son los siguientes:

Tabla 3.3. Agua de enfriamiento; Fuente de suministro: Agua de pozo (1).

Límite de batería	Presión kg/cm ² man (psig)	Temperatura °C (°F)
Entrada	3.9 (56)	32.2 (90)
Salida	2.5 (36)	46.1 (115)

Tabla 3.4. Especificaciones de SICOLAB.

Sal en crudo	Menor o igual a 0.5PTB
Agua libre en crudo desalado.	≤ a 0.3%Vol.(cuando la temperatura de desalado sea menor a 135°C), > a 0.4%Vol. (cuando la temperatura de desalado sea mayor a 135°C).

Tabla 3.5. Agua de proceso; Fuente de suministro: Cabezal de condensado (1).

	Presión kg/cm ² man (psig)	Temperatura °C (°F)
Condiciones de límite de batería.	3.52 (50)	20 (68)

Tabla 3.6. Planta desaladora (1).

Descripción	Consumo			
	Normal		Máximo	
	LPM	GPM	LPM	GPM
Planta desaladora.	428	113	757	200
Consumo total.	428	113	757	200

Tabla 3.7. Energía eléctrica para equipo de bombeo (1).

Descripción	Consumo (por unidad)			
	HP	BHP	Volts/Hz/Fases	kW
Bomba de inyección de agua a desaladoras.	70	----	440/60/3	----

Tabla 3.8. Pruebas eléctricas en una desaladora, previamente a operación (10).

Variable	Parámetro de control	Especificación de control	Consecuencias
Circuito abierto	<ul style="list-style-type: none"> • Amperes • Volts. 	0 Escala llena.	Existe tierra entre la fuente de poder y los electrodos.
Prueba de fases	<ul style="list-style-type: none"> • Amperes • Volts 	Lectura igual de los amperímetros. Lectura igual de los voltímetros.	Fases invertidas.
Corto circuito a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • Amperes • Volts 	Todos los amperímetros deben tener escala llena. Todos los voltímetros deben tener lectura cero.	Asegurar la continuidad eléctrica entre la fuente y sus electrodos.

Tabla 3.9. Desemulsificante Químico (1).

Desemulsificante	
Consumo	12,536 l/día (3312 gal/día)
Inyección	Línea de carga de crudo

3.3.1.2 Procedimientos de paro.

Los siguientes puntos son aplicados a la sección de desalado en donde se puede presentar alguna falla (servicios auxiliares). Estos procedimientos

deberán realizarse primeramente en un paro normal o programado de dicha sección (1).

- a) Sí se presentará la ocasión que se tenga que sacar de operación una o dos bombas, no se realizara ningún movimiento en cuanto a la operación del crudo y agua de lavado, solo se bloqueará la succión y descarga de dichos equipos y se continuará operando de la misma forma, eso no indica que perjudique el proceso solo se quedará sin lavado continuo de los lodos del fondo de las desaladoras.
- b) El agua de la salmuera tiene una temperatura de 110°C y podría existir una emanación de vapores por lo que será necesario el uso de equipo de enchufe rápido, se deberá sacar de operación una de las dos desaladoras.

3.3.1.3 Procedimiento de emergencia.

Cuando hay falla de vapor se bloquea el equipo de desalado suspendiendo el agua y la corriente eléctrica, así mismo, se tendrán que vigilar los niveles y presiones de los controladores, si la presión es mayor a la mencionada (17 a 19 kg/cm²) se corre el riesgo de que se presenten fugas en los cambiadores de calor previos a esta (1).

Cuando el contenido de grasas y aceites en la salmuera se satura muy arriba de 50 ppm, la compañía externa encargada de inyectar productos químicos debe realizar los cambios necesarios, puesto que, llevan una rutina de muestreo y análisis, por lo que ellos están encargados de bajar los niveles de grasas y aceites a niveles mínimos (1).

Los datos que se muestran en la siguiente tabla 3.10 pertenecen a una bomba de un sistema de desalado, fue extraído de un manual de operación, validados para construcción de la dependencia de una refinería.

Tabla 3.10. Bomba de desalación (1).

Unidades	2	Fluido	Agua	
Temperatura de bombeo (°F)	68.0	Tipo	2 ½ UNQ	
Gravedad específica	1.0	Tamaño	11	
Viscosidad (cp.)	0.98	Boquillas	Diámetro succión	5
Presión de vapor (psig)	0.7		Diámetro descarga	2 ½
Cap. Normal (Rango)	263.0		Serie y Tipo	300/#RF
Cap. De diseño	300.0	Materiales	Carcaza	Acero
Presión de succión	0.0		Internos	Acero
Presión de descarga (psig)	400.0	Agua de enfriamiento (GPM)		-
Diferencia de presión (psi)	400.0	Aceite de sello GPM		-
Cabeza total	100.0	Accionadores	Potencia (HP)	200
NPSH (Disponible/Requerido)	16/9		Fabricante	US Motors
HP Hidráulicos calc.	70		Velocidad (RPM)	3550
Eficiencia de diseño	50	Vapor (lb/h)		-
Potencia al freno (HP)	150	kW		148.5
Velocidad de pistón	-	Peso total		1720

3.3.1.4 Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).

El efluente de las desaladoras contiene sales separadas del crudo, no tiene impacto directo con el agua, puesto que, se manda a un sector donde se hará seguimiento a su tratamiento. La salida de agua de salmuera presenta una alta temperatura (110°C) y emanación de vapores por lo que existe el riesgo de quemaduras e intoxicación al muestrear dicha agua.

Los controles normativos se rigen bajo las siguientes normas:

- a) ISO-9001/NMX-CC-9011-IMNC-2008 “Sistema de Gestión de Calidad-Requisitos”.

Es una norma internacional que se aplica a los sistemas de gestión de calidad y que se centra en todos los elementos de administración de calidad con los que una empresa debe contar para tener un sistema efectivo que le permita administrar y mejorar la calidad de sus productos o servicios (11).

b) ISO-14001:2004/NMX-SAA-14001-IMNC: 2004 “Sistema de Gestión Ambiental-requisitos con orientación para su uso”.

La norma se basa en la metodología conocida como Planificar-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA). La metodología PHVA se puede describir brevemente como (12):

- I. Planificar: Establecer los objetivos y procesos necesarios para conseguir resultados de acuerdo con la política ambiental de la organización.
- II. Hacer: Implementar procesos.
- III. Verificar: Realizar el seguimiento y la medición de los procesos respecto a la política ambiental, los objetivos, las metas y los requisitos legales y otros requisitos, e informar sobre los resultados.
- IV. Actuar: Tomar acciones para mejorar continuamente el desempeño del sistema de gestión ambiental.

La norma promueve “enfoque basado en procesos”, no establece requisitos absolutos para el desempeño ambiental más allá de los compromisos incluidos en la política ambiental, de cumplir con los requisitos legales aplicables y con otros que la organización suscriba, la prevención de contaminación y mejora continua.

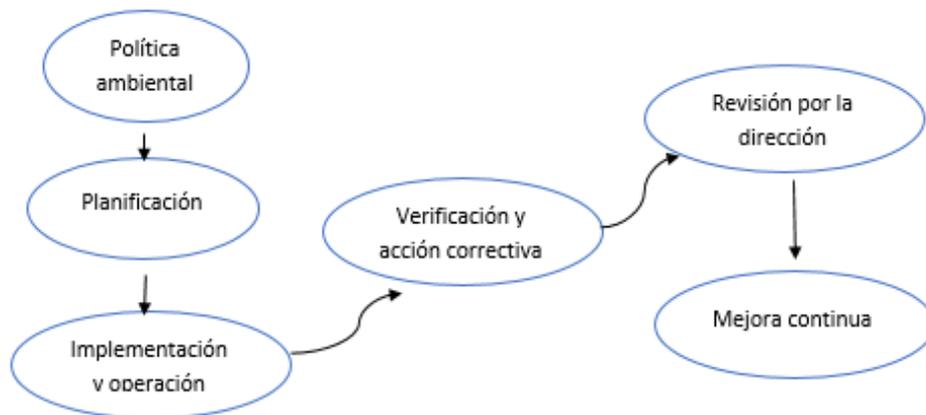


Figura 3-2. Modelo de Gestión Ambiental (12).

c) NMX-SAST-001-IMNC-2008 “Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo-Requisitos”.

Establece los requisitos de control y monitoreo de las estrategias de prevención de riesgos laborales, tiene como principal objetivo reducir el impacto de los accidentes en el lugar de trabajo (13).

Se obtienen varios beneficios:

- I. Reducir el número de accidentes mediante la prevención y control de riesgos en los lugares de trabajo.
- II. Asegurar una fuerza de trabajo productiva, calificada y motivada.
- III. Reducir las pérdidas de material a causa de accidentes y de interrupciones no deseadas en la producción.
- IV. Asegurar el cumplimiento de la legislación y regulación vigente.
- V. Mantener la competitividad empresarial e identificar oportunidades de mejora.
- VI. Mejorar la satisfacción del cliente.

Capítulo 4

4 Mecanismos de falla.

Los mecanismos de falla que se presentan en nuestro proceso se pueden observar en la figura 4-1 y son descritos a continuación.

4.1 Erosión-corrosión.

La erosión-corrosión es una descripción del daño que ocurre cuando la corrosión contribuye a la erosión mediante el desgaste de películas o escamas protectoras o exponiendo la superficie metálica a una corrosión adicional bajo la acción combinada de erosión y corrosión (14).

4.1.1 Factores críticos.

Las tasas de pérdida de metal dependen de la velocidad y la concentración de medio impacto (es decir, partículas líquidas, gotas, suspensiones, flujo de dos fases), el tamaño, la dureza de las partículas y la resistencia a la corrosión de material sometido a la erosión (14).

Factores que contribuyen a un aumento de la corrosividad del medio ambiente (temperatura, pH, etc.), pueden aumentar susceptiblemente en la pérdida de metal.

4.1.2 Equipo afectado.

- a) Todos los equipos expuestos a fluidos y/o catalizadores en movimiento están sometidos a la erosión y corrosión.

-
- b) La erosión puede ser causada por partículas de catalizador transmitidas por gas o por partículas llevadas por un líquido tal como una suspensión.
 - c) En las refinerías, esta forma de daño se produce como resultado del movimiento del catalizador (14).

4.1.3 Prevención.

- a) Las mejoras en el diseño implican cambios en la forma, geometría y selección de materiales. Algunos ejemplos son: aumentar el diámetro del tubo para disminuir la velocidad, aumento del grosor de la pared.
- b) Mejora de la resistencia a la erosión es usualmente logrado mediante el aumento de la dureza del sustrato usando aleaciones más fuertes, tratamiento de revestimiento de superficie o de endurecimiento superficiales.
- c) Aleaciones que contengan alto contenido de molibdeno, se utilizan para mejorar la resistencia de la corrosión por ácidos nafténicos.

4.2 Ácido Clorhídrico.

El ácido clorhídrico ($\text{HCl}_{(ac)}$) generalmente causa corrosión, es muy agresivo en los materiales comunes de construcción, en un amplio rango de concentraciones.

El daño en refinerías es asociado más a menudo con la corrosión en los puntos de rocío los cuales contienen vapores de agua y cloruro de hidrogeno condensado de la corriente superior de destilación, fraccionamiento o torre de separación. Las primeras gotas de agua que se condensan pueden ser altamente acidas (bajo pH) y promover altas tasas de corrosión.

4.2.1 Factores críticos.

Los principales son (14):

- a) Los severos: incrementos de corrosión con incremento de concentración de $\text{HCl}_{(\text{ac})}$ e incremento de temperatura.
- b) $\text{HCl}_{(\text{ac})}$, puede formarse debajo de depósitos de sales de cloruro de amonio o cloruros de amina en intercambiadores y tuberías.
- c) El acero al carbón y aceros de baja aleación son temas de corrosión excesiva cuando se exponen a alguna concentración de $\text{HCl}_{(\text{ac})}$ que produce un pH por debajo de 4.5.
- d) Aleación 400 (Níquel-cobre) u otra aleación en base de níquel tienen buena resistencia para diluir $\text{HCl}_{(\text{ac})}$ en muchas aplicaciones para la refinación.
- e) El titanio funciona bien en condiciones de oxidación pero falla rápidamente en el servicio seco de $\text{HCl}_{(\text{ac})}$.

4.2.2 Equipo afectado.

La corrosión por $\text{HCl}_{(\text{ac})}$ especialmente sucede en unidades de crudo o de vacío e hidroprocesamiento. (14):

- a) Unidades de crudo.

En el domo de la torre atmosférica, la corrosión por $\text{HCl}_{(\text{ac})}$ ocurre en las primeras gotas de agua condensada de la corriente de vapor que fluye desde la parte superior de la torre.

Esta agua puede tener muy bajo pH, llega a ocasionar altas tasas de corrosión en tuberías, o bien en las corazas de los intercambiadores, cajas de los tubos.

4.2.3 Prevención.

- I. La operación de desalado del crudo para reducir cloruros en la alimentación de la torre atmosférica.
- II. La actualización del acero al carbón para aleaciones en base níquel o titanio pueden reducir problemas de corrosión de $\text{HCl}_{(\text{ac})}$.
- III. Lineamientos de operación y diseño apropiado deben ser usados para evitar encontrar sosa caustica en la alimentación del tren de precalentamiento.

4.3 Corrosión cáustica.

La corrosión es debida a la concentración de sales cáusticas o alcalinas, generalmente ocurre bajo evaporación o condiciones altas de transferencia de calor. Sin embargo, la corrosión puede también ocurrir dependiendo de la fuerza de la solución alcalina o cáustica. Principalmente puede afectar a equipos diseñados con acero al carbono, aceros de baja aleación (14).

4.3.1 Factores críticos.

Los principales factores que contribuyen es la presencia de sosa cáustica o potasa (NaOH o KOH) (14).

- a) La sosa cáustica llega a añadirse en las corrientes de proceso para la neutralización o como un reactivo.

-
- b) Las sales alcalinas también pueden ingresar a las corrientes de proceso a través de fugas en condensadores o equipos de proceso.
 - c) Debe existir un mecanismo de concentración para aumentar la resistencia cáustica.

4.3.2 Equipo afectado

- a) Afecta principalmente a equipos de producción de vapor incluyendo a intercambiadores de calor y hornos.
- b) Los efectos de concentración similares de sosa cáustica pueden ocurrir donde se añade a la carga por unidad de crudo.
- c) Unidades que usan sosa cáustica para eliminar compuestos de azufre de las corrientes de productos.

4.3.3 Apariencia o morfología de los daños

- a) En tubos horizontales o inclinados, puede aparecer en la parte superior del tubo o como ranuras longitudinales en lados opuestos del tubo.
- b) La exposición a alta concentración de solución cáustica puede dar como resultado una corrosión general del acero al carbón arriba de 175°F (79°C) y tasas de corrosión muy altas, superiores a 200°F (93°C).

4.3.4 Prevención

En los equipos de producción de vapor, la corrosión cáustica se prevé mejor a través de un diseño adecuado. El daño puede ser minimizado mediante la reducción de la cantidad de sosa cáustica libre, reduciendo adecuadamente el flujo de agua.

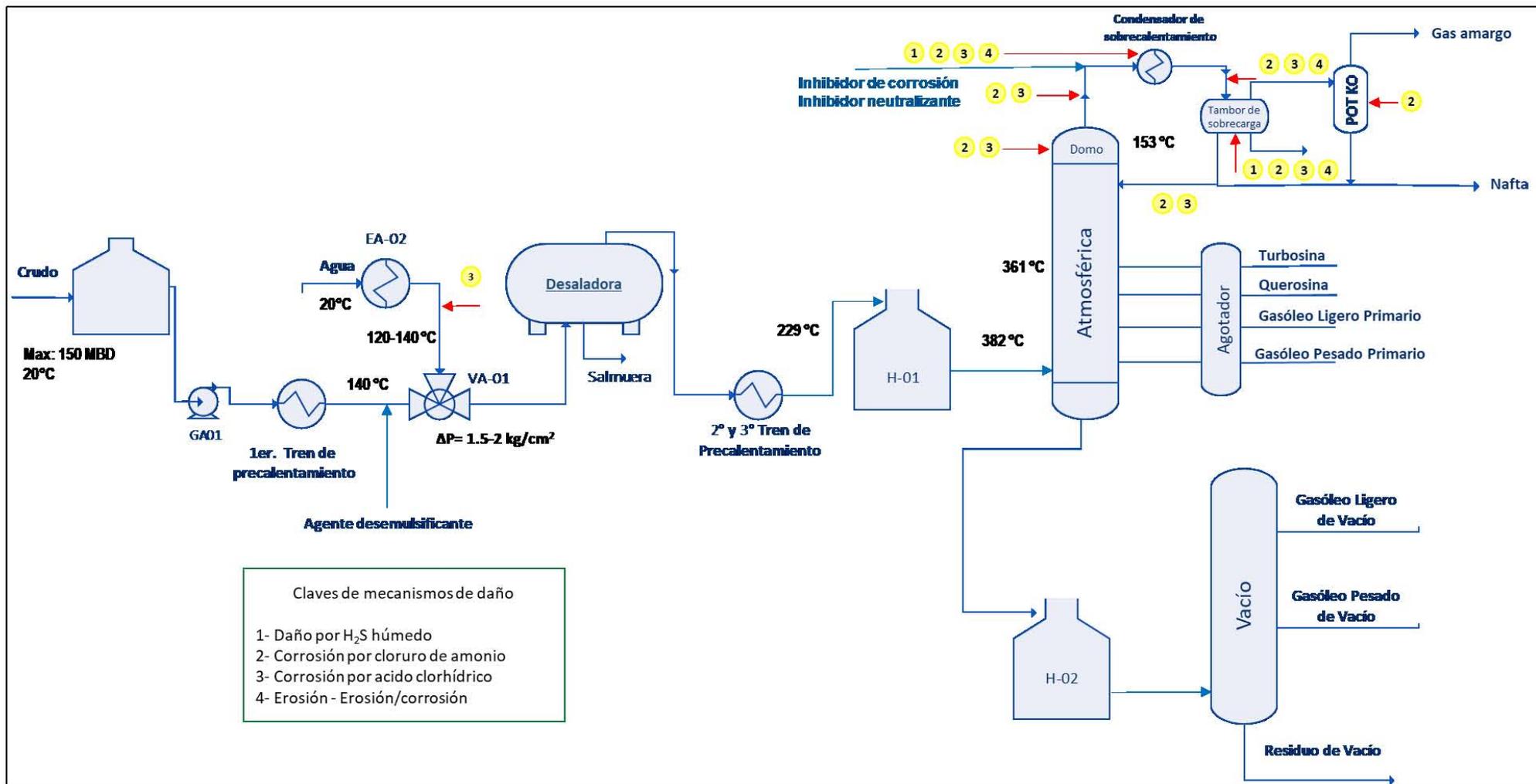


Figura 4-1. Mecanismos de daño por consecuencia de mal desalado.

Capítulo 5

5 Análisis de parámetros de control.

Para poder hacer buen uso de los datos y realizar su interpretación; primero se debe de conocer el proceso y especificaciones, como se mencionó anteriormente, para tener un mayor conocimiento de los parámetros que se van a estudiar a continuación.

Los parámetros para evaluar a estas sales inorgánicas (NaCl, MgCl₂, CaCl) hacen referencia a especificaciones establecidas bajo la norma ASTM-D3230-05 para tener un mayor control, eficiencia y optimización del proceso de desalado, así mismo, se evaluarán las consecuencias y acciones correctivas que se deben tomar en cuenta en caso de que se presenten problemas de corrosión y evitar que haya futuras afectaciones como se observa en la tabla 5.1.

Un parámetro importante es el porcentaje de azufre, puesto que, este viene inmerso en el crudo al igual que el ácido sulfhídrico, estos promueven altos índices de corrosión, las sales inorgánicas que vienen inmersas deben de cumplir con la especificación de 50 lb/Mb; porque se va generando ácido clorhídrico por la hidrólisis de estas sales.

5.1 Especificación.

En la refinería, se reciben diferentes tipos de crudo, puesto que, cada uno de ellos cuenta con diferentes parámetros esenciales para su procesamiento, el crudo a analizar en la desalación es una mezcla entre Istmo y Maya. Sin embargo, se deben cumplir un máximo y un mínimo estimado en los diferentes parámetros que son importantes para determinar si un crudo es pesado o ligero.

Tabla 5.1. Acciones correctivas ante corrosión (10).

Parámetro de control	Frecuencia de análisis	Especificaciones de control	Consecuencia	Acciones correctivas
pH	Min. 2/Turno	5.5 a 7.5	<5.5, Incremento de corrosión tubería y cuerpo condensadores. >8 Incremento de corrosión de fluxeria de condensadores.	Hacer cálculo de cantidad de agua de lavado a dosificar f(conc. cloruro).
Cloruros	Min. 1/semana	_____	Daño a líneas de inoxidable	Neutralizar líneas.
N ₂ amoniacal	Min. 1/semana	< 1100 ppm	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor incrustación por sales. • Menor condensación. • Incremento corrosión. • Paro de plantas. 	Dosificar Agua de lavado.
H ₂ S	Min. 1/semana	< 1000 ppm	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor generación de Sulfuro de fierro. • Incremento corrosión. 	Dosificar Agua de lavado.
NH ₃	Min. 1/semana	< 3000 ppm	Incremento en el daño de la tubería de condensadores.	Dosificar Agua de lavado.

5.2 Análisis de pruebas.

A continuación, se presentan una serie de figuras, en ellas se representan gráficas que se realizaron con base en el resultado de un ejercicio, el cual tiene como objetivo dar a conocer como los parámetros de control que están inmersos en el crudo y cómo estos no siempre cumplen con las especificaciones de calidad establecidas por las normas.

Los parámetros son los siguientes:

- a) Sal (NaCl).
- b) Ácido sulfhídrico (H₂S).
- c) Hierro (Fe).
- d) Níquel (Ni).
- e) Azufre (S).
- f) Agua y sedimento.

En dicho ejercicio, obtenido con datos del mes de agosto de 2011, se graficó con respecto a la cantidad de sal que venía inmersa en el crudo obteniendo la figura 5-1 en donde se puede observar que la sal sobrepasa las especificaciones indicadas en la tabla 5.2; por ejemplo, el día 2, 4 y 6 de agosto son los únicos días donde se cumplía con la especificación. Analizando otros puntos como el día 3, 5, 22 y 29, el crudo estuvo en los límites permitidos.

Se observa también que, a los días posteriores a la llegada del crudo, este aumentaba o disminuía, sobrepasando los parámetros de calidad, es decir, los 50 lb/Mbl como se muestra en seguida (figura 5-1).

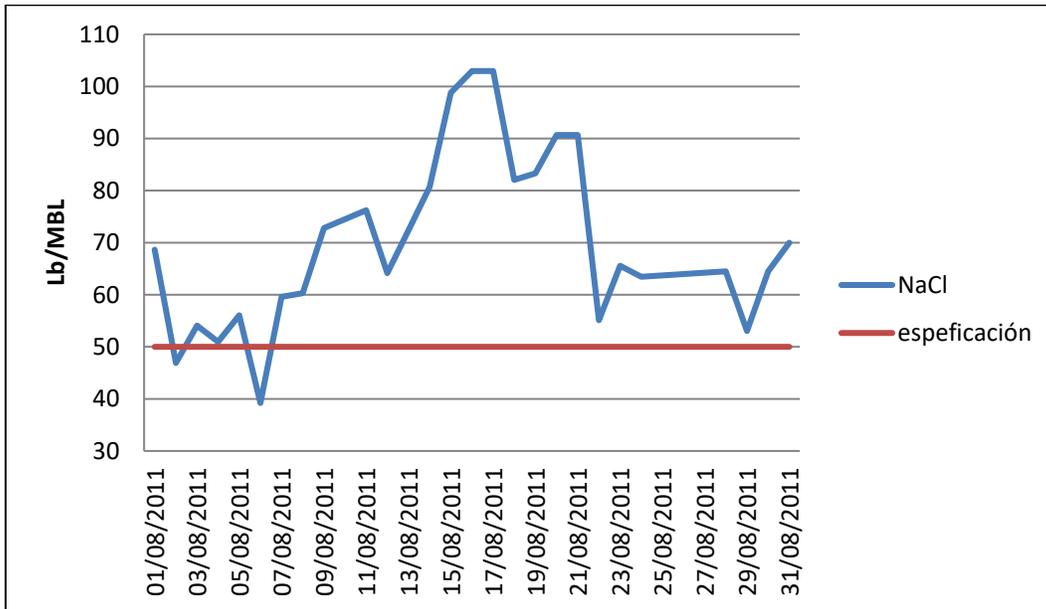


Figura 5-1 Gráfica 1. Sal en crudo de llegada a una Refinería (10).

En la figura 5-2 se refleja cuatro puntos de impregnación de ácido sulfhídrico a lo largo del año (enero-septiembre), tres de ellos están dentro de las especificaciones y solo un punto lo sobrepasa, esto es importante porque es un parámetro que influye en la formación de corrosión de equipos subsecuentes.

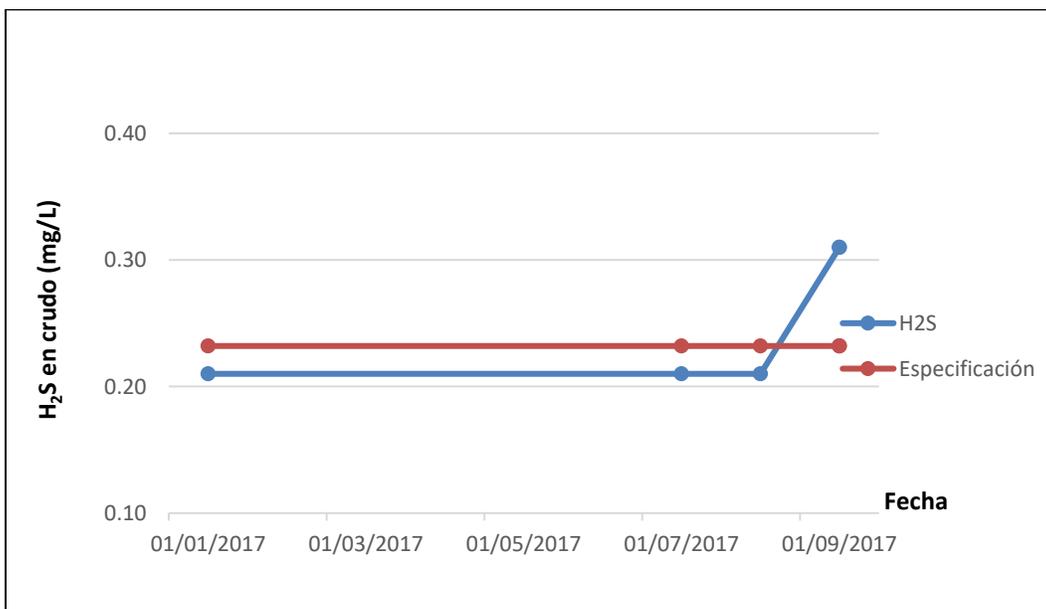


Figura 5-2 Gráfica 2. H₂S impregnado en el crudo desalado.

En la figura 5-3, podemos ver que en el año 2017 hubo una gran diferencia con respecto a la figura 5.1, solo hay ocho puntos en donde sobrepasan las especificaciones indicadas, por lo que no hay problema serio y se puede corregir para mejorar el proceso subsecuente.

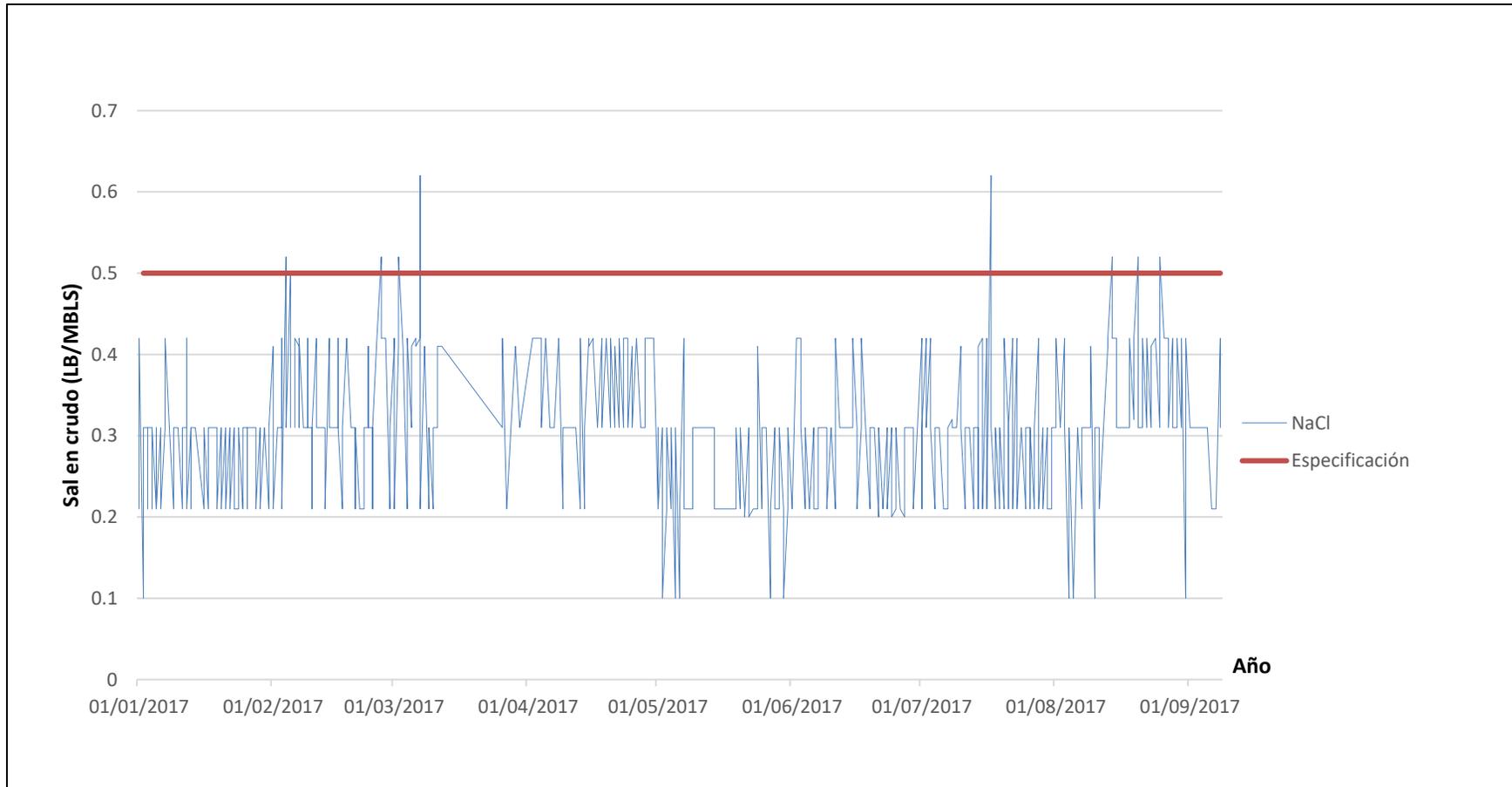


Figura 5-3 Gráfica 3. Sal impregnado en crudo desalado.

La figura 5-4 nos muestra la cantidad de hierro impregnado en el crudo, con los datos que obtuvimos en nuestro ejercicio se observa cómo hay punto que se eleva hasta los 18mg/L, a partir de ahí fue descendiendo hasta llegar a un punto donde se cumplía con las especificaciones, generando un aumento.

Una de las opciones de porque encontramos hierro, es por la corrosión que hay en el proceso de almacenamiento, así mismo, es un parámetro que se debe controlar.

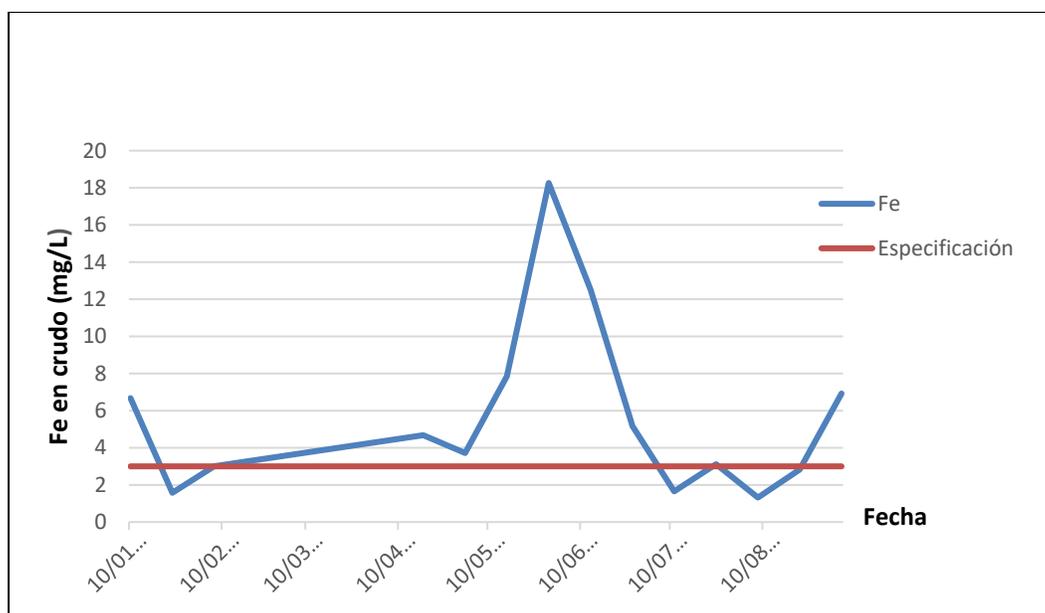


Figura 5-4 Gráfica 4. Fe impregnado en crudo desalado.

En la figura 5-5, podemos observar que el níquel es un parámetro a lo largo del año 2017 (enero-septiembre), cumpliendo mayoritariamente con las especificaciones requeridas, el níquel encontrado pudiese ser por la corrosión provocada por los transformadores cuando aplican el voltaje necesario para que suceda el proceso de desalación..

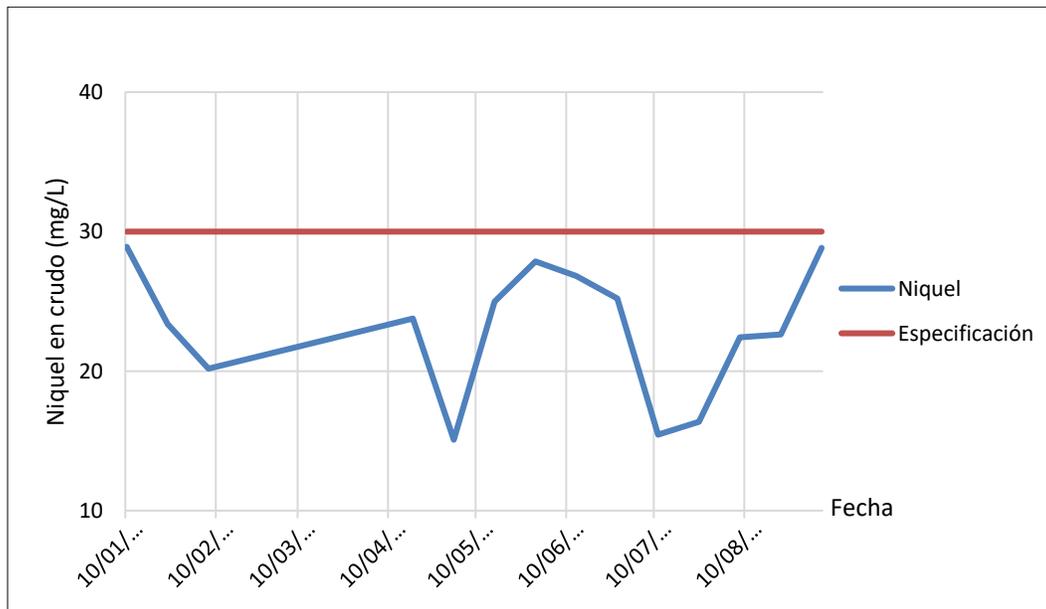


Figura 5-5 Gráfica 5. Ni impregnado en crudo desalado.

La figura 5-6 representa la cantidad de agua y sedimento que hay en el crudo después del desalado con este parámetro nos damos una idea de la eficiencia de la desaladora, analizando la gráfica se determina que hay varios puntos en los días que sobrepasa la especificación, esto se podría deber a los siguientes errores:

- a) Al momento de tomar la muestra.
- b) Sobrepasar efectivamente las especificaciones.
- c) Las desaladoras fallan.

En la figura 5-7, se observa el comportamiento del azufre, el cual, en la mayoría de los casos cumple con las especificaciones a excepción de unos días. Sin embargo, nos damos cuenta de que es un crudo de tipo dulce o ácido, si es dulce tiene mayor demanda y costo, su refinación es menos compleja se utiliza para producir gasolinas mientras que si es ácido sucede lo contrario aparte de que el proceso de refinación es más complejo.

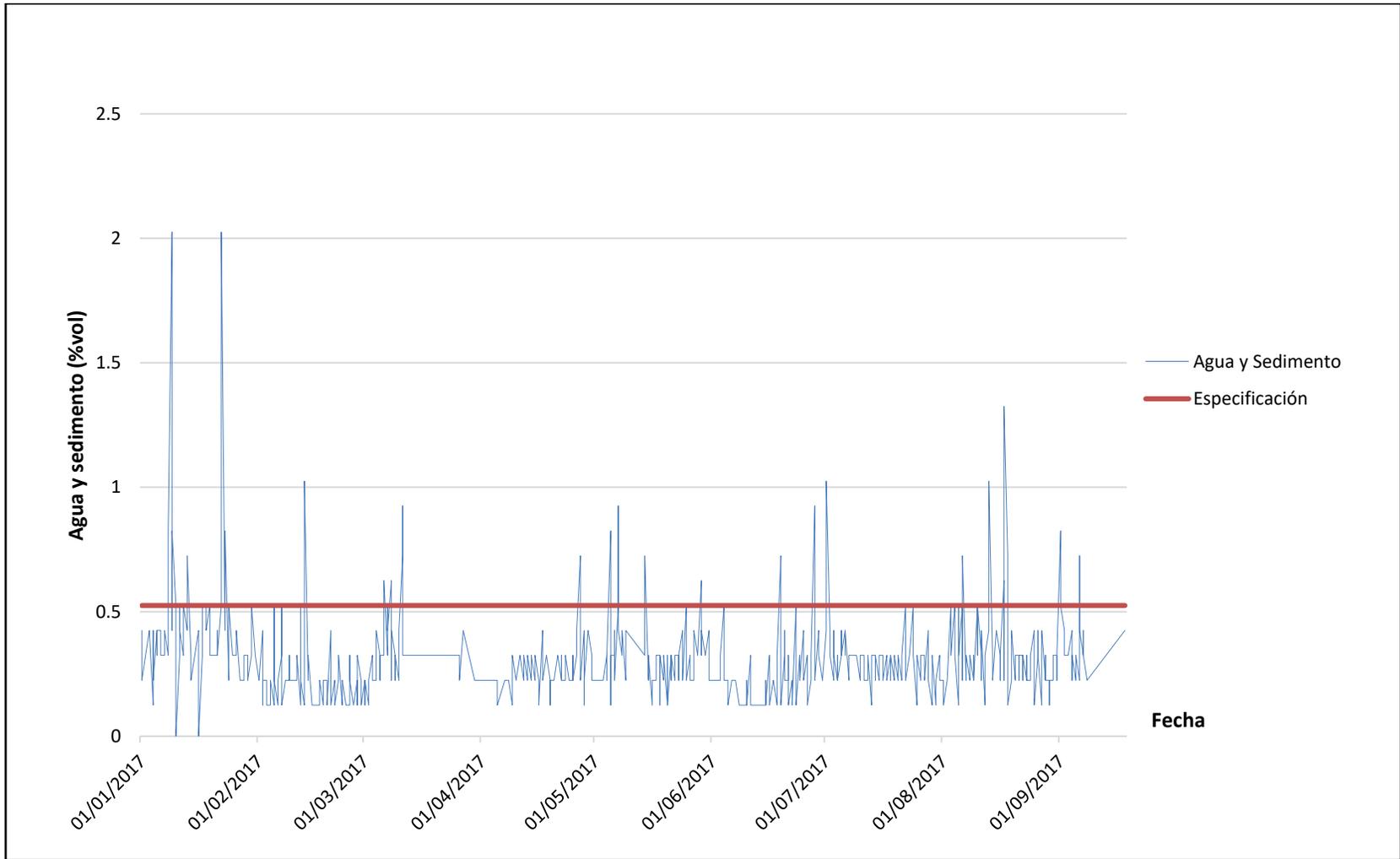


Figura 5-6 Gráfica 6. Agua y sedimento en el crudo desalado

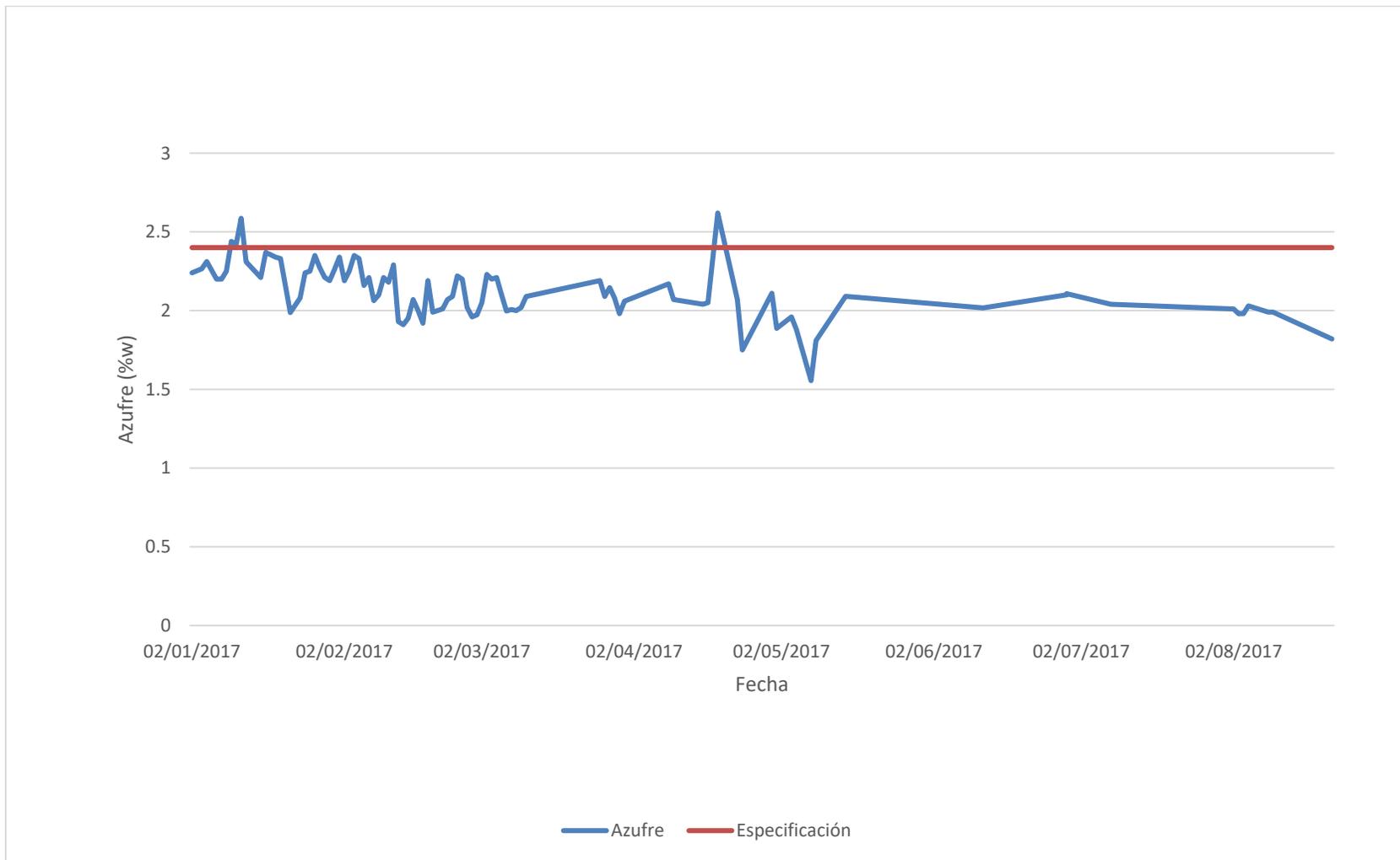


Figura 5-7 Gráfica 7. Azufre en el crudo desalado.

En la figura 5-8 y 5-9, se puede mostrar como los parámetros de cloruros de amonio y ácido sulfhídrico de los acumuladores del domo de la torre van en aumento y sobrepasan las especificaciones, esto ocasiona índices de corrosión en dichos equipos.

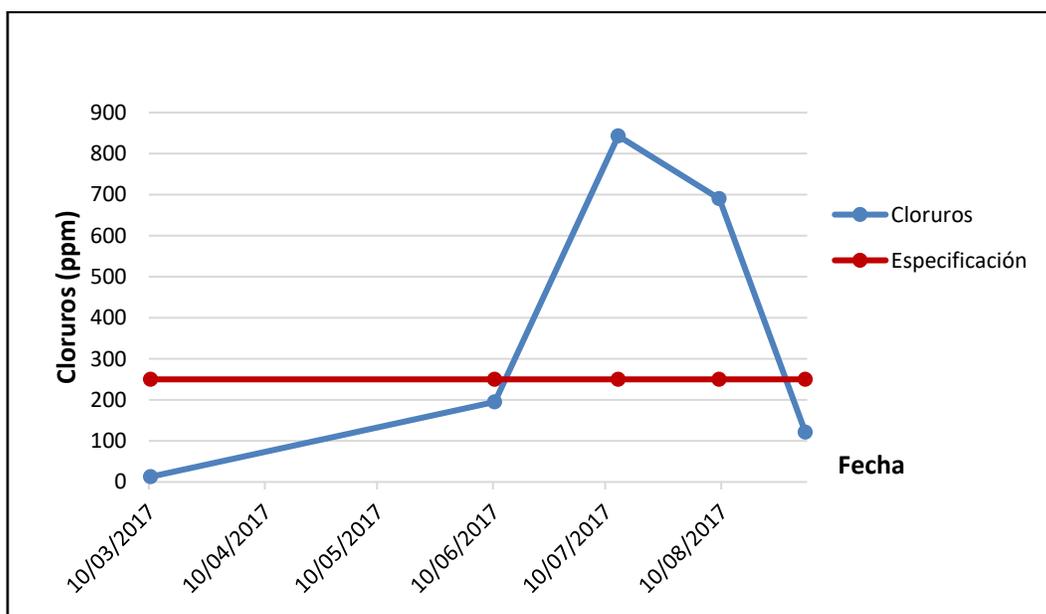


Figura 5-8 Grafica 8. Cloruros de amonio.

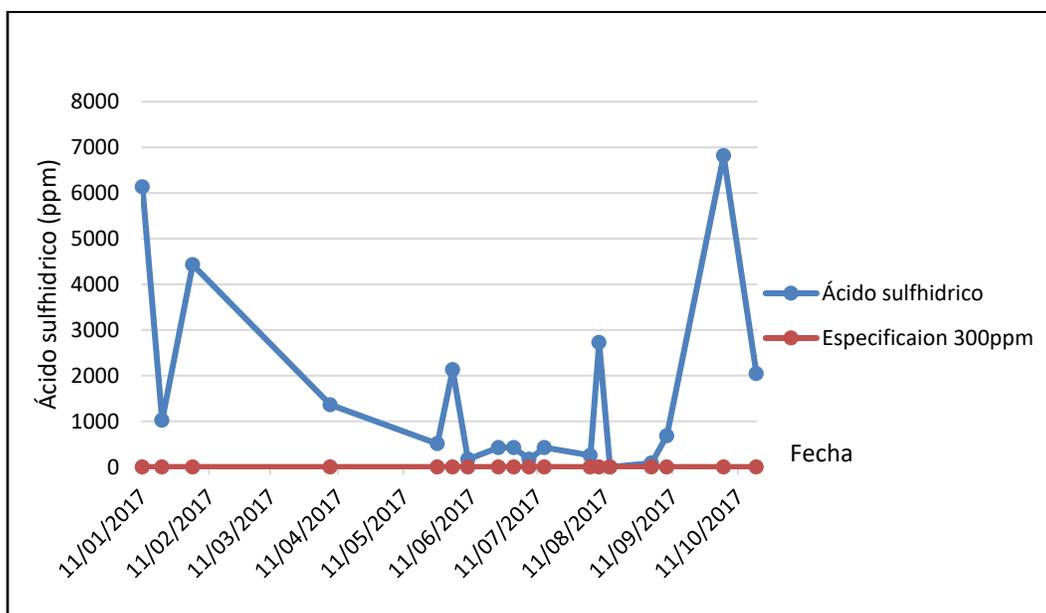


Figura 5-9 Grafica 9. Ácido sulfhídrico (H₂S).

Tabla 5.2. Especificaciones de calidad de diferentes tipos de crudo (10).

Características de calidad.								
Tipos de petróleo crudo	Gravedad (°API)	Azufre (%peso)	Agua y Sedimento (%vol)	Presión de vapor Reid (Lb/in ²)	Contenido de sal (Lb/MB)	Vanadio (ppm)	Asfáltenos (%peso)	Numero de neutralización mgKOH/g
	Mínimo	Máximo	Máximo	Máximo	Máximo	Máximo	Máximo	Máximo
Maya	21.0	3.6	0.5	6.5	50.0	270	10.6	0.28
Istmo	32.0	1.6	0.5	6.5	50.0	50	1.2	0.21
Olmeca	38.0	0.95	0.5	6.5	50.0	9	0.58	0.10
Naranjos	26.0	3.0	0.5	6.5	50.0	121	10.60	0.36
Álamo	24.0	3.2	0.5	6.5	50.0	161	13.05	0.15
Muro	18.5	4.0	0.5	6.5	50.0	289	18.46	0.13
Horcón	22.0	3.2	0.5	6.5	50.0	211	15.54	0.19
Marfo								
Antares	25.0	3.0	0.5	6.5	50.0	157	14.76	0.27
Pozoleo	29.0	2.0	0.5	6.5	50.0	52	2.95	0.26
Papalopan	41.0	2.0	0.5	6.5	50.0	33	4.59	0.07
Arenque	32.0	2.5	0.5	6.5	50.0	79	6.52	0.18
Tamaulipas								
Altamira	17.5	5.5	0.5	6.5	50.0	211	17.73	0.41
Panuco								
Cacalilao	11.9	5.5	0.5	6.5	50.0	318	12.45	0.03

La materia prima (crudo) del oleoducto debe contar con ciertas especificaciones de calidad, esta información se muestra en la tabla 5.2 mostrando los diferentes tipos de crudo con sus respectivas características.

En esta tabla 5.3, se muestra que acciones correctivas se deben realizar en caso dado de sobrepasar las especificaciones de los parámetros de control.

Tabla 5.3. Agua de Lavado en Desaladora (10).

Variable	Parámetro de control	Especificación de control	Consecuencias	Acciones correctivas
Agua de lavado a Desaladoras	Cloruros Dureza (CaCO ₃) Nitrógeno Amoniacal H ₂ S pH	0 ppm < 250ppm 0 ppm 0 ppm 6.5 a 8.5	Deficiente desalado, incremento de corrosión corriente arriba.	Clasificar como Tarea Critica. Dosificar agua de lavado, f(Contaminantes). Hacer análisis (2/mes).
Agua desflemada	Flujo.	3 a 6%w, f(carga de crudo)	-Mayor a 6%. Alto nivel en desaladora, corto circuito, deficiencia de desalado. -Menor a 3% Deficiencia de desalado	Clasificar como Equipo y Tarea Críticos. Dosificar la cantidad de agua de lavado dentro del rango indicado.
Agua de lavado a desaladoras	Nivel	40% Máx. 60% Máx.	-Menor a 40%. No se remueven todas las sales -Mayor a 60%. Corto circuito Sin desalar Corrosión en forma exponencial, corriente adelante.	Clasificar como equipo y tarea Críticos. Mantener el nivel de las desaladoras en el rango establecido. Hacer análisis (2/mes).

Capítulo 6

6 Conclusiones y Alternativas.

6.1 Conclusiones.

De acuerdo con los objetivos planteados, los datos obtenidos y el análisis derivado de esta investigación, se puede concluir lo siguiente:

- a) Parte de las desviaciones en la operación en la sección de desalado de las plantas de destilación atmosférica primaria se debe a que no se tienen completamente identificadas las variables críticas de esta sección.
- b) La aplicación de los procedimientos indicados en los manuales de operación y los manuales que los centros de trabajo han establecido para llevar a cabo la operación de esta instalación no se llevan a cabo al 100%.
- c) Se han observado incumplimientos en las actividades de mantenimiento, lo cual también repercute en la operación eficiente de esta sección.
- d) En el caso de los muestreos para el monitoreo de las variables críticas, también presentan desviaciones, ya que se menciona que en muchas ocasiones no se toman las muestras de los productos y/o subproductos debido a que no se cuenta con los reactivos necesarios para llevar a cabo las determinaciones.
- e) De la misma forma los rangos indicados en el SICOLAB, algunos no son coincidentes con lo que establecen las normas, códigos y estándares nacionales e internacionales.
- f) La capacitación del personal no se ha completado en todos los aspectos.

Considerando que todo el grupo de trabajo requiere conocer los puntos importantes de la operación de las desaladoras (operación: niveles, presiones, temperaturas; mantenimiento: rendimientos de los transformadores, verificar la integridad de los sistemas de detección de niveles en las desaladoras para

evitar daños a las parrillas, entre otros; inspección: como apoyo en la operación de las desaladoras y en la vigilancia de la integridad mecánica).

6.2 Alternativas

El desalado involucra tres etapas:

- a) Inyección de agua dulce para formar una emulsión que permita a su vez la difusión de las sales inorgánicas del crudo hacia el agua.
- b) Aumento del diámetro de las gotas de agua, las cuales están cargadas de sales, mediante electrocoalescencia en un campo eléctrico.
- c) Separación por gravedad del agua y el crudo (separación).

Una desaladora electrostática está diseñada para lograr la coalescencia necesaria utilizando la polaridad de las burbujas, por lo tanto, en los cursos de capacitación se debe incluir la comunicación a fondo para la identificación de los parámetros, que se tienen que tomar en cuenta para que la desaladora opere en forma estable.

Se deben comunicar los parámetros y los rangos en los cuales debe operar la desaladora, estas condiciones deben estar soportadas técnicamente y de ser posible consensadas con el licenciador. De la misma forma pueden ser referidas a los códigos aplicables como American Petroleum Institute (API).

Otros sistemas como PSM (Process Safety Management) son vitales para apoyar una inspección rigurosa y un programa de integridad mecánica con el fin de predecir / evitar / prevenir daños a los equipos. Tres elementos clave de los programas de apoyo PSM incluyen (15):

-
- a) El establecimiento, implementación y mantenimiento de ventanas operativas de integridad (VOI).
 - b) Una transferencia efectiva de conocimientos acerca de la unidad específica de VOI a todo el personal involucrado.
 - c) Un programa de MOC (Management of Change) eficaz para identificar cualquier cambio en el proceso.

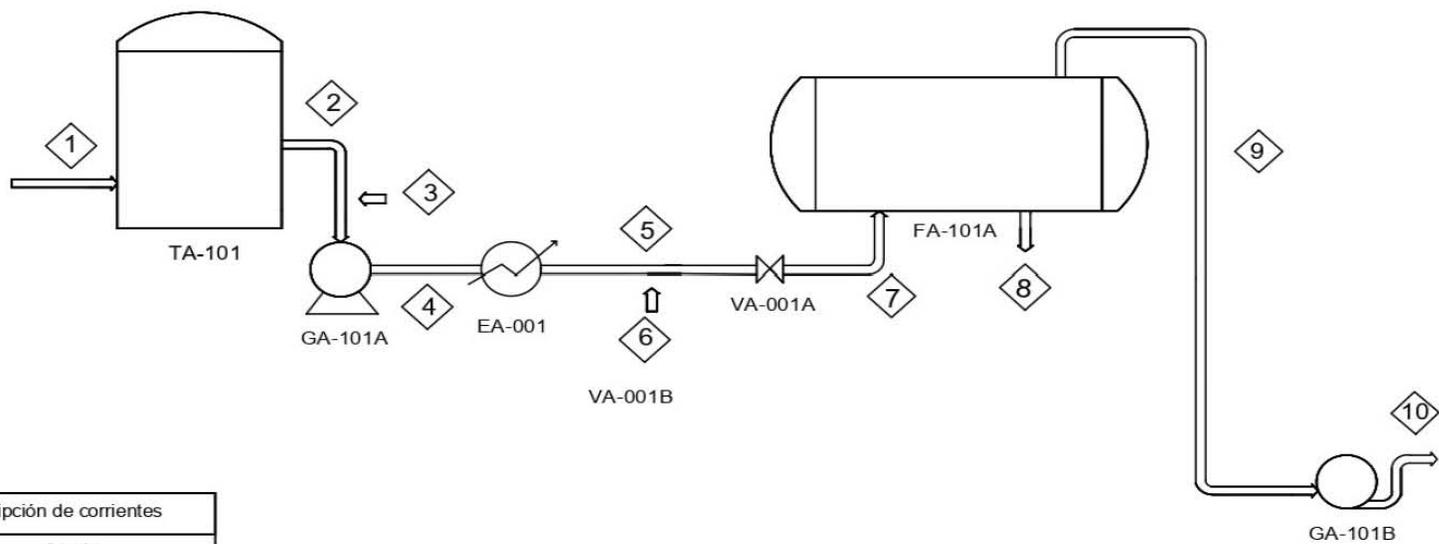
Es recomendable un listado de parámetros para el potencial de la VOI para una unidad de destilación de crudo (15):

- a) Límites de TAN (Total Acid Number) en alimentación de crudo y cortes.
- b) Sal / contenido de cloruro en corrientes de alimentación.
- c) Cont. de sedimentos de corrientes de alimentación y desalado de crudo.
- d) Cont. de agua en la alimentación y en las diferentes etapas del proceso.
- e) pH, O₂ y NH₃ y contenido de agua de la desaladora.
- f) Eficiencia de las desaladoras, temperatura de operación y el contenido de sal a la descarga.
- g) Temperatura en el domo de la columna de destilación y las agotadoras.
- h) Hierro, sulfatos, cloruros, amoníaco y aminas.
- i) La entrada de oxígeno en sistemas de vacío.

Además de los mencionados en el cuerpo de este documento.

Finalmente, se debe establecer y dar cumplimiento a un programa estricto de monitoreo (muestreo) y análisis de cada uno de los parámetros, los cuales deben contar con los mecanismos para mantenerse en rango las variables y en cuanto se observe una desviación en dichos rangos el personal debe contar con los medios y saber qué hacer para retornar las variables a sus rangos de operación.

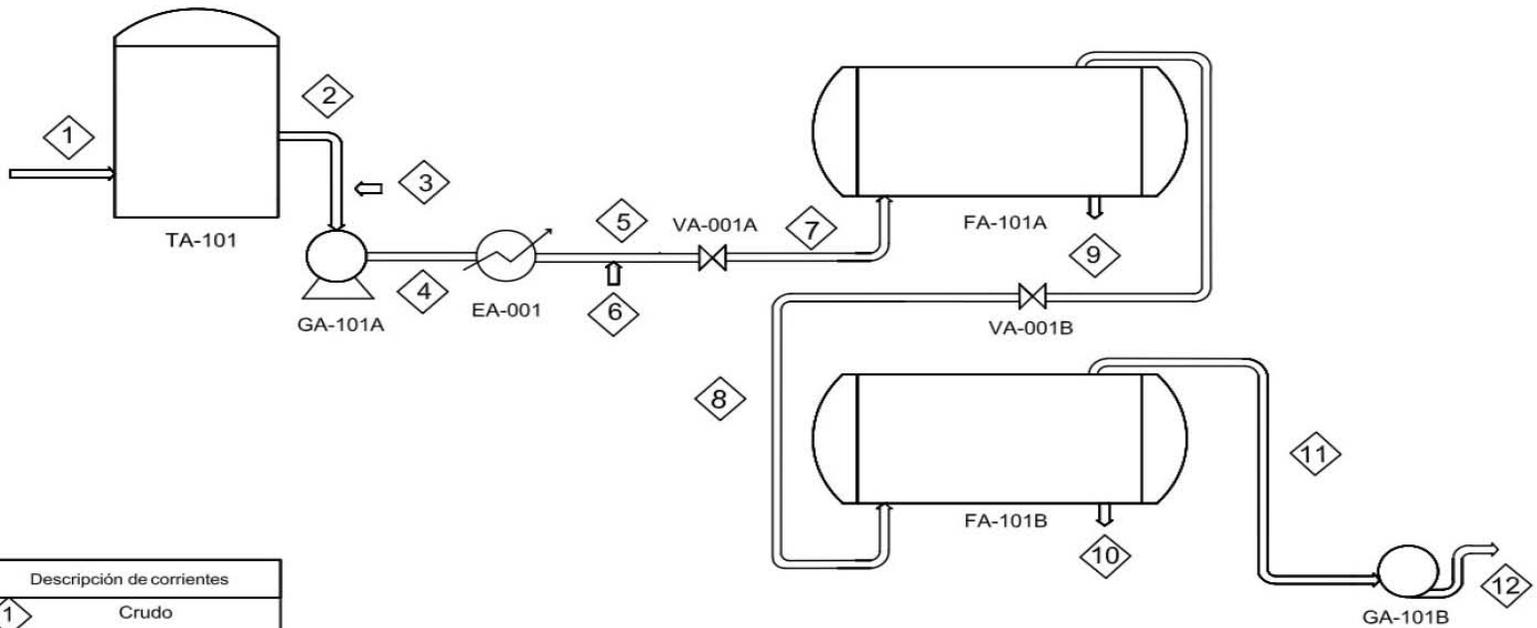
Anexos



Descripción de corrientes	
1	Crudo
2	Crudo para lavado
3	Inyección de desemulsificante
4	Crudo de lavado
5	Crudo precalentado
6	Inyección de agua
7	Crudo mezclado
8	Salmuera
9	Crudo desalado
10	Crudo a despuntadora

Lista de equipo	
Tanque de almacenamiento	TA-101
Bomba centrífuga	GA-101A
Desaladora	FA-101A
Intercambiador de calor	EA-001
Bomba centrífuga	GA-101B
Válvula mezcladora	VA-001A

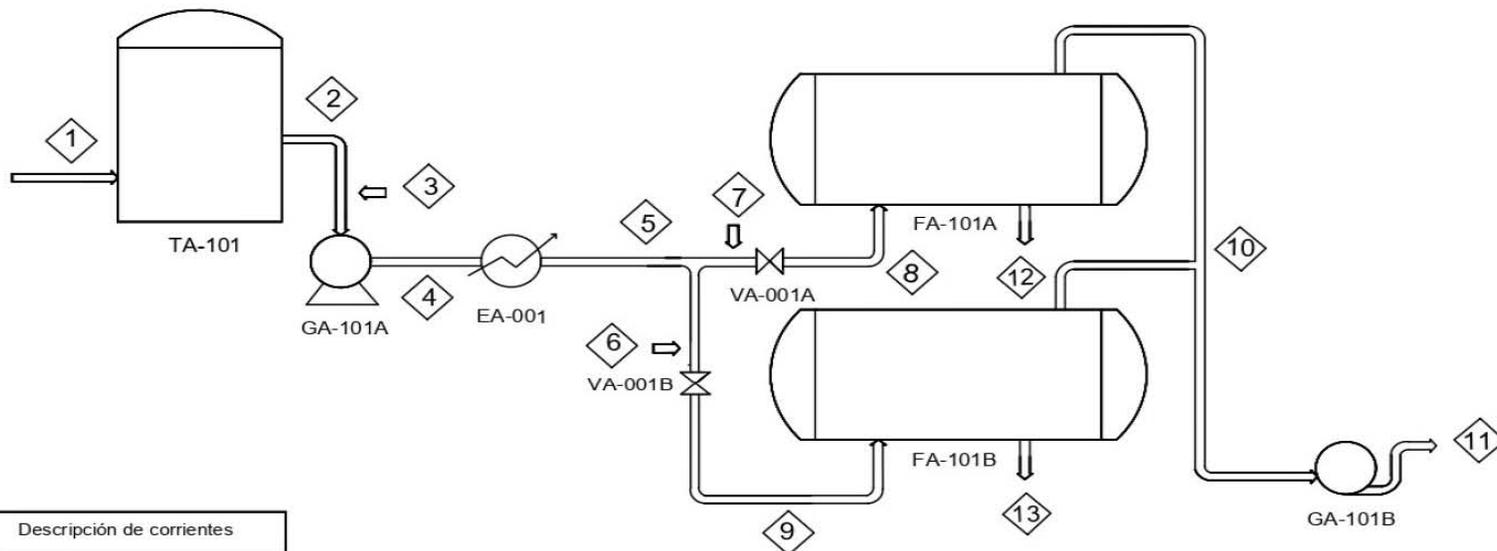
Nombre de la Institución		Nombres		Nombre del plano	
 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química		Alexis Miguel Morales	Elaboró	Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) Sistema de desalado simple	
		Ing. Carlos Álvarez M.	Revisó		
		Ing. Eduardo Clemente O.	Revisó		
		Ing. Juan Andrade H.	Aprobó	Clave del proyecto	
		Fecha	29/05/2018	xxxx-000-2018	



Descripción de corrientes	
1	Crudo
2	Crudo para lavado
3	Inyección de desemulsificante
4	Crudo de lavado
5	Crudo precalentado
6	Inyección de agua de lavado
7	Crudo mezclado
8	1er. Crudo desalado
9	Salmuera
10	Salmuera
11	2do. Crudo desalado
12	Crudo a despuntadora

	Lista de equipo
Tanque de almacenamiento	TA-101
Bomba centrífuga	BA-101A
Desaladora	FA-101A
Desaladora	FA-101B
Bomba centrífuga	BA-101B
Válvula mezcladora	VA-001A
Válvula mezcladora	VA-001B
Intercambiador de calor	EA-001

Nombre de la Institución		Nombres		Nombre del plano
 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química		Alexis Miguel Morales	Elaboró	Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) Sistema de bidesalado en serie
		Ing. Carlos Álvarez M.	Revisó	
		Ing. Eduardo Clemente O.	Revisó	Clave del proyecto
		Ing. Juan Andrade H.	Aprobó	xxxx-002-2018
		Fecha	29/05/2018	



Descripción de corrientes	
1	Crudo
2	Crudo para lavado
3	Inyección de desemulsificante
4	Crudo de lavado
5	Crudo precalentado
6	Inyección de agua
7	Inyección de agua
8	Crudo mezclado
9	Crudo mezclado
10	Crudo desalado
11	Crudo a despuntadora
12	Salmuera
13	Salmuera

Lista de equipo	
Tanque de almacenamiento	TA-101
Bomba centrífuga	GA-101A
Desaladora	FA-101A
Desaladora	FA-101B
Bomba centrífuga	GA-101B
Válvula mezcladora	VA-001A
Válvula mezcladora	VA-001B
Intercambiador de calor	EA-001

Nombre de la Institución	Nombres		Nombre del plano
 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química	Alexis Miguel Morales	Elaboró	Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) Sistema de bidesalado en paralelo
	Ing. Carlos Álvarez M.	Revisó	
	Ing. Eduardo Clemente O.	Revisó	Clave del proyecto
	Ing. Juan Andrade H.	Aprobó	xxxx-001-2018
	Fecha	29/05/2018	

7 Bibliografía

1. **Petróleos Mexicanos (PEMEX)** . Manual de Operación, Planta de destilación combinada.
2. **Secretaría de energía (SENER)**. Sistema de Información Energética (SIE). s.l. : Mayo, 2018.
3. **Petróleos Mexicanos (PEMEX)** . *BDI, Base de Datos Institucional Términos usados en la industria Petrolera*. 2017.
4. **Gutiérrez Ramos J. A., Texas J. Ana**. *Análisis comparativo por cambio del tipo de crudo en un planta combinada*. 2013.
5. **Slager, Shirley Marfisi y Jean Luoís**. ,*Deshidratación de crudo – Principios y Tecnología*,. s.l. : Mayo, 2004.
6. **Karl Kolmetz, Aprilia Jaya, Kolmetz**. *Handbook of process Equipment Design Crude Unit Desalater System*, . s.l. : Noviembre, 2014.
7. **Engineering Standard for Process Design of Crude Oil Electrostatic Desalaters**. s.l. : Mayo, 2011. Vol. Primera edición .
8. [En línea] tesis.uson.mx/digital7tesis7docs/8370/Capitulo6.pdf.
9. **Petroleos Mexicanos**. Prueba hidrostática a tuberías y accesorios. s.l. : Versión 0, Noviembre 2005.
10. **Petróleos Mexicanos (PEMEX)**. Plantas primarias, Corrosión. Presentación;.
11. **ISO-9001/NMX-CC-9011-IMNC-2008** “Sistema de Gestión de Calidad-Requisitos”.
12. **ISO-14001:2004/NMX-SAA-14001-IMNC: 2004** “Sistema de Gestión Ambiental-requisitos con orientación para su uso”.
13. **NMX-SAST-001-IMNC-2008** “Sistemas de Gestión de Seguridad y Saludos en el Trabajo-Requisitos” .
14. **Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, API-571**. s.l. : Abril, 2011. Vol. Segunda Edición.

15. Institute, American Petroleum. *API 584 Integrity Operating Windows*. 2014. First edition.

16. Juan Pereira, Ingrid Velásquez, Ronald Blanco, Meraldo Sánchez, Cesar Pernaite y Carlos Canelón. *Crude oil desalting process*. s.l. : Septiembre , 2015.

17. Society of Petroleum Engineer. [En línea] s (SPE);
http://petrowiki.org/Desalting?.WkPRdN_ia00&rel=2#Desalter.

18. RAE (2018) Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española. [En línea] <http://dle.rae.es/?id=QcFNGvF>.

19. Centro Politécnico del Petróleo. *Curso de certificación de operadores, Desalado*.