

Universidad Nacional de Ingeniería

**PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERIA
DE PETROLEO Y PETROQUIMICA**



TITULACION PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

**“ Corrosión en Sistemas de Tope de Unidades de Destilación
Primaria de Petróleo ”**

—————:o:—————

Trabajo Profesional para optar el Título de:

INGENIERO PETROQUIMICO

—————:o:—————

MAXIMO WALTER CARDENAS ARBIETO

LIMA • PERU • 1983

A mi adorada esposa.

"CONTROL DE CORROSION EN UNIDADES DE DESTILACION PRIMARIA
DE PETROLEO"

	<u>Pág. N°</u>
Introducción.-----	1
<u>Capítulo 1.-</u> Unidades de Destilación Primaria de Pe- tróleo Crudo.-----	3
1.1 Descripción.-----	3
1.2 Equipos Principales.-----	4
1.3 Columna de Fraccionamiento y sus Produc- tos.-----	6
-1.3.1 Productos de Tope.-----	6
-1.3.2 Productos Laterales.-----	7
-1.3.3 Productos de Fondo.-----	7
1.4 Sistema de Tope de una Unidad de Destila- ción Atmosférica de Petróleo Crudo.-----	7
-1.4.1 Función y Equipos Principales.-----	7
-1.4.2 Consideraciones de Diseño.-----	8
-1.4.3 Modelos Típicos de Sistemas de Tope.-----	9
--1.4.3.1 Sistema de Reflujo Frío.-----	9
--1.4.3.2 Sistema de Reflujo Caliente.-----	11
-1.4.4 Protección contra Corrosión en los Siste- mas de Tope.-----	12
--1.4.4.1 Inyección de NH ₃ ó Aminas Neutralizantes.	12
--1.4.4.2 Inyección de Inhibidores de Película a los gases efluentes del tope de la colum- na de Fraccionamiento.-----	13
--1.4.4.3 Otras formas de proteger los equipos.-----	14

/...

		<u>Pág. N°</u>
--1.4.4.4	El desalado del Crudo.....	14
--1.4.4.5	Inyección de Soda Cáustica.-----	15
<u>Capítulo II.-</u>	<u>Control de Corrosión en Sistemas de Tope de Unidades de Destilación Primaria de Petróleo.</u> -----	<u>16</u>
2.1	Variables Químicas.-----	16
-2.1.1	Agentes Corrosivos.-----	17
-2.1.2	Mecanismos del Proceso de Corrosión.----	19
2.2	Variables del Proceso.-----	23
-2.2.1	El Desalado del Petróleo Crudo.-----	24
-2.2.2	Las condiciones de operación.-----	25
2.3	Metalurgia del Sistema.-----	27
<u>Capítulo III.-</u>	<u>Problemas Específicos de Corrosión y su Control en Sistemas de Tope.</u> -----	<u>29</u>
3.1	Breve reseña de las unidades de destilación primaria de la Refinería de Petróleo "La Pampilla".-----	29
3.2	Unidad de Destilación Primaria I (UDP I)	30
-3.2.1	Problemas de Corrosión presentados en el Sistema de Tope de la UDP I.-----	32
-3.3.2	Conclusiones.-----	33
-3.3.3	Recomendaciones y Acciones tomadas.-----	33

//...

3.4	Unidad de Destilación Primaria II (UDP II).-----	37
3.5	Problemas de Corrosión en el Sistema de Tope de la UDP II.-----	39
-3.5.1	Ocurrencias.-----	39
-3.5.2	Conclusiones.-----	40
-3.5.3	Recomendaciones.-----	43
<u>Capítulo IV.- Conclusiones y Recomendaciones.-----</u>		46
4.1	Conclusiones.-----	46
-4.1.1	Problemas de corrosión.....	46
-4.1.2	Forma de presentación de los problemas..	46
-4.1.3	Control de la corrosión.....	46
4.2	Recomendaciones.-----	47
-4.2.1	Variables del Proceso.....	47
-4.2.2	Casos expuestos de la Refinería "La Pam- pilla".....	47
<u>Capítulo V.- A n e x o s .-----</u>		49
	Bibliografía.-----	52

* * * * *

"CONTROL DE CORROSION EN UNIDADES DE DESTILACION PRIMARIA
DE PETROLEO"

INTRODUCCION

El control del fenómeno de corrosión en el Campo Industrial, es fundamental para la prolongación de la vida útil de los equipos, por lo que incide directamente en la economía de éste.

Como no es práctico eliminar la corrosión, el secreto de una Ingeniería efectiva reside en controlar el régimen de corrosión, más que en el prevenirlo.

La prevención de la corrosión es aplicada durante el diseño del proceso, pero el problema de la corrosión empieza cuando la planta entra en operación.

Existen cuatro (4) formas para controlar la corrosión :

- El control de las variables del proceso.*
- La Ingeniería de Diseño*
- La protección*
- La Selección de Materiales*

Todas estas pueden aplicarse simultáneamente o combinando alguna de ellas.

El control de la corrosión en las Unidades de Destilación Primaria de la Refinería "La Pampilla" se orienta sobre el control de las variables del proceso, a protección de los equipos, sobre la Ingeniería de Diseño y la Selección de Materiales, cuando la variación de la calidad del crudo y las condiciones operativas lo exijan.

En el desarrollo del presente trabajo se expone como se controlan las variables del proceso y su correlación con el régimen de corrosión.

El incremento de la demanda de Destilados Medios, obliga a bajar la temperatura del tope de la columna de Fraccionamiento de Crudo, por lo que debe tenerse cuidado de no operar a temperaturas menores del punto de rocío del vapor de agua en los equipos que no están diseñados para operarse en éstas condiciones, en caso contrario se deberá proteger éstos, con la metalurgia adecuada y empleando las técnicas expuestas en este trabajo.

* * * * *

CAPITULO I

1.- Unidades de Destilación Primaria de Petróleo Crudo.-

1.1 - Descripción

Las Unidades de Destilación Primaria (ó Atmosférica) de Petróleo Crudo, sirven para separar el petróleo en distintas fracciones o cortes.

Las fracciones más comunes, en que se separa el petróleo crudo son :

-Gas Licuado de Petróleo (GLP).

-Gasolina Liviana

-N a f t a

-Kerosene

-Diesel

-Gasóleo Atmosférico

-Crudo Reducido

Las fracciones de petróleo, están constituidas por un número no determinado de componentes (Hidrocarburos puros); por esta razón, las fracciones de petróleo no tienen una única temperatura de ebullición, sino un ran

go de ebullición, limitado por el punto inicial y el punto final de ebullición.

1.2 - Equipos Principales

Los principales equipos que conforman una Unidad de Destilación Atmosférica de petróleo crudo son :

- Columna de Fraccionamiento.
- A g o t a d o r e s
- Columna de Estabilización - de Gasolina
- Hornos de Calentamiento.
- Intercambiadores de Calor- (Condensadores, Enfriadores)
- B o m b a s
- Desaladora
- Unidades de Tratamiento

La columna de fraccionamiento es el equipo donde se separa el petróleo crudo en sus diferentes-cortes.

Los agotadores son pequeñas - columnas de despojamiento, que sirven para corregir la calidad de

los productos laterales.

La columna de estabilización de gasolina (Estabilizadora), sirve para separar de la gasolina los componentes livianos, como los butanos y más ligeros para controlar la presión de vapor de ésta.

El horno de calentamiento, se emplea para evaporar parcialmente el petróleo crudo que se alimentará a la fraccionadora.

Los intercambiadores de calor, son equipos que sirven para precalentar la carga y enfriar los productos a niveles térmicos que permitan su manipuleo y trasiego en los respectivos tanques de almacenamiento. Los intercambiadores de calor son distribuidos de tal manera que permitan obtener la máxima recuperación de calor de los productos.

Las bombas impulsan los fluidos, a través de las redes de tuberías que interconectan los distintos equipos de la Unidad de Destilación Primaria. (o Atmosférica).

La desaladora es un equipo empleado para retirar del petróleo crudo las impurezas que contiene, tales como sales inorgánicas y sedimentos.

Las unidades de tratamiento son conjuntos de equipos que permiten purificar los productos a niveles especificados por las entidades rectoras de la calidad de los derivados del petróleo, en nuestro caso, el ITINTEC.

1.3 - Columna de Fraccionamiento y sus Productos

La columna de fraccionamiento, es una torre de Destilación que contiene platos perforados, con copas de burbujeo y platos de extracción de productos laterales, la que aprovechando los distintos rangos de ebullición de las fracciones de petróleo, permite la separación de éstos.

Los productos obtenidos de una columna de fraccionamiento de petróleo son :

1.3.1 - Productos de Tope

-Gases Incondensables (H_2S , C_1 , C_2).

-Gasolina No Estabilizada.

-Vapor de Agua - (proveniente del vapor inyectado en el fondo de la columna y en los agotadores).

1.3.2 - Productos Laterales

-N a f t a

-Kerosene

-Diesel

-Gasóleo Atmosférico (AGO).

1.3.3 - Productos de Fondo

-Crudo Reducido.

1.4 - Sistema de Tope de una Unidad de Destilación Atmosférica de Petróleo Crudo.

1.4.1 - Función y Equipos Principales

El sistema de tope de las unidades de Destilación de petróleo crudo, es el conjunto de equipos que permiten la separación física de los productos de cabeza de crudo, como son : los gases incondensables, gasolina incondensables, gasolina no estabilizada y agua.

El sistema de tope consta de los siguientes equipos :

- Intercambiadores de calor.
- Recipientes acumuladores.
- Bombas
- Instrumentos de Control. (Ver Diagrama N° 1 y 2).

1.4.2 - Consideraciones de Diseño

Los sistemas de tope de las columnas de fraccionamiento son diseñados considerando :

- Las variables del proceso.
- La metalurgia
- La protección.

a) - Las variables del Proceso, quedan determinadas por la calidad del producto principal a obtener (gasolina ligera o pesada).

b) - La metalurgia a emplearse en la fabricación de los equipos, quedará definida por las variables del proceso y los contaminantes de la materia prima (agentes corrosivos).

c) - La protección de los equipos durante las corridas operacionales depende de los agentes corrosivos, las variables del proceso y el tipo de metalurgia a proteger.

1.4.3 - Modelos Típicos de Sistemas de Tope.

En la industria de la Refinación del Petróleo, se tienen dos modelos típicos en los sistemas de tope de las columnas de fraccionamiento primario:

-Sistemas de Reflujo Frío
(Diagrama N° 1).

-Sistemas de Reflujo Caliente
(Diagrama N° 2).

1.4.3.1 - Sistema de Reflujo Frío

El sistema de reflujo frío, cuenta con una sola sección de condensación y separación de productos.

Los vapores provenientes del domo de la columna de fraccionamiento, pasan a un condensador y luego a un acumulador, donde se separan los siguientes productos:

-Los gases incondensables que son enviados a un quemador de campo ó a la red de gas combustible, a través de una válvula de control que gobierna la presión de todo el sistema.

-La gasolina, una parte de ella es empleada como reflujo frío al domo de la columna de fraccionamiento y la otra parte es enviada como gasolina de producción a la columna estabilizadora.

-El agua condensada, se separa de la gasolina en la "pierna" del acumulador, una parte es reciclada a un punto inmediato anterior al condensador de tope como agua de lavado y la otra parte es drenada a la red de desagües o como en algunos casos es enviada al sistema de alimentación de agua a la desaladora de petróleo crudo.

El sistema opera entre 180° y 220 °F como temperatura de tope de la fraccionadora y 120°F como temperatura del recipiente acumulador de productos, a una presión que puede variar entre 12 y 16 PSIG.

El producto principal es gasolina liviana, con un rango de ebullición entre 86 °F y 240 °F.

1.4.3.2 - Sistema de Reflujo Caliente

El sistema de reflujo caliente cuenta con dos secciones de condensación. La primera sección de condensación del reflujo caliente de gasolina y la segunda sección, de condensación de gasolina de producción y del vapor de agua.

En la primera sección, los vapores provenientes del domo de la fraccionadora, son condensados parcialmente y enviados a un acumulador donde se separa la fase líquida de la gaseosa.

Toda la gaseosa condensada, es enviada como reflujo caliente al tope de la fraccionadora.

En la segunda sección, los vapores efluentes del acumulador de reflujo, son condensados, en fríados y enviados a un segundo acumulador donde se separan los siguientes productos :

-Los gases incondensables que son enviados a un quemador de campo o a la red de gas combustible a través de una válvula de control, que gobierna la presión del sistema.

-La gasolina de producción es derivada a la columna estabilizadora.

-El agua condensada se separa de la gasolina en la "pierna" del acumulador y una parte es reciclada a un punto inmediato anterior al primer y segundo condensador como agua de lavado, la otra parte es drenada a la red de desagües, o como en algunos casos, es enviada al sistema de alimentación de agua a la desaladora.

1.4.4 - Protección contra Corrosión en los Sistemas de Tope

Para proteger de la corrosión a los sistemas de tope, se emplean las siguientes técnicas que son de aplicación simultánea :

1.4.4.1 - Inyección de NH₃ ó Aminas Neutralizantes

A los gases efluentes del tope de la columna de fraccionamiento, para neutralizar la acción corrosiva de HCL en los puntos o zonas donde por las condiciones del proceso condense el vapor de agua.

En ambos casos, donde se inyecta Amoniaco ó Aminas, es necesario mantener una recirculación de agua de lavado (que puede ser el agua condensada de la corriente de tope y colectada en la pierna del acumulador).

El agua de lavado debe inyectarse en un punto inmediato anterior al ingreso de los gases al condensador de tope.

El agua de lavado sirve para disolver el $CLNH_4$ Sólido, que se forma por la reacción del HCl y el NH_3 (en fase gaseosa). El $CLNH_4$ Sólido, es altamente corrosivo y ataca severamente al acero, al carbono.

1.4.4.2 - Inyección de Inhibidores de Pe
lícula a los gases efluentes -
del tope de la columna de frac
cionamiento

Estas sustancias altamente Hidrofóbicas, forman una película en la superficie de los equipos - aislándola del ambiente corrosivo.

1.4.4.3 - Otras formas de proteger los equipos de la corrosión, son consideradas por los diseñadores, pero en otras partes del proceso tal como en el "tren" de precalentamiento del petróleo crudo donde se efectúa :

- a) - El desalado del crudo
- b) - La inyección de Soda Caústica

1.4.4.4 - El desalado del Crudo, permite reducir el contenido de sal y agua en el petróleo crudo al más bajo nivel posible. El petróleo crudo es mezclado con agua (6 % - 3 % v) a una temperatura entre 250 - 300 °F - El agua disuelve los cristales de sal o diluye la salmuera que se encuentra diseminada en el petróleo crudo.

El agua es separada del petróleo crudo en la desaladora, empleando un campo electrostático.

El petróleo crudo efluente de una desaladora debe contener un Max. de 3 - 5 PTB, aunque equipos más modernos permiten desalar hasta 1 PTB.

1.4.4.5 - Inyección de Soda Cáustica

La Soda Cáustica se inyecta al crudo, en el tren de precalentamiento, inmediatamente después de la Desaladora.

La Soda se inyecta con la finalidad de controlar la concentración de cloruros en el agua del acumulador de tope (segundo acumulador, en el caso de sistemas con reflujos calientes).

CAPITULO II

2.- Control de Corrosión en Sistemas de Tope de Unidades de Destilación Primaria de Petróleo

Los parámetros para el control del régimen de corrosión en las columnas de Destilación Primaria de petróleo crudo, se pueden clasificar en tres grupos :

- Variables Químicas
- Variables del Proceso
- Metalurgia del Sistema

2.1.- Variables Químicas

El petróleo crudo es una mezcla compleja de sustancias orgánicas (inorgánicas en muy poca proporción como contaminantes).

La corrosividad de un petróleo crudo depende de su contenido de ácidos orgánicos, sulfídrico, mercaptanos y de sales de cloro (cloruros).

2.1.1 - Agentes Corrosivos

La corrosión por ácidos orgánicos (nafténicos), se produce entre 450 °F - 600 °F, - reduciéndose temperaturas mayores.

Las zonas más propensas a ser atacadas son : los tubos de hornos, la zona de evaporación y la zona próxima a los platos de extracción del kerosene y petróleos.

La corrosión por ácido sulfhídrico y mercaptanos, es peligrosa a temperaturas entre 600 ° 750 °F, ya que éstos reaccionan con el hierro.

Estas formas de corrosión se controlan con una metalurgia apropiada .

A bajas temperaturas como el caso del (Sistema de Tope), altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno, permite operaciones a bajos pH, mientras que a bajas concentraciones de sulfuro de hidrógeno, se requiere de una más eficiente remoción de cloruros.

En la práctica, esto quiere decir que los crudos dulces necesitan un desalado más completo.

Otros agentes corrosivos importantes son : el agua, el cloruro de hidrógeno y el oxígeno.

El agua proviene del vapor inyectado en la fraccionadora para mejorar el grado de fraccionamiento y también de la incompleta deshidratación del petróleo crudo desalado.

El ácido clorhídrico se forma por la hidrólisis de las sales de cloro que trae el crudo y que no son removidas en la desaladora.

El ácido clorhídrico atraviesa toda la columna de fraccionamiento, saliendo de ésta, con los productos de tope.

El HCl no es corrosivo en fase gaseosa, siempre y cuando no exista agua en fase líquida. En las zonas donde se condensa el vapor de agua, pequeñas

cantidades de agua líquida pueden contener grandes cantidades de HCl, debido a la hidrolización del ácido, ocasionando una severa corrosión, la que es fuertemente acelerada en presencia del H₂S- (a bajas concentraciones).

El oxígeno acelera - la corrosión en presencia de H₂S, haciéndola cuatro veces más - severa. El oxígeno origina la formación del FeCl₃ como produc- to de corrosión.

Entre las principa-- les fuentes de ingreso del oxígeno al sistema se tiene : el a- gua de lavado (Agua de Enfriamiento), empleado en la desala- dora, el mismo petróleo crudo y en algunos casos el vapor de des- pojamiento empleado en la columna de fraccionamiento.

2.1.2 - Mecanismos del Proce- so de Corrosión

a) Formación del Acido Clor- hídrico

El ácido clorhídrico (HCl) se forma por hidrólisis de las sales arrastradas por el - crudo en el tren de precalentamiento y en los hornos.

En esta etapa el mecanismo de corrosión es el siguiente :



Mientras mayor sea la temperatura, mayor cantidad de sal será hidrolizada.

Las temperaturas a las que se produce la hidrólisis de estas sales son :

$Cl_2 \quad Mg$	240 °F
$Cl_2 \quad Ca$	400 ° - 450 °F
$Cl \quad Na$	1000 °F

Debido a las condiciones de operación de las Unidades de Destilación Primaria de Petróleo (670 - 700 °F Máxima Temperatura del proceso a la salida de los hornos), la sal de cloruro de sodio ($ClNa$) no se hidroliza, Esta sale de la fraccionadora con el producto de fondos, junto con las sales hidrolizadas de Calcio y Magnesio.

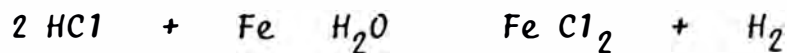
b) Acción Corrosiva del HCl -
en el Sistema de Tope

En los sistemas de tope y cerca del punto de rocío del vapor de agua, se tiene :

-El HCl se disuelve en el agua dándole un bajo pH.



-El HCl reacciona con el metal desprendiendo Hidrógeno.



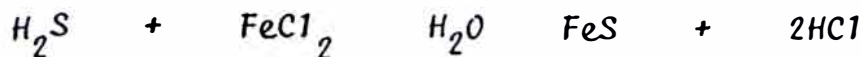
c) Acción Corrosiva del Acido
Sulfhídrico (H₂S)

El H₂S ataca al metal formando Sulfuro de Hierro (FeS) sólido, el que se deposita sobre el metal atacado, formando una película protectora.

El H₂S es corrosivo cuando se disuelve en agua, su solubilidad, aumenta a menor temperatura y a mayor pH.



Con los productos de corrosión reacciona según :



Esta última reacción regenera el HCl, razón por la cual, la agresividad del HCl es mayor en presencia del H₂S (a bajas concentraciones). Ver Gráfico N° 1.

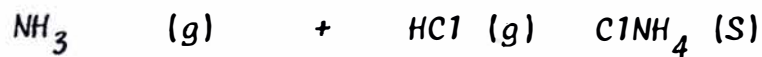
Los sulfuros metálicos (FeS) son estabilizadores de las emulsiones, lo cual aumenta la cantidad de agua arrastrada en las corrientes de Hidrocarburos cuando la concentración de

H₂S 50 ppm. y el pH 6.0

se encuentra más hierro en el hidrocarburo que en el agua.

d) Acción Corrosiva del Cloruro de Amonio (ClNH₄)

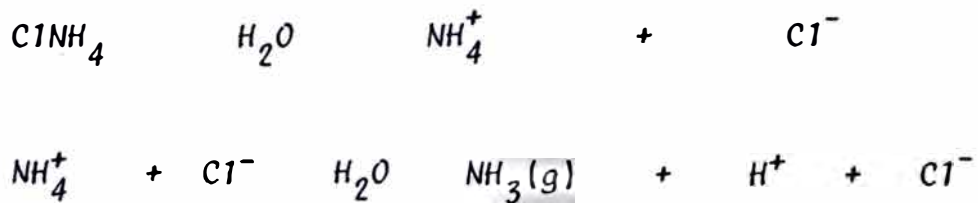
El Anoníaco (NH₃) inyectado en la corriente gaseosa que sale por el tope de la columna de fraccionamiento, reacciona con el HCl en fase gaseosa según:



Base
Débil

Acido
Fuerte

El Cloruro de Amonio sólido es altamente higroscópico, es decir, tiene una fuerte tendencia a absorber agua del ambiente que lo rodea, aún a temperaturas por encima del punto de rocío del vapor de agua, produciendo la siguiente reacción a las condiciones del sistema de tope :



Regenerándose de esta manera el HCl que atacará al Fierro, de acuerdo con las reacciones indicadas anteriormente.

Por esta razón el ClNH_4 sólido es altamente corrosivo, siendo necesario lavar estos sólidos con agua que se inyecta en un punto inmediato anterior a la entrada de los condensadores de tope.

2.2 - Variables del Proceso -

Las variables químicas , pueden ser modificadas por las condiciones de operación.

2.2.1 - El Desalado del Petróleo Crudo

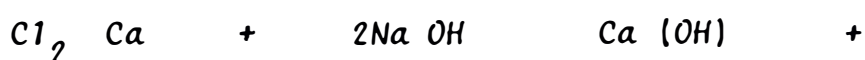
Es determinante en la agresividad del medio corrosivo en el sistema de tope, ya que de la eficiencia del desalado que se alcance, dependerá la cantidad de HCl que se genere en el proceso de Destilación del Petróleo Crudo.

La severidad de la operación de Desalado, dependerá de la eficiencia de emulsificación del agua en el aceite, del tiempo de contacto, y mayormente del grado de desemulsificación que se consiga al separar el agua del aceite, ésta deberá ser tan completa como sea posible.

Las sales remanentes en el petróleo crudo desalado, pueden desplazarse a Cloruro de Sodio (ClNa), que como ya dijimos, no se hidroliza a las condiciones de operación del proceso de Destilación del Petróleo Crudo.

Este desplazamiento de las sales de Calcio y Magnesio hacia sales de Sodio, se consigue adicionando Hidróxido de Sodio (NaOH) al petróleo crudo en un punto inmediato después de la Desaladora (240 ° 300 °F).

Las reacciones químicas se producen según el siguiente mecanismo :



El régimen de inyección de soda, debe controlarse de tal manera de no exceder del 50 % del número de acidéz del petróleo crudo, con la finalidad de asegurar la reacción cáustica y minimizar la fragilización cáustica de los aceros con el que están contruídos los equipos, debido a la acción del álcali libre.

Un buen índice, es regular la dosificación de la inyección de soda, manteniendo una concentración de Cloruros en el agua condensada del tope entre 40 50 PPM.

2Na Cl

2.2.2 - Las condiciones de o- peración , del siste-

ma de tope de las columnas de fraccionamiento, deben de regularse de tal manera que no se permita la condensación del vapor de agua, en las partes del equipo donde no están protegidos química o meta-lúrgicamente de la acción corrosiva del HCl, ya que este se hidro

lizará, ahí donde se genere la primera gota de agua (punto de rocío del vapor de agua).

Las variables que gobiernan el punto de rocío del vapor de agua - son : La Temperatura, La Presión Total del Sistema y La Presión Parcial del Vapor de Agua. Esta última puede ser controlada con el régimen de inyección de vapor de agua empleado para el despojamiento y el caudal de reflujo de gasolina al tope de la columna.

El efecto del agua de lavado, en el sistema de tope de las torres de fraccionamiento de petróleo debido a la recirculación de agua - del acumulador hacia la línea de vapores del tope, desplaza la zona de condensación dentro de la línea de transferencia y origina la condensación simultánea del HCl y/o del C_1NH_4 junto con una mayor cantidad de agua. En el caso del HCl, esto causa una dilución y desde aquí un cambio ascendente del pH, en el caso del C_1NH_4 , esto previene su deposición como sólido.

Cuando se neutraliza el sistema de tope con Amoníaco (o Aminas) y se emplea paralelamente el agua de lavado en presencia de H_2S , se producirá una tenue corrosión que puede ser mitigada empleando inhibidores de corrosión.

2.3 - Metalurgia del Sistema -

La metalurgia de las torres de fraccionamiento de crudo y de los sistemas de tope, pueden calificarse como complejas.

a) - La zona de fondos de la columna es usualmente enchapada con aceros inoxidable que contienen entre 11 y 13 % de Cromo. Estas aleaciones se emplean por su alta resistencia al ataque del H_2S alrededor de los $500^{\circ}F$.

b) - Los problemas de corrosión en las zonas de los cortes laterales, son producidos por la acción del ácido Nafténico, esto puede controlarse empleando aceros inoxidable del tipo 316.

La corrosión en los sistemas de fondos de la columna de fraccionamiento y en los hornos, no pueden controlarse con inhibidores; por esta razón se recurre a la metalurgia.

c) - Si el tope de la columna de fraccionamiento opera a temperaturas cercanas al punto de rocío del vapor de agua, puede emplearse acero al carbono, sin embargo, la zona del tope de la mayoría de las torres están enchapadas con Monel, e inclusive tienen platos de Monel en esta sección.

La línea de transferencia del sistema de tope, es generalmente de acero al carbono con una alta tolerancia de corrosión.

Los tubos de los intercambiadores de calor del tope, pueden ser de acero al carbono, MONEL, ADMIRALTY ó 70/30 Cu Ni.

Sin embargo, el acero al carbono no es adecuado por su poca resistencia al ataque del H_2S a bajos pH. Si el punto de rocío al vapor de agua se ubica en primer intercambiador y no hay depósitos de $ClNH_4$, se puede emplear acero al carbono. El Admiralty y el Monel son resistentes al ataque del H_2S a bajos pH, pero ambas aleaciones son corroídas a altos pH. Por esto, cuando se emplea NH_3 , no se debe exceder de pH mayores que 7.

Las aleaciones de Cobre son rápidamente corroídas bajo condiciones alcalinas (pH 8.0), muy particularmente en presencia de pequeñas cantidades de oxígeno.

Muchas Refinerías prefieren tener los intercambiadores de tope de acero al carbono, manteniendo la inyección de Amoníaco con pH entre 6 - 7, inyectando inhibidores y manteniendo la recirculación de agua de lavado.

CAPITULO III

3.- Problemas Específicos de Corrosión y su Control en Sistemas de Tope

3.1 - Breve reseña de las unidades - de destilación primaria de la Refinería de Petróleo "La Pampilla"

La Refinería de Petróleo " La Pampilla" de 100 MBPD de capacidad, de propiedad del ente Estatal PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A., está ubicada en el Distrito de Ventanilla, de la Provincia Constitucional del Callao.

Fué puesta en marcha en el año 1967, diseñada y construída por la Compañía Japonesa " Japan-Gasoline Co. " , con una capacidad inicial de refinación de 20 MBPD y licencias de Universal Oil Products (U.O.P.) para sus procesos de Craqueo Catalítico Fluido, Reformación Catalítica y Tratamiento Merox para Gasolina Primaria y de Craqueo, así como también para Kerosene.

La Refinería "La Pampilla" fué ampliada en su Unidad de Destilación Primaria de Crudo de 20 a 30 MBPD en 1971 y posteriormente a 35 MBPD en 1973, siendo actualmente denominada como Unidad de Destilación Primaria (UDPI).

En 1977, se puso en marcha una nueva Unidad de Destilación Primaria de 65 MBPD (UDPI), diseñada y construída por la firma francesa "TECHNIP", esta nueva Unidad incrementó la capacidad total de refinación a 100 MBPD.

3.2 - Unidad de Destilación Primaria I (UDP I)

El sistema de tope de la Unidad de Destilación Primaria I (UDP I), es del tipo convencional, es decir, tiene una sola etapa de condensación. Ver Diagrama N° 1.

Las condiciones de operación iniciales de diseño y las modificaciones se indican en el Cuadro N° 1.

El sistema de tope es tá protegido contra la corrosión mediante

- Inyección de Amoniaco en los gases efluentes del tope de la columna de fraccionamiento.
- Inyección de inhibidor de película en un punto adyacente y posterior a la inyección de Amoniaco.
- Recirculación del condensado de agua, desde la "pierna" del acumulador de gasolina, hacia un punto inmediato anterior al ingreso de los gases al condensador de tope.
- Metalúrgicamente, el sistema está protegido por :
 - a) - Enchape interior de Monel (2 mm. de espesor) del casco de la torre, desde el tope hasta el plato N° 8.
 - b) - Platos de Monel desde el N° 1 (tope) al N° 8.
 - c) - El condensador atmosférico de tope está compuesto de seis - cuerpos, cuatro de los cuales tienen tubos de Monel y los dos restantes (ampliación a 30 MBPD) son de acero al carbono.
- Las sales contaminantes del petróleo crudo son retiradas de este, en una desaladora electrostática, ubicada en el "tren" de pre calentamiento del crudo.

3.2.1 - Problemas de Corrosión
presentados en el Sis-
tema de Tope de la UDP
I.

-Ocurrencias-

Entre los años 1972 y 1973, se presentaron serios problemas de corrosión en la parte superior de la columna de Destilación, habiéndose producido la perforación del casco en tres oportunidades.

En este mismo período, y hacia adelante, se han producido perforaciones de los tubos de los condensadores de tope de acero al carbono.

Durante el año 1974, se produjeron perforaciones en los codos de las líneas de distribución de la corriente de gases efluentes del tope, antes de ingresar a los condensadores.

Actualmente existe un régimen de corrosión moderado, sin embargo, persiste una corrosión agresiva en los tubos de los condensadores de acero al carbono.

3.3.2 - Conclusiones

La corrosión en la parte superior de la columna de fraccionamiento, fué debido al ataque del HCl en solución acuosa, por la condensación del vapor de agua en esta zona, ocasionada por las condiciones de operación establecidas. Ver Cuadro N° 2.

La corrosión de los tubos condensadores de acero al carbono, es producido por el ataque del Cloruro de Amonio Sólido, causado por la insuficiente cantidad de agua de recirculación, que no alcanza a lavar toda la Sal de Amonio depositada en los tubos (zona vecina al ingreso).

La corrosión en la línea de tope, principalmente en los cambios de dirección (codos) es del tipo Erosión-Corrosión, causada por la alta velocidad del fluido y la agresión corrosiva del medio, que remueve la capa protectora de sulfuro de fierro y la película del inhibidor "fílmico".

3.3.3 - Recomendaciones y Acciones tomadas (*)

a) - Para contrarrestar el ataque corrosivo del ácido clorhídrico en la zona superior de -

la columna de destilación, se recomendó

- Modificar las condiciones de operación, de tal manera de no favorecer la condensación del vapor de agua en esta zona.
- Ampliar el enchape de Monel (3 MM de espesor) desde el plato N° 1, hasta el plato N° 8.
- Cambiar los platos de acero al carbono (del N° 2 al N° 6), por platos de Monel.

b) - Para mitigar el ataque del cloruro de amonio sólido en los tubos de los condensadores de acero al carbono, se recomendó :

- Aumentar el régimen de recirculación de agua a caudales mayores de 700 B/D (6 - 8 % V del caudal de tope)
- Aumentar el régimen de inyección de inhibidor filmico de 3 a 7 KG/MB (caudal total de tope), de acuerdo con la concentración de H_2S de la fase gaseosa del acumulador de gasolina, según

(*) Seminario de: Corrosión Petroperú

(1975) E. Barreda y E. Novoa

H_2S en la Fase Gaseosa del Acumulador de Gasolina.	Sal que Ingresa a la Fraccionadora.	Inhibidor Fílmico
Granos / 100 pies ³	LB / D	LB / D
20	100	6.7
20	100	7.0
20	100	7.0
20	100	7.0

-Regular la dosificación del amoniaco, de tal manera de controlar el pH del agua condensada de la pierna del acumulador de gasolina, de acuerdo al contenido de H_2S de la fase gaseosa de este acumulador, según :

H_2S en el gas del acumulador de gasolina	pH del agua del acumulador de gasolina
Granos / 100 pie ³	
20	6.5
20	7.5

c) - Para controlar la erosión - corrosión en los cambios de dirección de la línea de tope, se recomendó el cambio de las tuberías de entrada a los cuerpos del condensador de tope por otras de mayor diámetro y mayor espesor (6" Ø cédula 40 por 8" Ø cédula 80).

d) - Para disminuir - significativamente el ingreso de sal a la fraccionadora se recomendó acelerar el proyecto de instalación de una desaladora adicional, para desalar el 100 % del crudo procesado.

Luego de la aplicación e implementación de las recomendaciones indicadas, actualmente se tiene un grado de corrosión aceptable en el sistema de tope, sin embargo, persiste una corrosión agresiva en los tubos de los cuerpos del condensador que son de acero al carbono.

Este problema se reducirá significativamente, disminuyendo la alta concentración de cloruros en el agua del acumulador de gasolina , que es de 400 - 800 ppm. a nivel de 40 - 60 ppm., con la inyección de hidróxido de sodio, después de la desaladora en un rate estimado de 0.5 LB de soda (3° Ba') por cada LB/MB de sal en el crudo desalado, asimismo, se cambiarán los cuerpos del condensador, que tienen tubos de acero al carbono por otros de tubos de -

Monel, material que ha dado excelentes resultados, puesto que en ninguno de los otros cuerpos, luego de quince años de servicio, no se ha presentado falla.

3.4 - Unidad de Destilación Primaria - ria II (UDP II)

El sistema de tope de la unidad de destilación primaria II (UDP II), es del tipo de "Reflujo caliente", por lo tanto posee dos secciones de condensación, según lo descrito anteriormente en el párrafo 1.4.3.2. Ver Diagrama N° 2.

Las condiciones de operación de diseño, y las establecidas actualmente, se indican en el Cuadro N° 3.

El sistema de tope es tá protegido contra la corrosión mediante :

-Inyección de Amoníaco en los gases efluentes del tope de la columna de fraccionamiento (Primera Sección).

-Inyección de inhibidor de película en dos puntos :

a) - En un punto inmediato y posterior al punto de inyección de amoniaco (Primera Sección).

b) - En un punto inmediato a la salida de los gases efluentes del acumulador del reflujo de gasolina (Segunda Sección).

-Recuperación del agua condensada del acumulador de gasolina de producción en dos puntos :

a) - En la línea de gases efluentes del tope de la fraccionadora, inmediatamente antes de ingresar al primer condensador (Primera Sección).

b) - En la línea de gases efluentes del acumulador de reflujo de gasolina antes de ingresar a los condensadores atmosféricos de gasolina de producción (Segunda Sección).

-Metalúrgicamente el sistema de tope está protegido por :

a) - Enchape con Monel del interior del domo de la torre de destilación hasta el plato N° 45 (Primer Plato de Tope).

b) - El material del plato N° 45, es de Monel.

c) - Los tubos del condensador ATM esférico de gasolina de producción, (Segunda Sección) también es de Monel.

3.5 - Problemas de Corrosión en el Sistema de Tope de la UDP II

3.5.1 - Ocurrencias

Luego de la inspección de la unidad en el año 1980, se ha observado un régimen severo de corrosión en las siguientes zonas de la Primera Sección del sistema de tope :

- En el acumulador de reflujo de gasolina, siendo necesario hasta la fecha, el cambio de la carcasa de la bomba cada 12 meses de operación, debido al fuerte ataque por erosión-corrosión.
- En el cuerpo de la válvula automática que controla el caudal de reflujo de gasolina.
- Desde la puesta en marcha de la Unidad, hasta Noviembre de 1979, se ha operado con temperaturas de tope entre 320 ° y 318 °F. Al cual le corresponde una temperatura de 265 ° - 260 ° F en el acumulador del reflujo.

-Posteriormente se disminuyó la temperatura del domo de la columna de fraccionamiento a 298° 302° F con la finalidad de optimizar el rendimiento de los destilados medios (kerosene - diesel). Estas temperaturas de tope, no permiten la condensación de agua en el domo de la columna, pero sí en el condensador y acumulador de reflujo de gasolina.

En 1982 - 83, se han presentado roturas repetitivas de los tubos del condensador de reflujo (gases de tope Vs. crudo), luego de siete años de operación.

3.5.2 - Conclusiones

De lo expuesto se deduce que el ataque corrosivo, se ha presentado solamente en la Primera Sección del sistema de tope, más no así en la Segunda Sección en donde se ha controlado la agresión corrosiva.

La concepción del diseño de los sistemas de tope con reflujo caliente, considera el establecimiento de condiciones de operación, tales que no favorezcan la condensación del vapor de agua en la Primera Sección.

El análisis efectuado - al agua condensada y del acumulador de reflujo de gasolina, se observó que es de tendencia ácida (pH entre 4.0 y 5.0) con alta concentración de cloruros, entre 700 - 390 ppm. La misma que se encuentra dispersa en el reflujo de gasolina, el que contiene entre : 380 - 250 ppm. de agua.

Al operar a menores temperaturas de tope, los equipos de la Primera Sección estuvieron trabajando muy cerca del punto de rocío del vapor de agua, favoreciendo la condensación de agua, pero en cantidades insuficientes para lavar todo el ClNH_4 formado.

El cloruro de amonio sólido remanente, ha atacado en forma agresiva al material de los equipos que son de acero al carbono (haz de tubos del condensador y acumulador).

La corrosión en el circuito de reflujo de gasolina es del tipo corrosión-erosión.

Existen dos alternativas para controlar el agresivo proceso corrosivo en este sistema, ambos alejados del punto de rocío del vapor de agua.

a) - Operar la Primera Sección del sistema de tope a temperaturas por encima del punto de rocío del vapor de agua. Aquí se debe considerar el gradiente térmico existente - entre la temperatura de equilibrio del acumulador de reflujo y la mínima temperatura alcanzada en la pared exterior del haz de tubos del condensador.

-La ventaja de esta condición, es que - permitiría la operación sin inyección de amoníaco en esta sección, ya que el HCl en fase gaseosa es inofensivo y asegurándose la no condensación del vapor de agua a que no podría hidrolizarse, pasando a la Segunda Sección en fase gaseosa, donde sí sería neutralizado con amoníaco ó aminas.

-Sin embargo, deberá mantenerse la inyección de inhibidores fílmico para mitigar la acción del H₂S reforzando la película de sulfuro de fierro formada en las paredes de los equipos.

-La desventaja de esto, es la menor producción de destilados medios y la menor calidad de la gasolina, ya que al ser esta más pesada, desplaza la temperatura del 10 % destilado, incidiendo en el rendimiento del GLP.

b) - Operar la primera sección del sistema de tope a temperaturas por debajo del punto de rocío del vapor de agua, con la finalidad de condensar la suficiente cantidad de agua para lavar toda la sal de amoníaco formada y controlar la concentración de crudos en esta zona, para lo cual deberá asegurarse el caudal mínimo de recirculación de agua de lavado (6 % V de la masa circulante).

En este caso deberá implementarse el sistema, para retirar el agua condensada a control de nivel de acumulador de reflujo de gasolina.

-Se tendrá un mayor rendimiento de destilados medios y gasolina de mejor calidad.

3.5.3 - Recomendaciones

Debido a la ventaja económica que significa aumentar el rendimiento de destilados medios y el de GLP, se recomienda optar por la alternativa b) es decir, operar la Primera Sección del sistema de tope a temperaturas menores de la del punto de rocío del vapor de agua.

Se deberá asegurar la recirculación de aproximadamente 1200 B/D de agua de lavado antes de los condensadores de tope.

Emplemar un sistema automatizado de evacuación del agua condensada en el acumulador de refluo de gasolina.

Con la finalidad de garantizar la continuidad operativa en amplios períodos, cambiar el material de los haces de tubos de los condensadores de tope por otros de Monel.

La temperatura del domo de la columna de fraccionamiento no deberá ser tan baja que favorezca la condensación del vapor de agua dentro de la columna, en caso contrario se deberá proteger ésta con la metalurgia apropiada (enchapados) de Monel y cambio de platos por otros del mismo material.

Recalcular el sistema de refluo del tope a fin de reducir las velocidades en aquellas zonas en las que han sido más agresivo, la corrosión, tipo de corrosión.

Emplear en la Primera -
Sección de condensación aminas neutralizantes en vez de amoniaco, pa
ra tener un control más preciso del pH.

El tipo de amina neutra
lizante a seleccionar, deberá tener su temperatura de ebullición si
milar ó muy cercana a la del agua, de esta manera actuará desde el
instante en que se forme la primera gota de agua.

CAPITULO IV -

4.- Conclusiones y Recomendaciones -

4.1 - Conclusiones

4.1.1 - Los problemas de corrosión en los sistemas de tope de las unidades de destilación primaria de petróleo, es producido por los contaminantes del petróleo.

4.1.2 - La forma de presentarse los problemas de corrosión, son particulares de cada sistema, por lo que cada uno de éstos, debe analizarse individualmente y tomarse las experiencias de otras unidades, como pautas referenciales que orienten a la elaboración del plan de control de la corrosión en cada caso específico.

4.1.3 - Para el control de la corrosión en los sistemas de tope es necesario conjugar :

- a) - Las variables del proceso
- b) - Las variables químicas
- c) - La metalurgia del sistema.

4.2 - Recomendaciones

4.2.1 - Siendo las variables - del proceso, uno de los tres parámetros sobre los que descansa todo el programa de control de corrosión, no deben de modificarse - las condiciones de operación de un sistema, antes de determinarse, como vá a influir este cambio, con el equilibrio considerado en el diseño del mismo.

4.2.2 - En los casos expuestos de la Refinería "La Pampilla", se recomienda :

a) - Complementar el control de la corrosión en la unidad de destilación Primaria I (UDP I) con la implementación de la inyección de soda en el tren de precalentamiento de crudo, y priorizar el proyecto de cambio del material de los tubos de los cuerpos de los condensadores de tope, que son de acero al carbono por Monel.

b) - En la Unidad de Destilación Primaria II (UDP II), adoptar la alternativa de operar la Primera Sección del Sistema de tope (Reflujo Caliente) por debajo del punto de rocío del vapor de agua, para lo cual previamente, deberá :

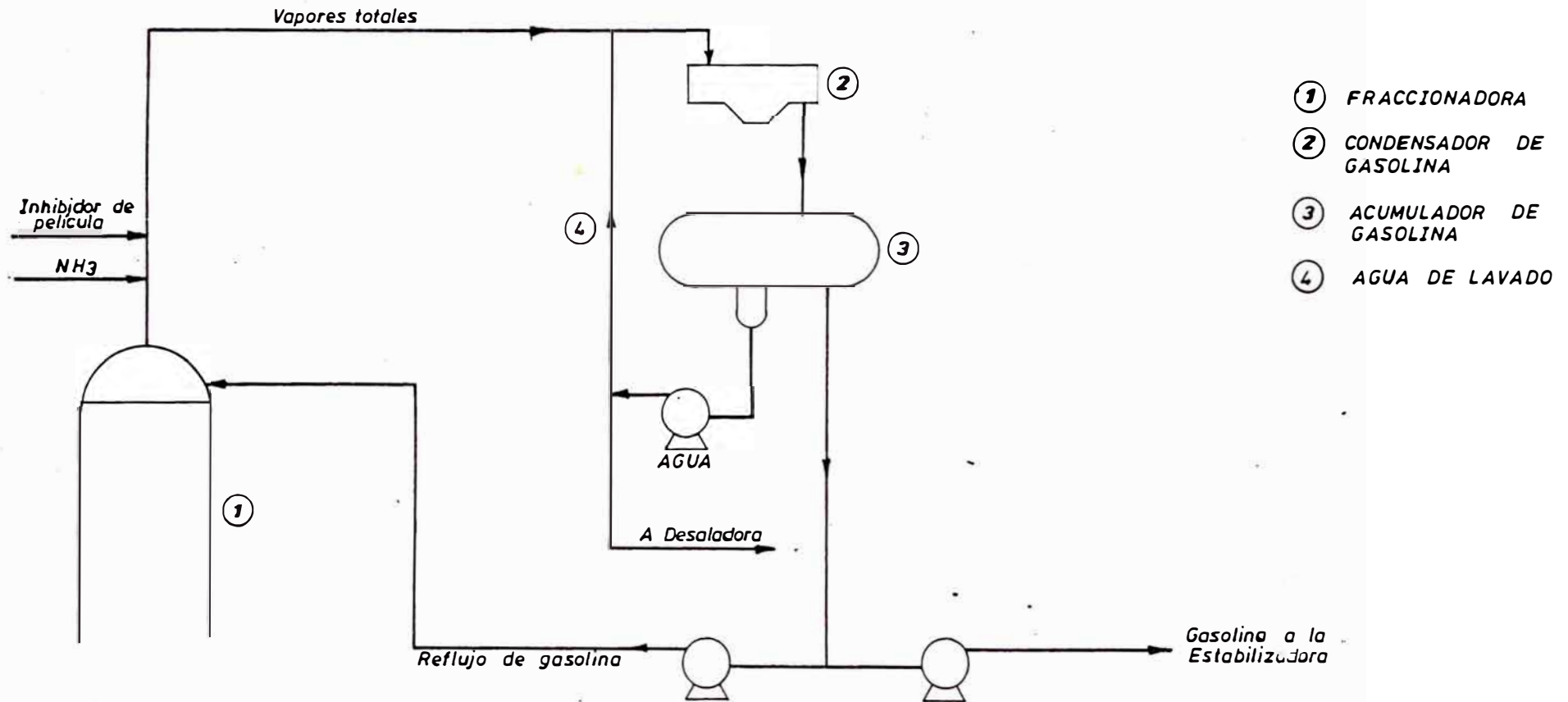
- Modificar el sistema de recirculación del agua de lavado, de tal manera que garantice un flujo mínimo de agua del 6 % V del total de la masa circulante.
- Implementar un sistema automatiza de evacuación del agua condensada del acumulador de reflujo de gasolina.
- A mediano plazo deberá reemplazarse el material de los tubos del condensador de reflujo de gasolina por Monel, en vez de acero al carbono.

CAPITULO V

A n e x o s

<u>Diagrama N° 1</u>	-Sistema de tope de reflujo frío
<u>Diagrama N° 2</u>	-Sistema de tope de reflujo caliente.
<u>Diagrama N° 3</u>	-Principales equipos de las Unidades de Destilación Primaria de Petróleo.
<u>Diagrama N° 4</u>	-Metalurgia de una columna de fraccionamiento de petróleo.
<u>Gráfico N° 1</u>	-Velocidades de corrosión Vs pH para distintas concentraciones de H ₂ S.
<u>Cuadro N° 1</u>	-Condiciones de operación de diseño Vs condiciones de operación actuales de la unidad de destilación primaria I Refinería "La Pampilla".
<u>Cuadro N° 2</u>	-Estadística parcial de las condiciones de operación del sistema de tope de la unidad de destilación primaria I.- Refinería "La Pampilla"
<u>Cuadro N° 3</u>	-Condiciones de operación de diseño Vs condiciones de operación actuales de la unidad de destilación Primaria II Refinería "La Pampilla".
<u>Cuadro N° 4</u>	-Estadística parcial de las condiciones de operación del sistema de tope de la unidad de destilación Primaria II - Refinería "La Pampilla".

SISTEMA DE TOPE CON REFLUJO FRIO



SISTEMA DE TOPE CON REFLUJO CALIENTE

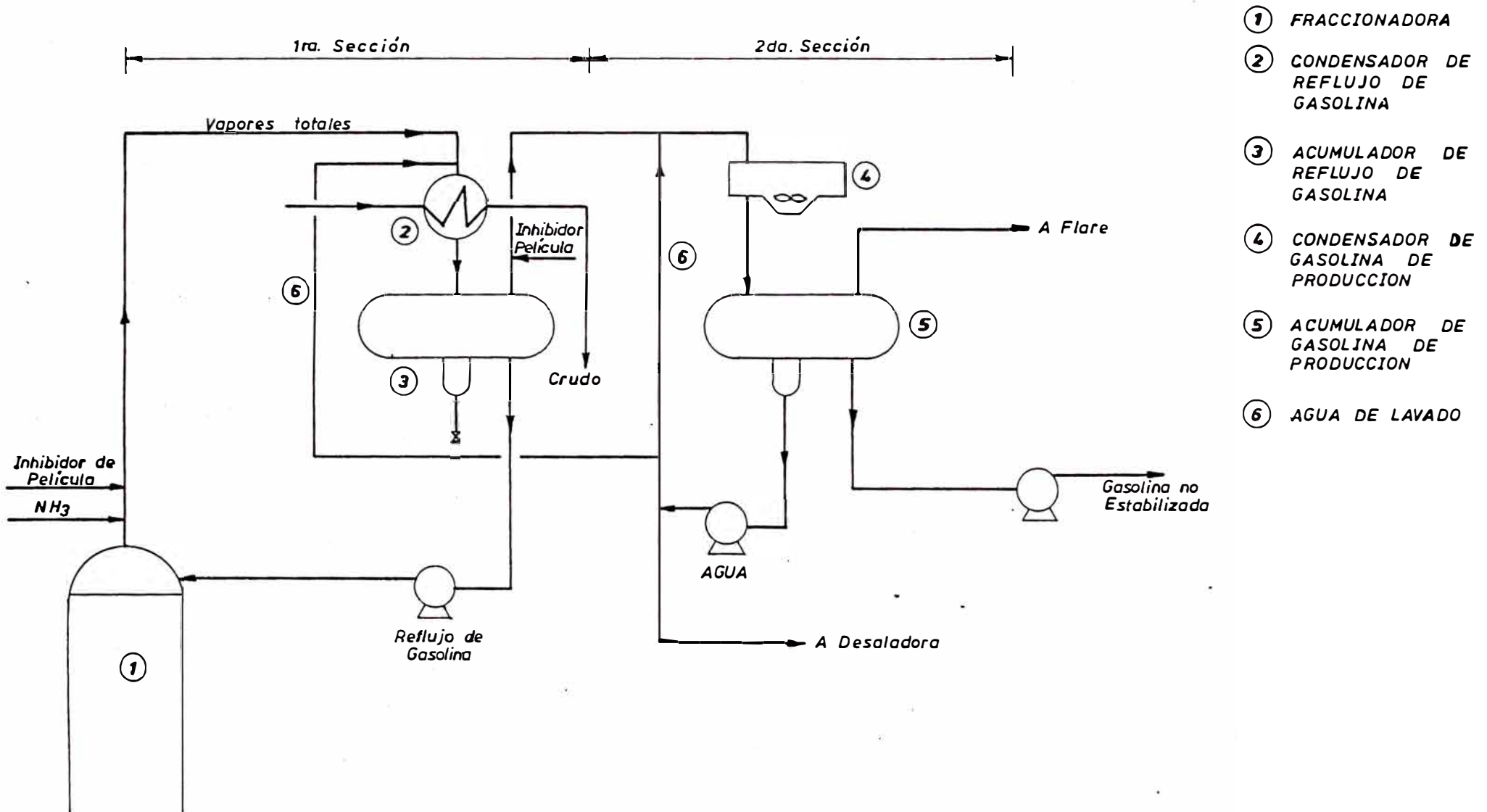


DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DE UNA UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA DE PETROLEO

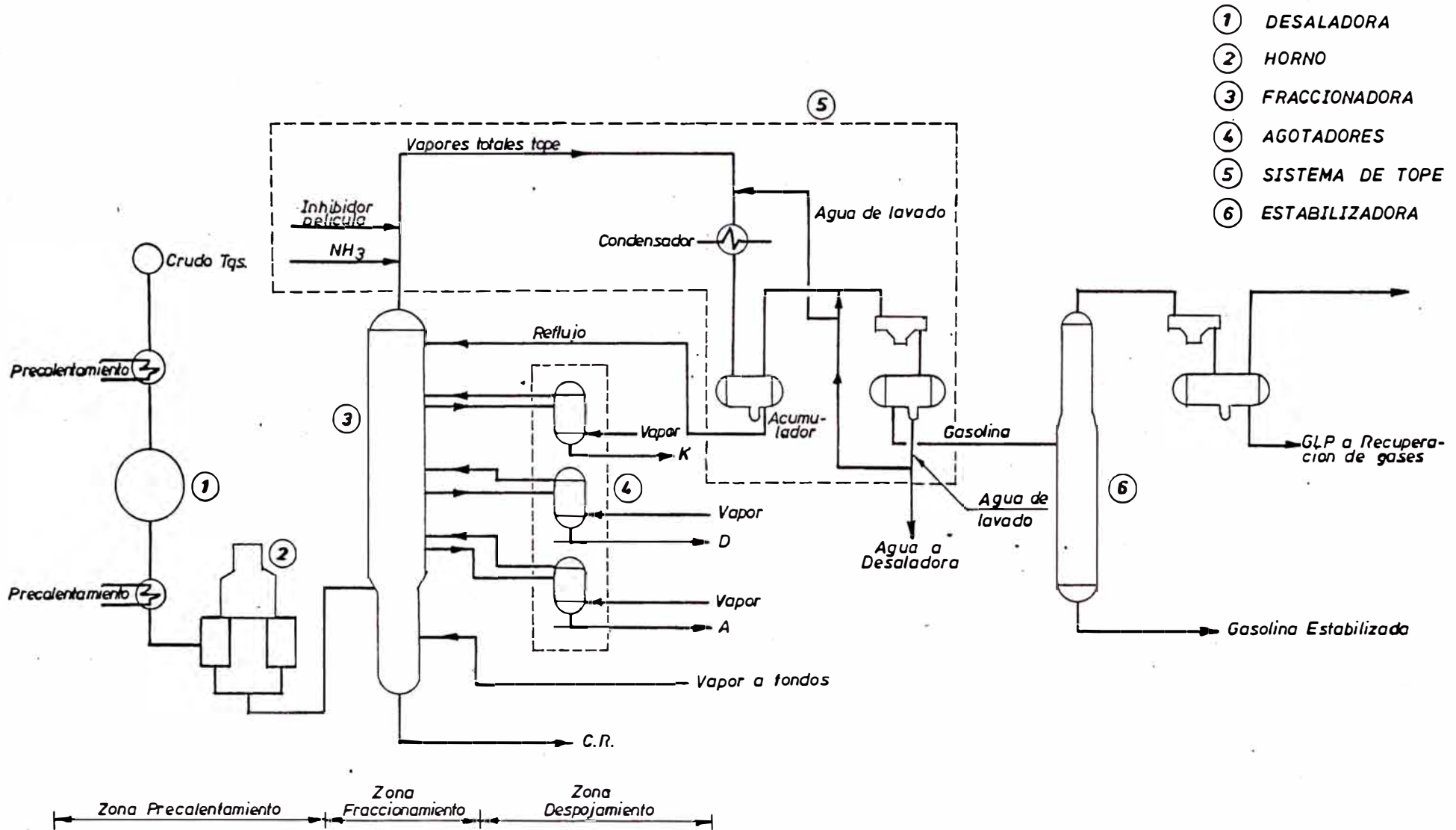


DIAGRAMA N° 3

DIAGRAMA N° 4

METALURGIA DE UNA COLUMNA DE FRACCIONAMIENTO DE PETROLEO

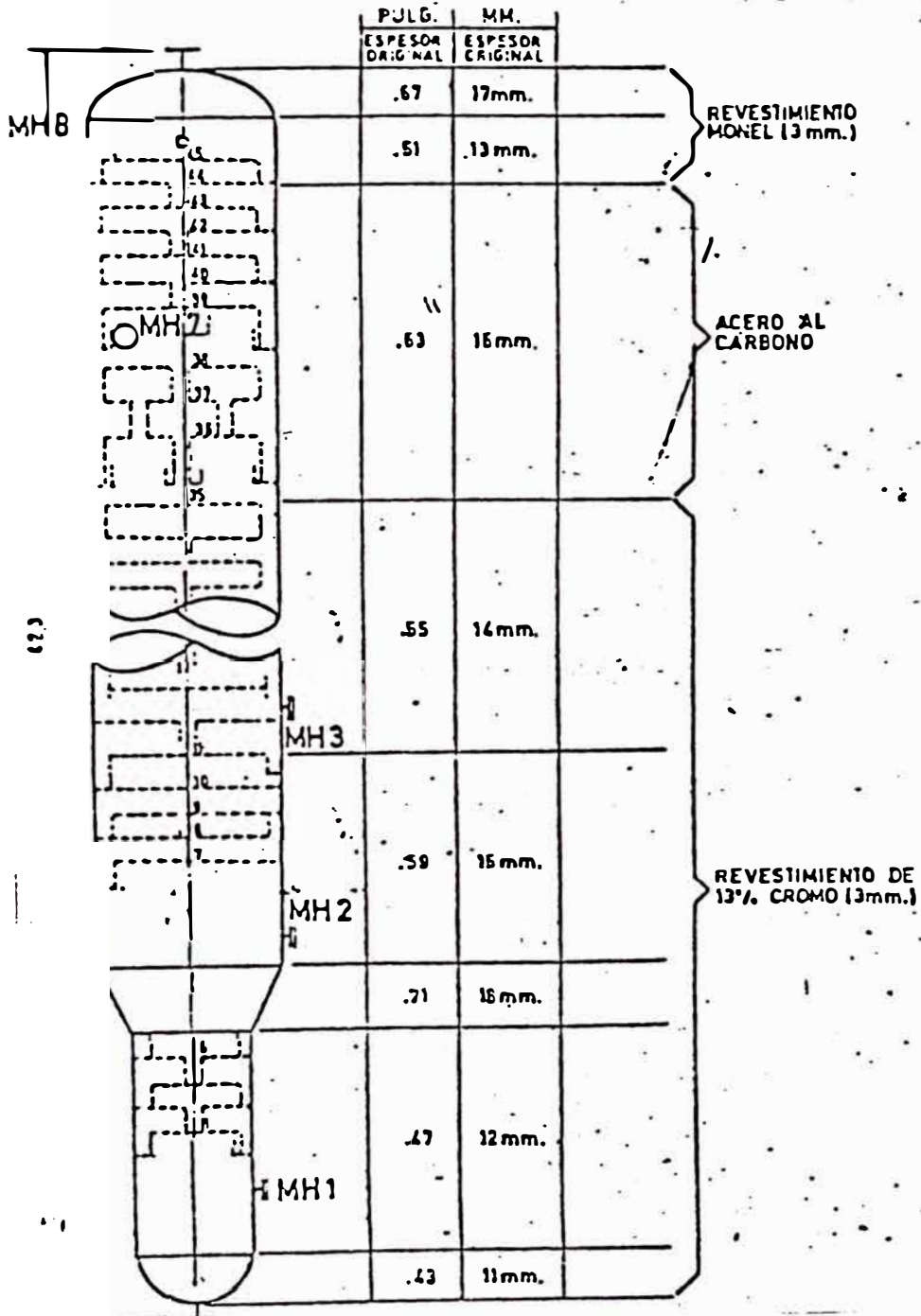
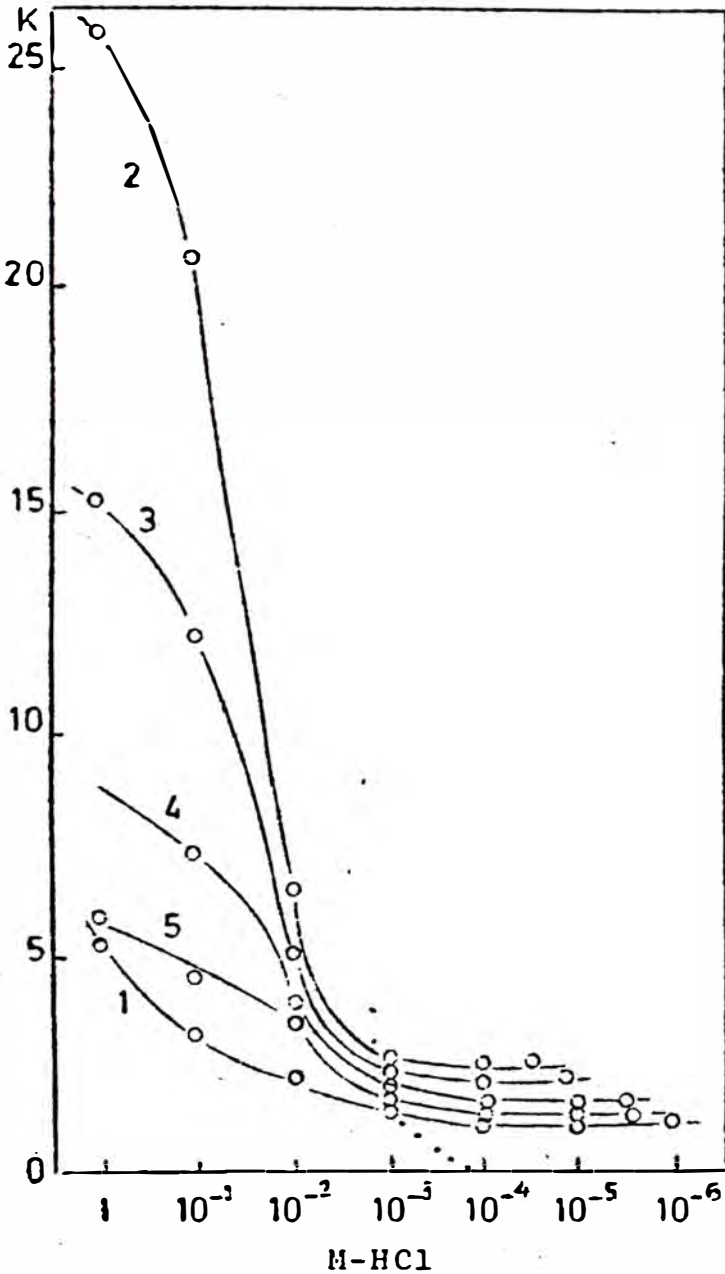


GRAFICO N° 1

CORRELACION DE LA CORROSION DEL ACERO CON LA CONCENTRACION DE ACIDO CLORHIDRICO EN SOLUCION ACUOSA PARA DIFERENTES CONTENIDOS DE H₂S.



k = Pérdida de Acero por corrosión en $g.cm^{-2}$ (6 hr). 10^{-4}

$M-HCl$ = Concentración de HCl en gram-mol/l

1 = Soluciones de HCl sin H₂S

2 = 1.10^{-2} M-H₂S

3 = 1.10^{-3} M-H₂S

4 = 1.10^{-4} M-H₂S

5 = 1.10^{-5} M-H₂S

Referencia: R. H. Housler y N. D. Coble, Corrosion Control in Crude Unit Overhead Systems.

CUADRO N°2

ESTADISTICA PARCIAL DE LAS CONDICIONES DE OPERACION
DEL SISTEMA DE TOPE DE LA UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA

CONDICIONES DE OPERACION Y CONTROL DE CORROSION EN LA FRACCIONADORA PRIMARIA

Noviembre 1973 - Mayo 1974

FECHA		Nov.73	Dic.73	En. 74	Feb.74	Mar.74	Ab. 74	May.74	Jun.74
CARGA	B.P.D.	30,109	33,458	32,625	30,501	30,575	34,312	33,731	33,262
Composición Carga	Orito	0.4	0.0194	-	-	-	-	-	-
	Qatar	-	-	1.2	2.6	5.8	3.1	0.3	-
	Boliviano	-	5.1129	1.3	0.7	-	1.8	12.1	10.8
	Ecuatoriano	71.5	48.0000	51.3	57.7	45.3	46.0	23.6	54.0
	Belco	27.7	44.2097	35.4	27.0	14.4	31.3	8.2	12.2
	Cabo Blanco	-	1.8677	10.5	11.5	8.5	0.7	33.2	8.2
	Musa	-	-	-	-	25.2	16.4	22.0	13.6
Ret. Recroc.	0.4	0.7963	0.3	0.5	0.8	0.7	0.6	1.2	
Sal a Desaladora #/MB	4.32	4.63	9.3	7.1	10.8	10.0	22.0	12.8	
Sal a la Unidad #/MB	2.12	2.31	4.30	3.45	5.11	5.16	13.38	9.1	
Temperatura de Rocío (aprox)°F	156	158	158	150	150	150	150	150	
Temperatura del Domo °F	223	229	228	226	225	228	227	225	
Presión del Domo Psig.	12.5	16.0	13.9	12.7	12.1	13.5	12.5	12.7	
Temp. de Reflujo de Gasolina°F	106	117	114	114	114	114	114	109	
Reflujo de Gasolina, BPD	4,738	5,796	3,316	3,895	4,320	4,694	4,667	4,545	
Vapor Total, Lbs/Hr.	3,335	3,320	2,635	1,889	1,754	1,152	1,127	1,040	
Corrosión, MPY	0.998	4.692	0.646	0.298	1.066	0.562	0.424	-	

CONDICIONES DE OPERACION Y CONTROL DE CORROSION DE LA FRACCIONADORA PRIMARIA

Julio 1974 - Abril 1975

FECHA		Jul.74	Ago.74	Set.74	Oct.74	Nov.74	Dic.74	Enc.75	Feb.75	Mar.75	Abr.75
CARGA	B.P.D.	31,426	32,396	33,085	31,627	31,704	31,921	30,771	32,518	30,132	34,024
Composición Carga	Belco	20.1	12.3	40.3	17.3	27.1	16.2	2.0	21.0	32.7	1.5
	C. Elanco	20.1	14.1	30.4	12.7	3.7	4.8	5.2	1.1	-	5.9
	Musa	21.4	47.5	5.7	33.8	24.4	46.3	37.9	10.8	1.4	-
	Ecuatoriano	22.9	12.6	3.5	13.4	37.7	31.6	53.6	65.5	39.1	43.0
	Boliviano	13.7	11.5	6.3	7.4	0.2	-	-	-	-	-
	Mandji	-	0.5	12.9	13.8	5.4	-	-	-	-	-
	Mercedes	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	2.8
	Oficina	-	-	-	-	-	-	-	-	6.1	45.4
	Retornos	1.8	1.5	0.9	-	1.5	1.1	1.3	1.6	0.6	1.4
Sal a Desaladora, Lb/MB	11.83	9.0	17.2	11.8	8.6	8.8	7.0	5.5	7.6	11.0	
Sal a la Unidad, Lb/MB.	8.32	6.39	10.2	7.33	5.81	6.18	4.98	3.92	5.15	7.86	
Temp. de Rocío, (Aprox.)°F	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Temp. del Domo, °F	230	228	233	225	224	224	223	228	227	228	
Presión del Domo, psig.	14.0	13.4	12.5	12.3	12.5	12.3	12.7	13.8	13.4	14.1	
Temp. Ref. Gasolina, °F	115	119	117	115	114	116	117	118	122	120	
Reflujo de Gasolina, BPD	4875	5877	4808	4654	4900	5966	6803	6374	5910	4840	
Vapor Total, Lb/H	1825	2302	1323	1435	1507	1502	1183	1168	1086	1158	
Corrosión, MPY	1.16	1.076	2.98	1.89	1.67	1.12	4.43	2.28	0.38	2.42	

REFERENCIA: SEMINARIO TECNICO DE CORROSION - PETROPERU

A. Cueto - E. Noboa - Lima 1975

CUADRO N°4

ESTADISTICA PARCIAL DE LAS CONDICIONES DE OPERACION
DEL SISTEMA DE TOPE DE LA UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA II

AÑO 1980

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMB.	OCTUBRE	NOVIEM.	DICIEM
Carga a la Unidad	MB/D	64.6	59.4	64.9	65.7	62.5	62.6	60.5	62.3	68.4	64.9	68.5	66.0
Sal en crudo al Horno	ptb.	2.9	4.6	6.0	5.7	12.6	15.9	7.9	4.9	3.5	4.3	4.9	12.5
Presión del Tope	psig.	17	18	18	17	17	18	17.4	18.4	18.0	18	18.5	18.2
Temperatura de tope	*F.	301	293	291	297	299	297	298	299	297	301	298	298
Temperatura de Ref. de Gasol.	*F.	249	240	240	243	241	240	240	246	245	248	246	245
Reflujo de Gasolina	MB/D	16.9	17.5	19.5	17.9	16.6	17.7	15.8	16.6	18.2	19.9	19.9	17.0
Gasolina a Estab.	MB/D	11.4	10.1	11.3	11.0	10.4	11.7	11.0	10.4	10.9	11.8	12.0	11.7
Vapor Total a Fracc.	Tn/H	7.1	7.8	6.9	6.4	6.2	6.2	5.8	5.6	6.1	6.5	6.0	5.4
Amoníaco al tope	K/MB	0.78	1.05	1.13	0.82	0.34	0.38	0.44	0.29	0.38	0.69	0.34	0.8
Kontd al tope	K/MB	0.42	0.33	0.32	0.44	0.27	0.44	0.87	0.24	0.40	0.40	0.17	0.5
Acidez de Laboratorio de D 12	ph.	7.0	6.8	6.7	7.0	6.7	7.0	7.3	7.1	7.0	7.0	7.4	7.4
Cl-	ppm.	32.8	22.9	36.2	54.0	39.0	48.6	22.5	33.1	22.0	29.7	38.5	82.4
Fe	ppm.	0.35	0.31	0.47	1.22	2.0	1.28	0.38	0.75	0.30	0.4	0.28	0.7
Tasa de Corrosión													
Medidor 211E2A1	Mpy	0.58	6.92	7.1	0.0	--	3.2	0.5	1.0	0.0	4.8	7.2	35.6
Medidor 211E2A2	Mpy	1.24	5.13	0.0	6.6	--	7.3	0.3	--	0.0	4.5	12.3	26.9
Medidor Ref. 211P9A	Mpy	22.9	10.27	69.5	--	57	--	--	16	--	--	19.9	22.1
Medidor 211D2	Mpy	--	--	--	--	--	--	--	--	12.8	12.9	6.7	69.1
Medidor 211D12	Mpy	--	--	--	--	--	--	--	--	8.5	6.9	13.3	48.7

CORRIDA DE PRUEBA PARA EVALUAR CONDENSACION DE AGUA EN EL 211 D 2

DIA DE CORRIDA		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Carga a la Unidad	MBPD	61.9	61.9	61.5	61.9	61.9	60.4	55.1	55.1	51.2	54.3	55.1	55.1	55.1	55.1
Sal en crudo al Hor.	ptb	2.8	2.8	3.2	4.4	3.8	1.8	5.0	4.0	5.2	3.6	3.0	2.7	3.0	2.5
Presión de tope	psig.	18.5	18.5	18.5	18.9	19.1	18.1	18.5	19.4	19.1	19.9	19.1	19.9	19.9	19.8
Temp. de Tope	*F.	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	304	311	320	318
Temp. de Ref. Gasol.	*F.	239	237	241	241	235	234	234	235	237	235	244	257	264	264
Reflujo de Gasolina	MBPD	18.3	18.3	16.1	16.2	18.7	18.6	15.4	14.8	13.7	15.1	14.9	14.2	11.5	10.9
Gasolina a Estab.	MBPD	10.4	10.4	10.7	10.7	10.4	10.1	9.8	9.9	9.3	9.9	9.8	10.2	9.7	9.2
Vapor Total a Frac.	Tn/H	5.6	5.7	7.4	5.8	6.8	6.8	6.8	5.5	5.7	5.5	5.5	4.3	4.1	4.1
Amoníaco al tope	K/MB	0.59	0.60	0.38	0.37	0.20	1.2	0.41	0.56	0.45	0.82	0.42	0.70	0.49	1.2
Kontd al tope	K/MB	0.47	0.70	0.45	0.63	0.51	0.5	0.31	0.20	0.76	0.71	0.51	0.51	0.48	0.75
Agua del O2	ph.	--	--	--	--	--	4.8	4.8	4.1	4.6	5.2	4.9	--	--	--
Agua del D2 Cl-	ppm.	--	--	--	--	--	394.5	394.5	350.0	394.5	437.5	789	1	--	--
Agua del O2 Fe.	ppm.	--	--	--	--	--	103	79	50	76	88	120	--	--	--
Agua del D 12	ph.	7.0	7.3	7.1	7.7	7.2	6.8	6.7	6.8	6.8	7.2	6.8	7.1	7.2	6.7
Agua del D 12 Cl-	ppm.	17.4	8.7	17.4	8.9	--	7.9	55	14	5.3	15.7	11.8	7.9	21.0	23.7
Agua del D 12 Fe.	ppm.	0.95	0.47	0.05	0.63	0.14	--	0.84	0.82	0.4	0.31	0.5	0.52	0.55	0.43
Humedad del Ref. Gasolina	ppm.	--	138.6	211.5	208	246	--	--	--	237.6	127	145.8	224.8	--	156

REFERENCIA: SEMINARIO INTERNACIONAL DE CORROSION

En Lengua - Av. P. Cárdenas - Lima / Perú (1981)

C u a d r o N ° 1

Condiciones de Operación de Diseño Vs. Condiciones de Operación Actuales de la Unidad de Destilación Primaria I - Refinería "La Pampilla"

<u>Variables de Operación</u>	<u>D i s e ñ o</u> <u>30 MB/DC.</u>	<u>A c t u a l</u> <u>35 MB/Dc.</u>	
Temperatura Tope Fraccionadora °F	186	230	
Inyección de vapor de agua a la fraccionadora LB/Hr.	9324	1550	4000
Recirculación de agua de lavado	650	700	
Punto de rocío del vapor de agua °F	179	150 -	165
Presión del tope psig.	12	14 -	16

C u a d r o N° 3

Condiciones de Operación de Diseño Vs. Condiciones de Operación
Actuales de la Unidad de Destilación Primaria II

<u>Variables de Operación</u>	<u>D i s e ñ o</u>	<u>A c t u a l</u>	
Temperatura tope de Frac cionadora (°F)	378 - 322	297	320
Temperatura del acumula- dor de reflujo de Gasoli na (°F)	325 - 261	244	277
Presión del acumulador - de Reflujo de Gasolina. (psig).	15.6	18.1	19.0
Presión del acumulador - de gasolina de Producción (psig.)	9.9	13.1	15
Reflujo de gasolina MBPD	23 - 13	18	17
Producción de gasolina MBPD	23 - 10	10	12.2
Inyección de vapor a la fraccionadora lb/hora	16000	8000 - 6000	

5.2 - B i b l i o g r a f í a

- (1) J.M. Brooke, *Hydrocarbon Processing*, 49, 121 - (1970).
- (2) R.J. Housler and N.D. Coble "Corrosion Control-Incrude Unit Quechhead Systems. (1973).
- (3) E.Barreda y E.Novoa : "Corrosión del Circuito - de Gases del Tope de la Fraccionadora de Destilación Primaria II - C1 Refinería : "La Pampilla".
Seminario de Corrosión - 1975 - Lima - Perú.
- (4) A.Cueto y E. Novoa "Corrosión en la columna de Destilación Primaria "Seminario de Corrosión" (1975) - Lima - Perú.
- (5) E. Mogollón : "Desalado de Crudo" (1983).
- (6) E.Lengua y W.Cárdenas : "Corrosión en el Sistema de Tope de la Unidad de Destilación Primaria II "Refinería "La Pampilla" - Seminario Internacional de Corrosión" - (1981) - Lima - Perú.

* * * * *